

**СБОРНИК**  
**нормативных актов по реформированию**  
**и функционированию электроэнергетики**  
**Российской Федерации**

**май 2006**



---

# СОДЕРЖАНИЕ

## ФЕДЕРАЛЬНЫЕ ЗАКОНЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

1. Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» .....	9
2. Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 36-ФЗ «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона "Об электроэнергетике"» .....	35
3. Федеральный закон от 14 апреля 1995 г. № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» .....	39
4. Федеральный закон от 17 августа 1995 г. № 147-ФЗ «О естественных монополиях» .....	45
5. Гражданский кодекс Российской Федерации от 26 января 1996 г. № 14-ФЗ § 6 (Энергоснабжение). Часть вторая.....	53
6. Федеральный закон от 3 апреля 1996 г. № 28-ФЗ «Об энергосбережении» .....	57
7. Федеральный закон от 26 октября 2002 г. № 127-ФЗ «О несостоятельности (банкротстве)». Глава XII.....	63
8. Федеральный закон от 8 августа 2001 г. № 128-ФЗ «О лицензировании отдельных видов деятельности». Статья 18, пункт 8.....	67
9. Федеральный закон от 24 ноября 1995 года № 208-ФЗ «Об акционерных обществах». Глава XI. Статья 81 .....	69

## ПОСТАНОВЛЕНИЯ ПРАВИТЕЛЬСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

1. Постановление Правительства РФ от 11 июля 2001 г. № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» .....	73
2. Постановление Правительства РФ от 21 декабря 2001 г. № 881 «О критериях отнесения магистральных линий электропередачи и объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети» .....	83
3. Постановление Правительства РФ от 22 августа 2003 г. № 516 «О предельных уровнях тарифов на электрическую и тепловую энергию» .....	85
4. Постановление Правительства РФ от 16 сентября 2003 г. № 576 «Об уполномоченном федеральном органе исполнительной власти по обеспечению государственного контроля за деятельностью Администратора торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности)» .....	87
5. Постановление Правительства РФ от 20 октября 2003 г. № 638 «О системе отчетности, представляемой в федеральный орган исполнительной власти по регулированию естественных монополий» .....	89
6. Постановление Правительства РФ от 24 октября 2003 г. № 643 «О Правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода» .....	91
7. Постановление Правительства РФ от 28 октября 2003 г. № 648 «Об утверждении Положения об отнесении объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети и о ведении реестра объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть» .....	115
8. Постановление Правительства РФ от 5 ноября 2003 г. № 674 «О порядке рассмотрения разногласий, возникающих между органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности, и потребителями» .....	119
9. Постановление Правительства РФ от 30 декабря 2003 г. № 792 «О перечне услуг по организации функционирования и развитию единой энергетической системы России» .....	123
10. Постановление Правительства РФ от 19 января 2004 г. № 19 «Об утверждении Правил согласования инвестиционных программ субъектов естественных монополий в электроэнергетике» .....	125
11. Постановление Правительства РФ от 21 января 2004 г. № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии» .....	129

12. Постановление Правительства РФ от 26 февраля 2004 г. № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» .....	135
13. Постановление Правительства РФ от 3 марта 2004 г. № 123 «Об утверждении Правил отмены решений органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, а также решений органов местного самоуправления, принятых во исполнение переданных им полномочий по государственному регулированию тарифов на тепловую энергию» .....	149
14. Постановление Правительства РФ от 4 марта 2004 г. № 136 «Об утверждении Типового положения об органе исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов» .....	151
15. Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2004 г. № 854 «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» .....	155
16. Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям» .....	167
17. Постановление Правительства РФ от 16 февраля 2005 г. № 81 «Об определении источников возмещения расходов на обеспечение деятельности и выполнение обязанностей эксплуатирующей организации, осуществляющей деятельность в области использования атомной энергии» .....	181
18. Постановление Правительства РФ от 6 мая 2005 г. № 291 «Об утверждении положения о лицензировании деятельности по продаже электрической энергии гражданам» .....	183
19. Постановление Правительства РФ от 7 декабря 2005 г. № 738 «О порядке формирования источника средств на оплату услуг по формированию технологического резерва мощностей по производству электрической энергии и финансирования объектов по производству электрической энергии в целях предотвращения возникновения дефицита электрической мощности» .....	187
20. Постановление Правительства РФ от 26 января 2006 года № 41 «О критериях отнесения объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети» .....	193

## РАСПОРЯЖЕНИЯ ПРАВИТЕЛЬСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

1. Распоряжение Правительства РФ от 27 июня 2003 г. № 865-р [О плане мероприятий по реформированию электроэнергетики на 2005 – 2006 годы] .....	197
2. Распоряжение Правительства РФ от 1 сентября 2003 г. № 1252-р [О назначении представителей федеральных органов исполнительной власти в наблюдательный совет некоммерческого партнерства «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии (мощности)»] .....	201
3. Распоряжение Правительства РФ от 1 сентября 2003 г. № 1254-р [О формировании генерирующих компаний оптового рынка электроэнергии] .....	203
4. Распоряжение Правительства РФ от 1 декабря 2003 г. № 1754-р [Об утверждении Программы изменения уровня государственных регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике] .....	209
5. Распоряжение Правительства РФ от 29 декабря 2003 г. № 1939-р [О создании семи межрегиональных магистральных сетевых компаний] .....	211
6. Распоряжение Правительства РФ от 7 октября 2004 г. № 1288-р [О внесении изменений в состав представителей федеральных органов исполнительной власти в наблюдательном совете некоммерческого партнерства «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии Единой энергетической системы»] .....	213
7. Распоряжение Правительства РФ от 25 октября 2004 г. № 1367-р [О формировании 7-й генерирующей компании оптового рынка электроэнергии] .....	215
8. Распоряжение Правительства РФ от 26 января 2006 г. № 77-р [О перечне открытых акционерных обществ энергетики и электрификации, принадлежащие Российскому открытому акционерному обществу энергетики и электрификации «ЕЭС России» акции которых вносятся в уставный капитал межрегиональных распределительных сетевых компаний в оплату размещаемых дополнительных акций] .....	217

---

**ПРИКАЗЫ МИНИСТЕРСТВА ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ЭНЕРГЕТИКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ, ФСТ И ПОСТАНОВЛЕНИЯ ФЭК**

1. Приказ Министерства промышленности и энергетики РФ от 28 марта 2005 г. № 58 «Об утверждении рекомендуемого перечня технических регламентов в электроэнергетике» .....	223
2. Приказ Министерства промышленности и энергетики РФ от 14 июня 2005 г. № 119 «О минимальном размере собственного капитала организаций, осуществляющих деятельность по продаже электрической энергии гражданам» .....	227
3. Постановление ФЭК от 25 августа 2003 г. № 66-э/1 «О предельных уровнях тарифов на электрическую и тепловую энергию на 2004 год» .....	229
4. Приказ ФСТ от 6 августа 2004 г. № 20-э/2 «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» .....	241
5. Приказ ФСТ от 24 августа 2004 г. № 43-э/2 «Об утверждении методических указаний по расчету тарифов на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности)» .....	315
6. Приказ ФСТ от 24 августа 2004 г. № 44-э/3 «Об утверждении методики расчета стоимости отклонений объемов фактического производства (потребления) электрической энергии участников оптового рынка от объемов их планового почасового производства (потребления)» .....	325
7. Приказ ФСТ РФ от 24 августа 2004 г. № 45-э/4 «Об утверждении методических указаний по расчету тарифов на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике» .....	333
8. Приказ ФСТ РФ от 15 февраля 2005 г. № 22-э/5 «Об утверждении методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям» .....	341
9. Приказ ФСТ РФ от 8 апреля 2005 г. № 130-э «Об утверждении регламента рассмотрения дел об установлении тарифов и (или) их предельных уровней на электрическую (тепловую) энергию (мощность) и на услуги, оказываемые на оптовом и розничных рынках электрической (тепловой) энергии (мощности)» .....	345
10. Приказ ФСТ РФ от 5 июля 2005 г. № 275-э/4 «Об утверждении методических указаний по индексации предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов и тарифов на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность» .....	357



**ФЕДЕРАЛЬНЫЕ ЗАКОНЫ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**





РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ЗАКОН  
от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ

ОБ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Принят  
Государственной Думой  
21 февраля 2003 года

Одобен  
Советом Федерации  
12 марта 2003 года

(в ред. Федерального закона от 22.08.2004 № 122-ФЗ,  
с изм., внесенными Федеральным законом от 30.12.2004 № 211-ФЗ)

Глава 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Статья 1. Предмет регулирования настоящего Федерального закона

Настоящий Федеральный закон устанавливает правовые основы экономических отношений в сфере электроэнергетики, определяет полномочия органов государственной власти на регулирование этих отношений, основные права и обязанности субъектов электроэнергетики при осуществлении деятельности в сфере электроэнергетики (в том числе производства в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии) и потребителей электрической и тепловой энергии.

Статья 2. Законодательство Российской Федерации об электроэнергетике

Законодательство Российской Федерации об электроэнергетике основывается на Конституции Российской Федерации и состоит из Гражданского кодекса Российской Федерации, настоящего Федерального закона и иных регулирующих отношения в сфере электроэнергетики федеральных законов, а также указов Президента Российской Федерации и постановлений Правительства Российской Федерации, принимаемых в соответствии с указанными федеральными законами.

Статья 3. Определение основных понятий

Для целей настоящего Федерального закона используются следующие основные понятия:

**электроэнергетика** – отрасль экономики Российской Федерации, включающая в себя комплекс экономических отношений, возникающих в процессе производства (в том числе производства в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), передачи электрической энергии, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, сбыта и потребления электрической энергии с использованием производственных и иных имущественных объектов (в том числе входящих в Единую энергетическую систему России), принадлежащих на праве собственности или на ином предусмотренном федеральными законами основании субъектам электроэнергетики или иным лицам. Электроэнергетика является основой функционирования экономики и жизнеобеспечения;

**Единая энергетическая система России** – совокупность производственных и иных имущественных объектов электроэнергетики, связанных единым процессом производства (в том числе производства в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии) и передачи электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;

**субъекты электроэнергетики** – лица, осуществляющие деятельность в сфере электроэнергетики, в том числе производство электрической и тепловой энергии, поставки (продажи) электрической энергии, энергоснабжение потребителей, предоставление услуг по передаче электрической энергии, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, сбыт электрической энергии, организацию купли-продажи электрической энергии;

**потребители электрической и тепловой энергии** – лица, приобретающие электрическую и тепловую энергию для собственных бытовых и (или) производственных нужд;

**оптовый рынок электрической энергии (мощности) (далее – оптовый рынок)** – сфера обращения особого товара – электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России в границах единого экономического пространства Российской Федерации с участием крупных производителей и крупных покупателей электрической энергии, получивших статус субъекта оптового рынка и действующих на основе правил оптового рынка, утверждаемых в соответствии с настоящим Федеральным законом Правительством Российской Федерации. Критерии отнесения производителей и покупателей электрической энергии к категории крупных производителей и крупных покупателей устанавливаются Правительством Российской Федерации;

**субъекты оптового рынка** – юридические лица, получившие в установленном настоящим Федеральным законом порядке право участвовать в отношениях, связанных с обращением электрической энергии на оптовом рынке, в соответствии с утверждаемыми Правительством Российской Федерации правилами оптового рынка;

**розничные рынки электрической энергии (далее – розничные рынки)** – сфера обращения электрической энергии вне оптового рынка с участием потребителей электрической энергии;

**объекты электросетевого хозяйства** – линии электропередачи, трансформаторные и иные подстанции, распределительные пункты и иное предназначенное для обеспечения электрических связей и осуществления передачи электрической энергии оборудование;

**услуги по передаче электрической энергии** – комплекс организационно и технологически связанных действий, обеспечивающих передачу электрической энергии через технические устройства электрических сетей в соответствии с техническими регламентами;

**услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике** – комплекс мер по централизованному управлению технологическими режимами работы технических устройств электростанций, электрических сетей и энергопринимающего оборудования потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, осуществляемых в целях обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, соответствующих техническим регламентам и иным обязательным требованиям;

**энергосбытовые организации** – организации, осуществляющие в качестве основного вида деятельности продажу другим лицам произведенной или приобретенной электрической энергии;

**двусторонний договор купли-продажи электрической энергии** – соглашение, в соответствии с которым поставщик обязуется поставить покупателю электрическую энергию в определенном количестве и определенного соответствующими техническими регламентами и иными обязательными требованиями качества, а покупатель обязуется принять и оплатить электрическую энергию на условиях заключенного в соответствии с правилами оптового рынка и основными положениями функционирования розничных рынков договора;

**потребители электрической энергии с управляемой нагрузкой** – категория потребителей электрической энергии, которые в силу режимов работы (потребления электрической энергии) влияют на качество электрической энергии, надежность работы Единой энергетической системы России и оказывают в связи с этим на возмездной договорной основе услуги по обеспечению вывода Единой энергетической системы России из аварийных ситуаций. Указанные потребители могут оказывать и иные согласованные с ними услуги на условиях договора;

**комбинированная выработка электрической и тепловой энергии** – режим работы теплоэлектростанций, при котором производство электрической энергии непосредственно связано с одновременным производством тепловой энергии;

**зона оптового рынка** – территория, которая определяется Правительством Российской Федерации и в границах которой происходит формирование равновесной цены оптового рынка в порядке, предусмотренном настоящим Федеральным законом и правилами оптового рынка (далее – ценовая зона оптового рынка);

**гарантирующий поставщик электрической энергии (далее – гарантирующий поставщик)** – коммерческая организация, обязанная в соответствии с настоящим Федеральным законом или добровольно принятыми обязательствами заключить договор купли-продажи электрической энергии с любым обратившимся к нему потребителем либо с лицом, действующим от имени и в интересах потребителя и желающим приобрести электрическую энергию;

**вверное отключение** – обусловленное технологическими причинами ограничение (полное или частичное) режима потребления электрической энергии, в том числе его уровня, по причинам, не связанным с исполнением потребителем электрической энергии своих договорных обязательств или техническим состоянием его энергетических установок;

**территориальная сетевая организация** – коммерческая организация, оказывающая услуги по передаче электрической энергии с использованием объектов электросетевого хозяйства, не относящихся к единой национальной (общероссийской) электрической сети;

**установленная генерирующая мощность** – мощность объектов по производству электрической и тепловой энергии на момент введения в эксплуатацию соответствующего генерирующего объекта;

**максимально доступная генерирующая мощность** – часть установленной мощности объектов по производству электрической и тепловой энергии, за исключением мощности, не используемой для производства электрической и тепловой энергии по причине технической неисправности таких объектов;

**рабочая генерирующая мощность** – часть максимально доступной мощности объектов по производству электрической и тепловой энергии, за исключением мощности объектов электроэнергетики, выведенных в установленном порядке в ремонт и из эксплуатации;

**объекты электроэнергетики** – имущественные объекты, непосредственно используемые в процессе производства, передачи электрической энергии, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и сбыта электрической энергии, в том числе объекты электросетевого хозяйства.

## Глава 2. ОСНОВЫ ОРГАНИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

### Статья 4. Правовое регулирование отношений в сфере электроэнергетики

1. Нормативные правовые акты в области государственного регулирования отношений в сфере электроэнергетики принимаются в соответствии с федеральными законами Правительством Российской Федерации и уполномоченными им федеральными органами исполнительной власти.

2. Органы государственной власти субъектов Российской Федерации и органы местного самоуправления не вправе принимать нормативные правовые акты, направленные на регулирование отношений в сфере электроэнергетики, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами.

### Статья 5. Технологическая и экономическая основы функционирования электроэнергетики

1. Технологическую основу функционирования электроэнергетики составляют единая национальная (общероссийская) электрическая сеть, территориальные распределительные сети, по которым осуществляется передача электрической энергии, и единая система оперативно-диспетчерского управления.

2. Экономической основой функционирования электроэнергетики является обусловленная технологическими особенностями функционирования объектов электроэнергетики система отношений, связанных с производством и оборотом электрической энергии на оптовом и розничных рынках.

3. Субъекты электроэнергетики обязаны соблюдать требования технических регламентов в сфере функционирования Единой энергетической системы России.

#### **Статья 6. Общие принципы организации экономических отношений и основы государственной политики в сфере электроэнергетики**

1. Общими принципами организации экономических отношений и основами государственной политики в сфере электроэнергетики являются:

- обеспечение энергетической безопасности Российской Федерации;
- технологическое единство электроэнергетики;
- обеспечение бесперебойного и надежного функционирования электроэнергетики в целях удовлетворения спроса на электрическую энергию потребителей, обеспечивающих надлежащее исполнение своих обязательств перед субъектами электроэнергетики;
- свобода экономической деятельности в сфере электроэнергетики и единство экономического пространства в сфере обращения электрической энергии с учетом ограничений, установленных федеральными законами;
- соблюдение баланса экономических интересов поставщиков и потребителей электрической и тепловой энергии;
- использование рыночных отношений и конкуренции в качестве одного из основных инструментов формирования устойчивой системы удовлетворения спроса на электрическую энергию при условии обеспечения надлежащего качества и минимизации стоимости электрической энергии;
- обеспечение недискриминационных и стабильных условий для осуществления предпринимательской деятельности в сфере электроэнергетики, обеспечение государственного регулирования деятельности субъектов электроэнергетики, необходимого для реализации принципов, установленных настоящей статьей, при регламентации применения методов государственного регулирования, в том числе за счет установления их исчерпывающего перечня;
- содействие посредством мер, предусмотренных федеральными законами, развитию российского энергетического машиностроения и приборостроения, электротехнической промышленности и связанных с ними сфер услуг;
- обеспечение экономической обоснованности доходности инвестированного капитала, используемого при осуществлении субъектами электроэнергетики видов деятельности, в которых применяется государственное регулирование цен (тарифов) на электрическую и тепловую энергию.

2. Государственная политика в сфере электроэнергетики направлена на обеспечение соблюдения общих принципов организации экономических отношений в сфере электроэнергетики, установленных настоящим Федеральным законом.

### **Глава 3. ЕДИНАЯ НАЦИОНАЛЬНАЯ (ОБЩЕРОССИЙСКАЯ) ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ**

#### **Статья 7. Понятие и правовой статус единой национальной (общероссийской) электрической сети**

1. Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть представляет собой комплекс электрических сетей и иных объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих на праве собственности или на ином предусмотренном федеральными законами основании субъектам электроэнергетики и обеспечивающих устойчивое снабжение электрической энергией потребителей, функционирование оптового рынка, а также параллельную работу российской электроэнергетической системы и электроэнергетических систем иностранных государств.

Проектный номинальный класс напряжения, характеристики пропускной способности, реверсивности потоков электрической энергии и иные технологические характеристики объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, порядок ведения реестра указанных объектов утверждаются Правительством Российской Федерации.

2. В целях обеспечения безопасности Российской Федерации, защиты прав и законных интересов юридических и физических лиц, обеспечения единства экономического пространства в сфере обращения электрической энергии собственники или иные законные владельцы объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, ограничиваются в осуществлении своих прав в части:

- права заключения договоров оказания услуг по передаче электрической энергии с использованием объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, и определения условий этих договоров;
- использования (вывода из эксплуатации) указанных объектов без согласования с организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью.

Установленные настоящим Федеральным законом ограничения прав собственников или иных законных владельцев объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, не могут применяться в целях изъятия у этих лиц доходов, получаемых в результате осуществления их прав.

Введение других ограничений прав собственников или иных законных владельцев объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, не допускается.

В случае нарушения организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью определяемых Правительством Российской Федерации в соответствии с пунктом 1 статьи 21 настоящего Федерального закона существенных условий договора о порядке использования объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, ограничения прав собственников или иных законных владельцев, предусмотренные настоящей статьей, в части ограничения права заключения договоров оказания услуг по передаче электрической энергии с использованием объектов электросетевого хозяйства, входящих

в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, не применяются. При этом право заключения таких договоров предоставляется собственнику или иному законному владельцу указанных объектов. Разрешение разногласий о праве заключения таких договоров осуществляется во внесудебном порядке, определяемом Правительством Российской Федерации. В случаях, установленных Правительством Российской Федерации, организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью обязана заключить с иными собственниками объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, договоры, предусматривающие право собственников указанных объектов самостоятельно заключать договоры оказания услуг по передаче электрической энергии.

3. Собственники и иные законные владельцы объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, обеспечивают выполнение технологических требований к техническим устройствам сетей, а также согласованные режимы работы Единой энергетической системы России.

## **Статья 8. Организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью**

1. Ограниченные в соответствии со статьей 7 настоящего Федерального закона права собственников и иных законных владельцев объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, осуществляются организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью.

2. Организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью является открытым акционерным обществом. Доля участия Российской Федерации в уставном капитале организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью в период реформирования Российского открытого акционерного общества энергетики и электрификации «Единая энергетическая система России» не может составлять менее 52 процентов. По завершении реформирования доля Российской Федерации должна быть увеличена до уровня 75 процентов плюс одна голосующая акция в уставном капитале организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью. Увеличение доли государства должно быть проведено всеми способами, предусмотренными законодательством Российской Федерации. Особенности создания организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью определяются Федеральным законом «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона "Об электроэнергетике"».

3. Организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью заключает с другими собственниками или иными законными владельцами объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, договоры, определяющие порядок использования указанных объектов.

Заключение таких договоров является обязательным для собственников или иных законных владельцев объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, а цена, определяемая договором, составляет сумму, обеспечивающую возврат собственникам или иным законным владельцам объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, доходов, получаемых в результате осуществления их прав (определяемых как доход, который эти собственники или иные законные владельцы получили бы в случае самостоятельного осуществления своих прав путем оказания на возмездной договорной основе услуг по передаче электрической энергии) и уменьшенных на сумму текущих расходов на эксплуатацию указанных объектов (в случае, если их эксплуатация осуществляется организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью). Указанные доходы должны предусматривать:

- возмещение экономически обоснованных расходов на оказание соответствующих услуг;
- прибыль, обеспечивающую доходность используемого капитала исходя из нормы доходности, определяемой в соответствии с настоящим Федеральным законом.

При этом норма доходности капитала, устанавливаемая для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и других собственников или иных законных владельцев объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, должна быть равной. При расчете уровня доходности капитала учитывается вся прибыль организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью независимо от источников ее формирования и целевого назначения.

Представители субъектов Российской Федерации, на территориях которых находятся объекты электросетевого хозяйства, входящие в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть и не принадлежащие на праве собственности организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, принимают участие в процедуре утверждения инвестиционной программы указанной организации в федеральных органах исполнительной власти.

4. Организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и ее аффилированным лицам, группам лиц запрещается заниматься деятельностью по купле-продаже электрической энергии (за исключением покупки электрической энергии, осуществляемой в целях компенсации потерь в электрических сетях в соответствии с нормативами таких потерь, определяемыми уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти при установлении размера платы за соответствующие услуги по передаче электрической энергии, и технологического обеспечения совместной работы российской электроэнергетической системы и электроэнергетических систем иностранных государств).

Договоры купли-продажи электрической энергии для целей технологического обеспечения совместной работы заключаются в соответствии с правилами оптового рынка и соглашениями о совместной работе с электроэнергетическими системами иностранных государств.

## **Статья 9. Услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети**

1. Организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью оказывает на возмездной договорной основе услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети субъектам оптового рынка, а также иным лицам, имеющим на праве собственности или на ином предусмотренном федеральными законами основании объекты электроэнергетики, технологически присоединенные в установленном порядке к единой национальной (общероссийской) электрической сети.

Заключение договоров оказания услуг по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети является обязательным для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью. Организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью вправе отказать в заключении такого договора при отсутствии у соответствующего лица заключенного с системным оператором договора оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике.

2. В состав платы за услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети включаются:

- средства, компенсирующие собственные расходы организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью на оказание таких услуг (экономически обоснованные затраты на их оказание, а также прибыль, обеспечивающая экономически обоснованную доходность капитала, используемого при оказании таких услуг);
- сумма, которая обеспечивает возврат собственникам или иным законным владельцам объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, доходов, получаемых в результате осуществления их прав, и которая уменьшена на сумму текущих расходов организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью на эксплуатацию указанных объектов.

В состав платы за услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети в соответствии с договором между системным оператором и организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью могут включаться также средства на оплату услуг системного оператора по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, в том числе средства на уплату страховой премии в связи с осуществлением страхования риска ответственности системного оператора за причинение ущерба субъектам электроэнергетики.

3. Деятельность по оказанию услуг по передаче электрической энергии, осуществляемая организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, а также указанная деятельность собственников или иных законных владельцев объектов электросетевого хозяйства, входящих в состав единой национальной (общероссийской) электрической сети, осуществляется в условиях естественной монополии и регулируется в соответствии с законодательством о естественных монополиях, настоящим Федеральным законом и иными федеральными законами.

## **Статья 10. Развитие единой национальной (общероссийской) электрической сети**

1. Организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью осуществляет деятельность по развитию этой сети и строительству объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, в порядке, установленном статьей 42 настоящего Федерального закона. Указанная деятельность включает в себя меры, направленные на устранение технологических ограничений перетока электрической энергии между регионами Российской Федерации и развитие пропускной способности электрических сетей для обеспечения выдачи мощности электростанциями. Финансирование таких мер осуществляется за счет собственных и привлеченных средств организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, а также иных не запрещенных законом источников.

Регулирование инвестиционной деятельности организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, в том числе в форме согласования планов капитальных вложений и контроля за их исполнением, осуществляется федеральным органом исполнительной власти в порядке, определяемом Правительством Российской Федерации.

2. Кроме организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью любые лица вправе осуществлять строительство линий электропередачи в порядке, установленном статьей 42 настоящего Федерального закона. Лица, осуществляющие такое строительство, имеют право на технологическое присоединение построенных линий электропередачи к действующим электрическим сетям в соответствии со статьей 26 настоящего Федерального закона.

## **Глава 4. ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

### **Статья 11. Система оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике**

1. Система оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике включает в себя комплекс мер по централизованному управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей в пределах Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, осуществляемому субъектами оперативно-диспетчерского управления, уполномоченными на осуществление указанных мер в порядке, установленном настоящим Федеральным законом.

2. Целью деятельности системы оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике является обеспечение надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, соответствующих требованиям технических регламентов и иным обязательным

требованиям, установленным иными нормативными актами, и принятие мер для обеспечения исполнения обязательств субъектов электроэнергетики по договорам, заключаемым на оптовом и розничных рынках.

3. Оперативно-диспетчерское управление атомными станциями осуществляется в соответствии с положениями настоящей главы, а также особенностями, предусмотренными федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации в области использования атомной энергии.

## Статья 12. Субъекты оперативно-диспетчерского управления

1. Субъектами оперативно-диспетчерского управления являются:

- системный оператор Единой энергетической системы России (далее – системный оператор) – специализированная организация, осуществляющая единоличное управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и уполномоченная на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для всех субъектов оперативно-диспетчерского управления, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой;

- иные субъекты оперативно-диспетчерского управления (организации и физические лица), уполномоченные на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для субъектов оперативно-диспетчерского управления нижестоящего уровня, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой в пределах зон диспетчерской ответственности соответствующих субъектов оперативно-диспетчерского управления, деятельность которых осуществляется на основании договоров с системным оператором и иными субъектами оперативно-диспетчерского управления и подчинена оперативным диспетчерским командам и распоряжениям субъектов оперативно-диспетчерского управления вышестоящего уровня.

2. Перечень организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике, их структура и зоны диспетчерской ответственности определяются основными положениями функционирования оптового рынка и правилами оптового рынка, утверждаемыми Правительством Российской Федерации.

Порядок оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике определяется Правительством Российской Федерации.

3. Системный оператор является открытым акционерным обществом. Доля участия Российской Федерации в уставном капитале системного оператора в период реформирования Российского открытого акционерного общества энергетики и электрификации «Единая энергетическая система России» не может составлять менее чем 52 процента. По завершении реформирования доля Российской Федерации должна быть увеличена до уровня 75 процентов плюс одна голосующая акция в уставном капитале системного оператора способами, предусмотренными законодательством Российской Федерации. Особенности создания системного оператора определяются Федеральным законом «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона "Об электроэнергетике"».

4. Системному оператору и его аффилированным лицам, группам лиц запрещается заниматься деятельностью по производству и купле-продаже электрической энергии.

## Статья 13. Основные принципы оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике

1. Основными принципами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике являются:

- обеспечение баланса производства и потребления электрической энергии;
- подчиненность субъектов оперативно-диспетчерского управления нижестоящего уровня оперативным диспетчерским командам и распоряжениям субъектов оперативно-диспетчерского управления вышестоящего уровня;

- безусловное исполнение субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии с управляемой нагрузкой указаний субъектов оперативно-диспетчерского управления по регулированию технологических режимов работы объектов электроэнергетики (оперативных диспетчерских команд и распоряжений);

- осуществление мер, направленных на обеспечение безопасного функционирования электроэнергетики и предотвращение возникновения аварийных ситуаций;

- принятие мер, направленных на обеспечение в Единой энергетической системе России нормированного резерва энергетических мощностей;

- обеспечение долгосрочного и краткосрочного прогнозирования объема производства и потребления электрической энергии;

- приоритетность режимов комбинированной выработки электрической и тепловой энергии в осенне-зимний период регулирования режимов работы генерирующего оборудования;

- экономическая эффективность оперативных диспетчерских команд и распоряжений, основанная на оптимизации режимов работы Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем по критерию минимизации суммарных затрат покупателей электрической энергии;

- ответственность субъектов оперативно-диспетчерского управления и их должностных лиц перед субъектами оптового и розничных рынков за результаты действий, осуществляемых с нарушением законодательства Российской Федерации, порядка оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и правил оптового рынка, утверждаемых Правительством Российской Федерации.

Порядок реализации указанных принципов определяется настоящим Федеральным законом, а также основными положениями функционирования оптового рынка, утверждаемыми Правительством Российской Федерации.

2. Критерии и порядок оценки экономической эффективности оперативных диспетчерских команд и распоряжений системного оператора и иных субъектов оперативно-диспетчерского управления устанавливаются правилами оптового рынка, утверждаемыми Правительством Российской Федерации.

Обеспечение надежного энергоснабжения и экономической эффективности оперативных диспетчерских команд и распоряжений является приоритетом при осуществлении оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Условием любых действий системного оператора и иных субъектов оперативно-диспетчерского управления является выбор экономически наиболее эффективного решения, которое обеспечивает безопасное и безаварийное функционирование технологической инфраструктуры электроэнергетики и качество электрической энергии, соответствующие требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям, установленным иными нормативными актами.

#### **Статья 14. Функции субъектов оперативно-диспетчерского управления**

1. Системный оператор представляет собой верхний уровень системы оперативно-диспетчерского управления и осуществляет:
  - обеспечение соблюдения установленных параметров надежности функционирования Единой энергетической системы России и качества электрической энергии;
  - управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики в порядке, устанавливаемом основными положениями функционирования оптового рынка и правилами оптового рынка, утверждаемыми Правительством Российской Федерации;
  - участие в организации деятельности по прогнозированию объема производства и потребления в сфере электроэнергетики, прогнозирование объема производства и потребления в сфере электроэнергетики и участие в процессе формирования резерва производственных энергетических мощностей;
  - согласование вывода в ремонт и из эксплуатации объектов электросетевого хозяйства и энергетических объектов по производству электрической и тепловой энергии, а также ввода их после ремонта и в эксплуатацию;
  - выдачу субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии с управляемой нагрузкой обязательных для исполнения оперативных диспетчерских команд и распоряжений, связанных с осуществлением функций системного оператора;
  - разработку оптимальных суточных графиков работы электростанций и электрических сетей Единой энергетической системы России;
  - регулирование частоты электрического тока, обеспечение функционирования системы автоматического регулирования частоты электрического тока и мощности, системной и противоаварийной автоматики;
  - организацию и управление режимами параллельной работы российской электроэнергетической системы и электроэнергетических систем иностранных государств;
  - участие в формировании и выдаче при присоединении субъектов электроэнергетики к единой национальной (общероссийской) электрической сети и территориальным распределительным сетям технологических требований, обеспечивающих их работу в составе Единой энергетической системы России.
2. Специализированные субъекты оперативно-диспетчерского управления нижестоящего уровня по отношению к системному оператору осуществляют оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике в пределах зон своей диспетчерской ответственности. В пределах указанных зон они вправе принимать решения в форме обязательных для исполнения субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии с управляемой нагрузкой оперативных диспетчерских команд и распоряжений, связанных с осуществлением функций по оперативно-диспетчерскому управлению. Оперативные диспетчерские команды и распоряжения субъектов оперативно-диспетчерского управления вышестоящего уровня обязательны для исполнения субъектами оперативно-диспетчерского управления нижестоящего уровня.
3. Субъекты электроэнергетики вправе не исполнять оперативные диспетчерские команды и распоряжения, если их исполнение создает угрозу жизни людей, сохранности оборудования или приводит к нарушению пределов и условий безопасной эксплуатации атомных электростанций.

#### **Статья 15. Аварийные электроэнергетические режимы**

При возникновении аварийных электроэнергетических режимов (режимов, которые характеризуются параметрами, выходящими за пределы требований технических регламентов, и ведут к угрозе повреждения оборудования и ограничению подачи электрической и тепловой энергии в значительном объеме) действует особый порядок оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Особенности оперативно-диспетчерского управления в аварийных электроэнергетических режимах и соответствующие обязанности субъектов электроэнергетики устанавливаются правилами оптового рынка, утверждаемыми Правительством Российской Федерации.

#### **Статья 16. Оказание услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике**

1. Системный оператор (в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах – субъект оперативно-диспетчерского управления, определяемый Правительством Российской Федерации) оказывает на возмездной договорной основе услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике следующим субъектам электроэнергетики:
    - субъектам оптового рынка и розничных рынков в части обеспечения выполнения правил оптового рынка и основных положений функционирования розничных рынков при осуществлении своей деятельности;
    - производителям и потребителям электрической энергии в части обеспечения требований технических регламентов в отношении качества и безопасности энергоснабжения непосредственно либо через организацию по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью или через территориальные сетевые организации, к сетям которых присоединены указанные лица.
- Порядок оказания услуг системным оператором, в том числе через организацию по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью или территориальные сетевые организации, а также размер и порядок оплаты услуг системного оператора по оперативно-диспетчерскому управлению устанавливаются уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти.

2. Заключение договоров оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике между субъектами электроэнергетики и системным оператором является обязательным для обеих сторон, при этом системный оператор не вправе отказать в заключении такого договора. Договор оказания данных услуг заключается субъектами оптового рынка до заключения ими договора оказания услуг по передаче электрической энергии с организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью.

Субъекты электроэнергетики несут ответственность за нарушение установленного порядка исполнения оперативно-диспетчерских команд и распоряжений субъектов оперативно-диспетчерского управления в соответствии с законодательством Российской Федерации.

3. Субъекты оперативно-диспетчерского управления нижестоящего уровня оказывают услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике субъектам оперативно-диспетчерского управления вышестоящего уровня на основе заключаемых между ними договоров.

4. Деятельность по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике осуществляется в условиях естественной монополии и регулируется в соответствии с законодательством о естественных монополиях и со статьями 20 и 25 настоящего Федерального закона.

#### **Статья 17. Контроль за системой оперативно-диспетчерского управления**

1. Контроль за системой оперативно-диспетчерского управления осуществляют:

- уполномоченный Правительством Российской Федерации федеральный орган исполнительной власти, который вправе обращаться в суд с требованием о лишении физических лиц – диспетчеров, нарушивших порядок оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, возможности осуществлять профессиональную деятельность в сфере оперативно-диспетчерского управления;
- администратор торговой системы оптового рынка в пределах контроля за соблюдением системным оператором требований, установленных правилами оптового рынка.

2. В случае установления администратором торговой системы оптового рынка нарушений порядка оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике субъектами оперативно-диспетчерского управления он уведомляет об этом соответствующий федеральный орган исполнительной власти.

3. Должностные лица субъектов оперативно-диспетчерского управления несут предусмотренную законодательством Российской Федерации ответственность в случае нарушения порядка оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

#### **Статья 18. Гражданско-правовая ответственность субъектов оперативно-диспетчерского управления**

1. За действия (бездействие), повлекшие за собой неблагоприятные последствия для субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, субъекты оперативно-диспетчерского управления несут ограниченную ответственность в пределах, установленных настоящим Федеральным законом.

2. За убытки, причиненные субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии, субъекты оперативно-диспетчерского управления, действовавшие в пределах своих полномочий, не несут ответственность. Убытки, причиненные субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии действиями (бездействием) субъектов оперативно-диспетчерского управления, действовавших в пределах своих полномочий, возмещаются согласно договорам, заключаемым в соответствии с основными положениями функционирования оптового рынка, правилами оптового рынка и основными положениями функционирования розничных рынков.

Убытки, причиненные субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии действиями (бездействием) субъектов оперативно-диспетчерского управления, действовавших с превышением своих полномочий, возмещаются в соответствии с гражданским законодательством в порядке, предусматривающем возмещение реального ущерба в полном объеме и упущенной выгоды в случае, если в судебном порядке будет доказано, что указанные действия (бездействие) совершены умышленно или по грубой неосторожности.

3. В целях защиты имущественных интересов субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии от указанных в пункте 2 настоящей статьи действий (бездействия) системный оператор обязан осуществлять страхование риска ответственности субъектов оперативно-диспетчерского управления за причинение ущерба субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии в результате действий (бездействия) субъектов оперативно-диспетчерского управления в соответствии с гражданским законодательством о страховой деятельности. Предельный объем средств, предназначенных для указанного страхования, определяется в соответствии с федеральными законами и включается в состав платы за услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике. Данные средства имеют строго целевое назначение и могут расходоваться только на уплату страховой премии в связи с осуществлением страхования риска ответственности за причинение ущерба субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии.

Организация, осуществляющая страхование, определяется на основе открытого конкурса.

4. Для защиты своих имущественных интересов от указанных в пункте 2 настоящей статьи действий (бездействия) субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии вправе осуществлять дополнительное добровольное страхование своих предпринимательских рисков.

#### **Статья 19. Оперативно-диспетчерское управление в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах**

Оперативно-диспетчерское управление в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, перечень которых утверждается в соответствии с настоящим Федеральным законом, осуществляется функционирующими в пределах этих систем субъектами оперативно-диспетчерского управления без участия системного оператора. Перечень таких субъектов и порядок осуществления оперативно-диспетчерского управления в указанных системах определяются Правительством Российской Федерации.



**Глава 5. СИСТЕМА ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ****Статья 20. Принципы и методы государственного регулирования и контроля в электроэнергетике**

1. Основными принципами государственного регулирования и контроля в электроэнергетике являются:

- обеспечение единства технологического управления Единой энергетической системой России, надежного и безопасного функционирования Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем;
- эффективное управление государственной собственностью в электроэнергетике;
- достижение баланса экономических интересов поставщиков и потребителей электрической энергии;
- обеспечение доступности электрической и тепловой энергии для потребителей и защита их прав;
- обеспечение социальной защиты граждан Российской Федерации от необоснованного повышения цен (тарифов) на электрическую и тепловую энергию;
- создание необходимых условий для привлечения инвестиций в целях развития и функционирования российской электроэнергетической системы;
- развитие конкурентного рынка электрической энергии и ограничение монополистической деятельности отдельных субъектов электроэнергетики;
- обеспечение недискриминационного доступа к услугам субъектов естественных монополий в электроэнергетике и услугам администратора торговой системы оптового рынка;
- сохранение элементов государственного регулирования в сферах электроэнергетики, в которых отсутствуют или ограничены условия для конкуренции;
- обеспечение доступа потребителей электрической энергии к информации о функционировании оптового и розничных рынков, а также о деятельности субъектов электроэнергетики.

2. В электроэнергетике применяются следующие методы государственного регулирования и контроля:

- государственное регулирование и контроль в отнесенных законодательством Российской Федерации к сферам деятельности субъектов естественных монополий сферах электроэнергетики, осуществляемые в соответствии с законодательством о естественных монополиях, в том числе регулирование инвестиционной деятельности субъектов естественных монополий в электроэнергетике;
- государственное регулирование цен (тарифов) на отдельные виды продукции (услуг), перечень которых определяется федеральными законами;
- государственное антимонопольное регулирование и контроль, в том числе установление единых на территории Российской Федерации правил доступа к электрическим сетям и услугам по передаче электрической энергии;
- управление государственной собственностью в электроэнергетике;
- лицензирование отдельных видов деятельности в сфере электроэнергетики, предусмотренных законодательством Российской Федерации;
- техническое регулирование в электроэнергетике;
- государственный контроль (надзор) за соблюдением субъектами электроэнергетики требований настоящего Федерального закона и иных нормативных правовых актов, регулирующих отношения в сфере электроэнергетики, в том числе технических регламентов, устанавливающих требования к безопасной эксплуатации объектов по производству электрической и тепловой энергии.

3. Государственное регулирование цен (тарифов) на электрическую и тепловую энергию в течение переходного периода реформирования электроэнергетики осуществляется в соответствии с законодательством о государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию, настоящим Федеральным законом, законодательством о естественных монополиях, иными федеральными законами.

В переходный период реформирования электроэнергетики в целях государственного регулирования уровня цен (тарифов) на электрическую энергию Правительство Российской Федерации одновременно с разработкой проекта федерального закона о федеральном бюджете на очередной финансовый год утверждает на год предельные уровни цен (тарифов) на электрическую энергию для потребителей с выделением цен (тарифов) для населения. Указанные предельные уровни цен (тарифов) могут быть установлены Правительством Российской Федерации с календарной разбивкой, разбивкой по категориям потребителей с учетом региональных и иных особенностей.

В течение переходного периода реформирования электроэнергетики нормы настоящего Федерального закона применяются к отношениям по государственному регулированию цен (тарифов) на электрическую и тепловую энергию в той части, в которой они не урегулированы законодательством о государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию.

**Статья 21. Полномочия Правительства Российской Федерации, федеральных органов исполнительной власти и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования и контроля в электроэнергетике**

1. Правительство Российской Федерации в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике:

- устанавливает критерии и порядок отнесения объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети;
- утверждает правила оптового рынка, основные положения функционирования оптового рынка и основные положения функционирования розничных рынков;
- определяет порядок и условия строительства и финансирования объектов электроэнергетики, порядок вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации;
- устанавливает порядок технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям;

- утверждает правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии, услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и услугам администратора торговой системы оптового рынка и правила оказания этих услуг;
- устанавливает порядок согласования инвестиционных программ субъектов естественных монополий в электроэнергетике;
- утверждает примерные договоры поставки электрической энергии потребителям, а также существенные условия договоров о порядке использования организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих собственникам или иным законным владельцам и входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть;

- утверждает порядок полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, в том числе его уровня, в случае нарушения своих обязательств потребителями электрической энергии, обслуживаемыми гарантирующими поставщиками (в том числе в отношении отдельных категорий потребителей, для которых может предусматриваться особый порядок предоставления обеспечения обязательств по оплате электрической энергии), а также в случае необходимости принятия неотложных мер по предотвращению или ликвидации аварий;

- устанавливает перечень технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, определяет субъектов оперативно-диспетчерского управления в указанных системах и порядок осуществления оперативно-диспетчерского управления в них;

- утверждает правила заключения и исполнения публичных договоров на оптовом и розничных рынках;

- принимает меры социальной защиты отдельных категорий граждан, в том числе в форме утверждения порядка предоставления таким гражданам обеспечения обязательств по оплате электрической энергии в соответствии с бюджетным законодательством Российской Федерации;

- утверждает основы ценообразования в сфере регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, определяющие принципы и методы расчета цен (тарифов) в электроэнергетике, в том числе критерии оценки экономической обоснованности затрат, включаемых в указанные цены (тарифы), и определения уровня доходности инвестированного капитала, используемого в сферах деятельности субъектов электроэнергетики, в которых применяется государственное регулирование цен (тарифов), порядок учета результатов деятельности субъектов электроэнергетики по итогам работы за период действия ранее утвержденных цен (тарифов);

- утверждает правила государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике, в том числе сроки рассмотрения вопроса об их установлении, исчерпывающий перечень представляемой документации, порядок проведения обязательной экспертизы предложений и коллегиального принятия решений;

- устанавливает порядок подачи ценовых заявок субъектами оптового рынка, порядок их отбора и определения равновесной цены оптового рынка с учетом особенностей его ценовых зон;

- утверждает правила и порядок деятельности гарантирующих поставщиков;

- утверждает порядок предоставления межсистемных электрических связей, в том числе методику осуществления взаиморасчетов, связанных с урегулированием отношений по предоставлению межсистемных электрических связей;

- определяет и изменяет границы ценовых зон оптового рынка с учетом технологических и системных ограничений Единой энергетической системы России;

- устанавливает правила ведения обязательного раздельного учета по видам деятельности в электроэнергетике;

- определяет основные направления государственной политики в сфере энергосбережения.

Правительство Российской Федерации распределяет между федеральными органами исполнительной власти полномочия в области государственного регулирования и контроля в электроэнергетике, предусмотренные пунктом 2 настоящей статьи.

2. Правительство Российской Федерации или уполномоченные им федеральные органы исполнительной власти осуществляют:

- разработку программ перспективного развития электроэнергетики, в том числе в сфере муниципальной энергетики, с учетом требований обеспечения безопасности Российской Федерации и на основе прогноза ее социально-экономического развития;

- формирование и обеспечение функционирования государственной системы долгосрочного прогнозирования спроса и предложения на оптовом и розничных рынках, в том числе прогноза топливно-энергетического баланса, и разработку системы мер, направленных на обеспечение потребностей экономики в электрической и тепловой энергии;

- государственное регулирование и контроль деятельности субъектов естественных монополий в электроэнергетике, в том числе регулирование в установленном порядке доступа к услугам субъектов естественных монополий в электроэнергетике и установление стандартов раскрытия информации субъектами естественных монополий в электроэнергетике;

- государственное регулирование цен (тарифов) в электроэнергетике, в том числе установление их предельных (минимального и (или) максимального) уровней, за исключением цен (тарифов), государственное регулирование которых в соответствии с федеральными законами осуществляется органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации;

- контроль за применением государственных регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике и проведение проверок хозяйственной деятельности организаций, осуществляющих деятельность в сфере регулируемого ценообразования, в части обоснованности размера и правильности применения указанных цен (тарифов);

- антимонопольное регулирование и контроль;

- управление государственной собственностью в электроэнергетике;

- лицензирование отдельных видов деятельности в электроэнергетике;

- контроль за соблюдением субъектами оптового и розничных рынков требований законодательства Российской Федерации;

- утверждение единых аттестационных требований к лицам, осуществляющим профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике, и проведение их аттестации;

- контроль за системой оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, включающий в себя разработку и утверждение порядка определения страховых рисков субъектов оперативно-диспетчерского управления;

- контроль за деятельностью администратора торговой системы оптового рынка;

- определение условий и порядка поддержания резервов мощностей, а также механизмов компенсации владельцам резервируемых мощностей соответствующих затрат;
- определение источников и способов привлечения инвестиционных средств, вкладываемых Российской Федерацией в развитие электроэнергетики;
- утверждение методики определения и порядка компенсации потерь электрической энергии в электрических сетях;
- создание общедоступной системы раскрытия информации на оптовом и розничных рынках;
- утверждение стандартов раскрытия субъектами оптового и розничных рынков информации для потребителей, в том числе информации об их продукции, о доходах и затратах отдельно по видам деятельности в электроэнергетике, и контроль за соблюдением этих стандартов;
- ведение государственной отчетности субъектов электроэнергетики, осуществляющих деятельность в электроэнергетике;
- определение минимального размера собственного капитала энергосбытовых организаций;
- технический контроль и надзор в электроэнергетике.

Федеральные органы исполнительной власти вправе издавать нормативные правовые акты по вопросам государственного регулирования и контроля в электроэнергетике только в случаях, предусмотренных федеральными законами и нормативными правовыми актами Правительства Российской Федерации.

3. В рамках осуществления полномочий, предусмотренных настоящей статьей, федеральные органы исполнительной власти вправе:

- направлять юридическим и физическим лицам обязательные для исполнения предписания о совершении действий, предусмотренных законодательством Российской Федерации об электроэнергетике, о прекращении нарушений законодательства Российской Федерации об электроэнергетике, в том числе об устранении их последствий, о заключении договоров, обязанность заключения которых предусмотрена законодательством Российской Федерации об электроэнергетике;
- направлять в органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации и органы местного самоуправления обязательные для исполнения предписания о прекращении нарушений законодательства Российской Федерации об электроэнергетике;
- запрашивать у субъектов электроэнергетики информацию о возникновении аварий, об изменениях или о нарушениях технологических процессов, а также о выходе из строя сооружений и оборудования, которые могут причинить вред жизни или здоровью граждан, окружающей среде и имуществу граждан и юридических лиц;
- рассматривать жалобы поставщиков и покупателей электрической и тепловой энергии о нарушениях их прав и законных интересов действиями (бездействием) иных субъектов электроэнергетики, а также запрашивать информацию, документы и иные доказательства, свидетельствующие о наличии признаков таких нарушений;
- применять меры ответственности за нарушение законодательства Российской Федерации об электроэнергетике и осуществлять иные полномочия, предусмотренные законодательством Российской Федерации об административных правонарушениях, законодательством Российской Федерации о лицензировании отдельных видов деятельности и законодательством Российской Федерации в области охраны окружающей среды;
- обращаться в суд с иском, а также участвовать в рассмотрении в суде дел, связанных с нарушением законодательства Российской Федерации об электроэнергетике.

4. Органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации наделяются полномочиями на государственное регулирование и контроль в электроэнергетике в соответствии с настоящим Федеральным законом и иными федеральными законами, а также указами Президента Российской Федерации и постановлениями Правительства Российской Федерации.

Органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации осуществляют следующие полномочия:

- контроль за деятельностью гарантирующих поставщиков в части обеспечения надежного энергоснабжения населения;
- установление сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков;
- установление цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии по территориальным распределительным сетям в рамках устанавливаемых федеральным органом исполнительной власти предельных (минимального и (или) максимального) уровней цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии по территориальным распределительным сетям;
- установление тарифов на тепловую энергию, за исключением тарифов на тепловую энергию, производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
- установление тарифов на тепловую энергию, производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в рамках устанавливаемых федеральным органом исполнительной власти предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов на тепловую энергию, производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
- согласование использования водных ресурсов гидроэлектростанций, находящихся на территориях соответствующих субъектов Российской Федерации;
- согласование размещения объектов электроэнергетики на территориях соответствующих субъектов Российской Федерации;
- согласование решений о присвоении субъектам электроэнергетики статуса гарантирующих поставщиков;
- контроль за применением регулируемых органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации цен (тарифов) на электрическую и тепловую энергию.

Решение органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации, принятое им с превышением полномочий, установленных основами ценообразования в сфере регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике и правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике, подлежит отмене в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

Назначение на должность и освобождение от должности руководителя органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации, осуществляющего государственное регулирование в электроэнергетике, осуществляется по согласованию с соответствующим федеральным органом исполнительной власти.

Орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации в соответствии с законом субъекта Российской Федерации вправе передавать органам местного самоуправления полномочия на государственное регулирование тарифов на тепловую энергию (за исключением производимой в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), отпускаемую от источника тепловой энергии, обеспечивающего снабжение тепловой энергией потребителей, расположенных на территории одного муниципального образования.

(в ред. Федерального закона от 22.08.2004 № 122-ФЗ)

Решение органа местного самоуправления, принятое во исполнение переданных в соответствии с настоящей статьей полномочий, противоречащее законодательству Российской Федерации об электроэнергетике или принятое с превышением установленной компетенции, подлежит отмене соответствующим органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в порядке, устанавливаемом Правительством Российской Федерации.

## **Статья 22. Государственное регулирование и контроль в сферах естественных монополий в электроэнергетике**

1. Осуществляемая в условиях естественной монополии деятельность по передаче электрической и тепловой энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике подлежит государственному регулированию и контролю в соответствии с законодательством о естественных монополиях и настоящим Федеральным законом.

2. Субъекты естественных монополий в электроэнергетике обязаны публиковать в средствах массовой информации сведения о своей деятельности в соответствии со стандартами раскрытия информации, утверждаемыми Правительством Российской Федерации.

## **Статья 23. Государственное регулирование цен (тарифов) в электроэнергетике**

1. При государственном регулировании цен (тарифов) в электроэнергетике обеспечивается достижение баланса экономических интересов поставщиков и потребителей электрической и тепловой энергии, обеспечивающего доступность указанных видов энергии при обеспечении экономически обоснованного уровня доходности инвестированного капитала, используемого в сферах деятельности субъектов электроэнергетики, в которых применяется государственное регулирование цен (тарифов). Уровень доходности инвестированного капитала, используемого в сферах деятельности субъектов электроэнергетики, в которых применяется государственное регулирование цен (тарифов), должен быть сопоставим с уровнем доходности капитала, используемого в других отраслях промышленности со сравнимыми показателями предпринимательских рисков.

Методика расчета и определения уровня доходности инвестированного капитала, используемого в сферах деятельности субъектов электроэнергетики, в которых применяется государственное регулирование цен (тарифов), определяется в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

При установлении для отдельных потребителей льготных цен (тарифов) на электрическую и тепловую энергию, предусмотренных законодательством Российской Федерации, не допускается повышение цен (тарифов) на электрическую и тепловую энергию для других потребителей.

2. Государственному регулированию в электроэнергетике помимо ценового регулирования в условиях естественной монополии, осуществляемого в соответствии с законодательством о естественных монополиях, подлежат:

- цены (тарифы) на поставляемую в условиях отсутствия конкуренции электрическую и тепловую энергию, регулирование которых может применяться в случаях и в порядке, которые предусмотрены статьей 27 настоящего Федерального закона;
- предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни цен на электрическую энергию и цены (тарифы) на максимально доступную генерирующую мощность (в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации, в порядке, установленном Правительством Российской Федерации);
- цены (тарифы) на услуги по обеспечению системной надежности;
- цены (тарифы) на услуги администратора торговой системы оптового рынка;
- цены (тарифы) на тепловую энергию;
- цены (тарифы) на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике;
- плата за технологическое присоединение к электрическим сетям;
- сбытовые надбавки гарантирующих поставщиков.

Регулирование указанных цен (тарифов), предельных (минимального и (или) максимального) уровней цен (тарифов) осуществляется в порядке, устанавливаемом основами ценообразования в сфере регулируемых цен (тарифов) и правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов), утверждаемыми Правительством Российской Федерации. Вносимые в указанные правила изменения и дополнения вступают в силу не ранее чем через шесть месяцев с даты их принятия.

Срок действия утвержденных цен (тарифов) не может составлять менее чем двенадцать месяцев, за исключением цен (тарифов) на услуги по обеспечению системной надежности. Вопрос об изменении (пересмотре) регулируемых цен (тарифов) должен рассматриваться не чаще чем два раза в год с принятием соответствующего решения (в случае отсутствия основания для пересмотра цен (тарифов) принимается решение о продлении их действия).

3. Указанный в пункте 2 настоящей статьи перечень регулируемых цен (тарифов) является исчерпывающим. Цены (тарифы) на иные виды продукции (услуг) в электроэнергетике определяются по соглашению сторон и государственному регулированию не подлежат.

Проведение органами государственного регулирования цен (тарифов) проверок хозяйственной деятельности организаций, осуществляемой с применением регулируемых цен (тарифов), в части обоснованности размера и правильности применения указанных цен (тарифов) может осуществляться не чаще чем один раз в два года.

4. В случае нарушения установленного порядка применения государственных регулируемых цен (тарифов) субъекты электроэнергетики и иные допустившие такое нарушение лица возмещают в соответствии с гражданским законодательством убытки, причиненные таким нарушением другим лицам, и несут иную предусмотренную законодательством Российской Федерации ответственность.

5. Решения органов государственного регулирования цен (тарифов) могут быть оспорены в судебном порядке.

#### **Статья 24. Органы государственного регулирования цен (тарифов)**

Государственное регулирование цен (тарифов) осуществляется федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий и органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в пределах полномочий, отнесенных к их компетенции федеральными законами, указами Президента Российской Федерации и постановлениями Правительства Российской Федерации.

#### **Статья 25. Антимонопольное регулирование и контроль на оптовом и розничных рынках**

1. Антимонопольное регулирование и контроль на оптовом и розничных рынках осуществляются в соответствии с антимонопольным законодательством Российской Федерации с учетом особенностей, установленных настоящим Федеральным законом и основными положениями функционирования оптового рынка.

2. На оптовом и розничных рынках действует система регулярного контроля за их функционированием, имеющая целью своевременное предупреждение, выявление, ограничение и (или) пресечение монополистической деятельности и недобросовестной конкуренции, в том числе:

- соглашений (согласованных действий) поставщиков электрической энергии, имеющих целью изменение или поддержание цен на нее;
- необоснованного отказа от заключения договора купли-продажи электрической энергии;
- необоснованного отказа от заключения договора оказания услуг естественного-монопольного характера при наличии технической возможности;

– создания дискриминирующих или благоприятствующих условий для деятельности отдельных субъектов оптового и розничных рынков;

– возможности субъектов электроэнергетики манипулировать ценами на оптовом и розничных рынках;

– злоупотребления отдельными субъектами оптового или розничных рынков своим исключительным положением на таких рынках, позволяющим этим субъектам осуществлять манипулирование ценами без доминирующего положения на таких рынках.

Объектами указанного контроля являются:

- цены;
- уровень экономической концентрации на оптовом рынке (доля товара, поставляемого соответствующим лицом или группой лиц на оптовый рынок или в границах ценовой зоны оптового рынка), в том числе приводящий к обусловленному технологическими причинами временному отсутствию конкуренции в отдельных ценовых зонах оптового рынка;
- перераспределение долей (акций) в уставных капиталах субъектов оптового рынка (в том числе путем создания, реорганизации и ликвидации организаций – субъектов оптового рынка) и имущества субъектов оптового рынка;
- согласованные действия субъектов оптового или розничных рынков;
- суммарная величина установленной генерирующей мощности электростанций, включаемых в состав генерирующих компаний, исходя из требований ограничения рыночной концентрации;
- действия субъектов оптового или розничных рынков, занимающих исключительное положение на указанных рынках.

Порядок контроля за указанными показателями и критерии оценки возникновения доминирующего и исключительного положения, в том числе временного, отдельных организаций или групп лиц и ограничения конкуренции на оптовом и розничных рынках устанавливаются в соответствии с антимонопольным законодательством Российской Федерации, настоящим Федеральным законом и основными положениями функционирования оптового рынка.

3. Субъекты оптового и розничных рынков (за исключением потребителей – физических лиц) обязаны:

- обеспечивать регулярное представление в федеральный антимонопольный орган (его территориальные управления) информации о своей деятельности в соответствии со стандартами, устанавливаемыми указанным органом;
- предоставлять должностным лицам федерального антимонопольного органа (его территориальных управлений) беспрепятственный доступ к любой другой информации о своей деятельности.

4. Федеральный антимонопольный орган обеспечивает контроль за соблюдением администратором торговой системы оптового рынка порядка недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы.

5. Обеспечение недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике контролируется в соответствии с настоящим Федеральным законом, антимонопольным законодательством Российской Федерации, основными положениями функционирования оптового рынка и правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и услугам администратора торговой системы оптового рынка, утверждаемыми Правительством Российской Федерации.

6. В отношении юридического лица – поставщика электрической энергии, одновременно владеющего генерирующим оборудованием, составляющим в совокупности 35 и более процентов установленной генерирующей мощности в границах ценовой зоны оптового рынка, или в отношении юридических лиц – поставщиков электрической энергии, которые одновременно владеют генерирующим оборудованием, составляющим в совокупности такую же долю установленной электрической мощности в границах ценовой зоны оптового рынка, и

осуществляют согласованные действия, направленные на ограничение конкуренции, Правительством Российской Федерации могут быть применены следующие меры:

- введение государственного регулирования цен (тарифов) на срок до шести месяцев;
- принудительное разделение (в случае, если одно лицо одновременно владеет генерирующим оборудованием, составляющим в совокупности 35 и более процентов установленной генерирующей мощности в границах ценовой зоны оптового рынка).

## **Статья 26. Регулирование доступа к электрическим сетям и услугам по передаче электрической энергии**

1. Технологическое присоединение энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям осуществляется в порядке, устанавливаемом Правительством Российской Федерации, и носит однократный характер. Указанный порядок регламентирует процедуру такого присоединения, предусматривает существенные условия договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям, а также требования к выдаче индивидуальных технических условий для присоединения к электрическим сетям.

Любые юридические и физические лица имеют право на технологическое присоединение своих энергопринимающих устройств (энергетических установок) к электрическим сетям при наличии технической возможности для этого и соблюдении ими установленных правил такого присоединения. Отказ в технологическом присоединении при выполнении такими лицами указанных условий не допускается. Критерии наличия (отсутствия) технической возможности и правила технологического присоединения к электрическим сетям определяются Правительством Российской Федерации.

Технологическое присоединение энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям осуществляется на основе договора. Договором об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям не предусматривается оказание услуг по передаче электрической энергии.

За технологическое присоединение к электрическим сетям плата взимается однократно. Размер указанной платы устанавливается федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации, и должен компенсировать затраты на проведение мероприятий по технологическому присоединению нового объекта к электрическим сетям. Включение указанных затрат в состав платы за услуги по передаче электрической энергии не допускается.

Условия договоров об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям, за исключением индивидуальных технических условий для технологического присоединения к электрическим сетям, являются одинаковыми для всех юридических и физических лиц.

2. Оказание услуг по передаче электрической энергии осуществляется на основе договора возмездного оказания услуг. Договор оказания этих услуг является публичным.

Обязательным условием оказания услуг по передаче электрической энергии покупателю является его участие в оптовом рынке или наличие у такого покупателя заключенного с производителем или иным поставщиком электрической энергии договора купли-продажи электрической энергии, исполнение обязательств по которому осуществляется надлежащим образом.

При необоснованном уклонении сетевой организации от заключения договора оказания услуг по передаче электрической энергии покупатель вправе обратиться в суд с требованием о понуждении сетевой организации заключить указанный договор в соответствии с гражданским законодательством.

Сетевая организация в соответствии с настоящим Федеральным законом, правилами оптового рынка и основными положениями функционирования розничных рынков вправе отказать покупателю в исполнении своих обязательств по договору оказания услуг по передаче электрической энергии в случае, если такой организации стало известно о неисполнении покупателем своих обязательств по договору купли-продажи электрической энергии.

3. Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии устанавливаются Правительством Российской Федерации и включают в себя:

- правила заключения и исполнения договоров оказания услуг по передаче электрической энергии, включающие в себя существенные условия указанных договоров;
- порядок доступа к электрическим сетям в условиях их ограниченной пропускной способности;
- порядок установления тарифов на услуги по передаче электрической энергии, предусматривающий учет степени использования мощности электрической сети;
- порядок предоставления информации о стоимости услуг по передаче электрической энергии и наличии пропускной способности электрических сетей;
- порядок рассмотрения жалоб и заявлений по вопросам предоставления доступа к услугам по передаче электрической энергии и принятия по этим жалобам и заявлениям решений, обязательных для исполнения юридическими и физическими лицами;
- порядок раскрытия информации о пропускной способности электрических сетей, об их технических характеристиках организациями, осуществляющими деятельность по передаче электрической энергии (сетевыми компаниями), в соответствии со стандартами раскрытия информации, утверждаемыми Правительством Российской Федерации;
- порядок определения потерь в электрических сетях и оплаты этих потерь.

Правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии исключается в условиях ограниченной пропускной способности электрических сетей возможность взимания дополнительной платы, не предусмотренной настоящим Федеральным законом.

## Статья 27. Государственное регулирование в условиях ограничения или отсутствия конкуренции

1. К сферам купли-продажи электрической энергии, в которых ограничена или отсутствует конкуренция и может применяться государственное регулирование, помимо сфер деятельности субъектов естественных монополий относятся:

- сферы временного совокупного дефицита электрической энергии в отдельных ценовых зонах оптового рынка и (или) на оптовом рынке в целом;
- сферы, функционирование которых происходит в постоянных условиях отсутствия конкуренции в силу технологических причин.

Государственное регулирование вводится также в случаях выявления злоупотреблений производителями и поставщиками электрической энергии своим монопольным положением и в чрезвычайных случаях, критерии и порядок установления которых определяются Правительством Российской Федерации.

2. Наличие временного совокупного дефицита электрической энергии в отдельных ценовых зонах оптового рынка и (или) на оптовом рынке в целом характеризуется превышением уровня потребления электрической энергии (с учетом нормативной потребности в резерве энергетических мощностей) над уровнем установленной мощности в течение определенного периода или в отдельных зонах суточного графика нагрузки. В этих условиях федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный Правительством Российской Федерации, в соответствии с настоящим Федеральным законом может вводить предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни цен (тарифов) на электрическую энергию в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

При прекращении временного совокупного дефицита электрической энергии в отдельных ценовых зонах оптового рынка и (или) на оптовом рынке в целом федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный Правительством Российской Федерации, обязан принять решение о прекращении действия ранее введенных предельных цен (тарифов).

3. В отношении отдельных сфер электроэнергетики, функционирование которых происходит в постоянных условиях отсутствия конкуренции в силу технологических причин (территориальной замкнутости, наличия одного или нескольких неконкурирующих источников энергии), в соответствии с законодательством о естественных монополиях применяется государственное регулирование.

К таким сферам относятся технологически изолированные территориальные электроэнергетические системы, перечень которых утверждается Правительством Российской Федерации.

Регулирование сфер деятельности технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем осуществляется федеральными органами исполнительной власти, которые определяются Правительством Российской Федерации и которые в порядке, установленном законодательством Российской Федерации, вправе передавать осуществление части своих полномочий органам исполнительной власти субъектов Российской Федерации, на территориях которых расположены соответствующие технологически изолированные территориальные электроэнергетические системы.

В случае выхода территориальных энергетических систем из технологически изолированного состояния либо строительства объектов по производству или передаче электрической энергии, создающих условия для возникновения конкуренции, федеральные органы исполнительной власти обязаны принять решение о прекращении государственного регулирования соответствующих сфер деятельности, осуществляемого в соответствии с настоящей статьёй.

В технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, в которых невозможно развитие конкуренции по технологическим причинам, допускается осуществление одним юридическим лицом всех видов деятельности в электроэнергетике.

## Статья 28. Техническое регулирование и контроль (надзор) в электроэнергетике

1. Техническое регулирование в электроэнергетике осуществляется в соответствии с законодательством Российской Федерации о техническом регулировании и настоящим Федеральным законом.

Целями технического регулирования и контроля (надзора) за соблюдением требований технических регламентов в электроэнергетике являются обеспечение ее надежного и безопасного функционирования и предотвращение возникновения аварийных ситуаций, связанных с эксплуатацией объектов электроэнергетики и энергетических установок потребителей электрической энергии.

2. В состав мер технического регулирования и контроля (надзора) в электроэнергетике входит принятие технических регламентов, а также осуществление органами государственной власти и подведомственными им учреждениями в соответствии с законодательством Российской Федерации о техническом регулировании контроля (надзора) за их соблюдением.

Технические регламенты принимаются по вопросам:

- технической и технологической безопасности в электроэнергетике;
- качества электрической и тепловой энергии;
- установления нормативов резерва энергетических мощностей;
- устройства электрических и тепловых установок;
- деятельности субъектов электроэнергетики, связанной с эксплуатацией электрического и теплового оборудования, в том числе с соблюдением техники безопасности при его эксплуатации;
- обеспечения ядерной и радиационной безопасности в сфере атомной энергетики.

## Статья 29. Инвестиционная политика государства в электроэнергетике

1. Инвестиционная политика государства в электроэнергетике направлена на обеспечение ее устойчивого развития, на развитие энергосбережения, а также предусматривает привлечение инвестиций во все сферы электроэнергетики и усиление государственного контроля за эффективностью инвестиций в сфере деятельности субъектов естественных монополий.

2. Основой инвестиционной политики государства в электроэнергетике является содействие привлечению в электроэнергетику инвестиций посредством формирования благоприятного инвестиционного климата, создания стабильных условий для осуществления предпринимательской деятельности, обеспечения неприкосновенности частной собственности, свободы перемещения товаров и услуг, обеспечения экономически обоснованного уровня доходности инвестированного капитала, используемого в сферах деятельности субъектов электроэнергетики, в которых применяется государственное регулирование цен (тарифов), обеспечения защиты и поддержки развития российских производителей, использования инновационных инструментов привлечения инвестиций, обеспечения экономического стимулирования внедрения новых высокоэффективных технологий в электроэнергетике, в том числе в целях развития малой и нетрадиционной энергетики.

3. Целями инвестиционной политики государства в сфере развития единой национальной (общероссийской) электрической сети являются повышение эффективности электроэнергетики, устранение технологических ограничений перетока электрической энергии и увеличение пропускной способности электрических сетей для обеспечения выдачи мощностей электростанциями. В указанных целях государство осуществляет регулирование инвестиционной деятельности организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью в порядке, установленном статьей 10 настоящего Федерального закона.

4. Правительство Российской Федерации или уполномоченный им федеральный орган исполнительной власти осуществляет прогнозирование возможного дефицита электрической мощности в отдельных ценовых зонах оптового рынка и формирование благоприятных условий для капиталовложений или при необходимости для государственных инвестиций в строительство объектов электроэнергетики в целях предотвращения возникновения дефицита электрической мощности.

5. Целью инвестиционной политики государства в атомной энергетике является развитие атомных электростанций путем создания экономических условий и условий государственного регулирования цен (тарифов), благоприятных для формирования собственных и привлеченных инвестиционных средств, в соответствии с государственными программами развития атомной энергетики.

## Глава 6. ОПТОВЫЙ РЫНОК

### Статья 30. Правовые основы функционирования оптового рынка

1. Правовые основы функционирования оптового рынка устанавливаются настоящим Федеральным законом, основными положениями функционирования оптового рынка, утверждаемыми Правительством Российской Федерации, правилами оптового рынка, утверждаемыми Правительством Российской Федерации, нормативными правовыми актами федеральных органов исполнительной власти, предусмотренных основными положениями функционирования оптового рынка и правилами оптового рынка.

Основными положениями функционирования оптового рынка регулируются отношения, связанные с оборотом электрической энергии на оптовом рынке, в части, в которой это предусмотрено настоящим Федеральным законом.

Режим экспорта и импорта электрической энергии устанавливается в соответствии с законодательством о государственном регулировании внешнеторговой деятельности.

2. Основными принципами организации оптового рынка являются:

- свободный недискриминационный доступ к участию в оптовом рынке для всех продавцов и покупателей электрической энергии, соблюдающих установленные Правительством Российской Федерации правила оптового рынка и удовлетворяющих требованиям в отношении субъектов оптового рынка, установленным статьей 35 настоящего Федерального закона;
- свободное взаимодействие субъектов оптового рынка, действующих по правилам оптового рынка, утверждаемым Правительством Российской Федерации;
- свобода выбора субъектами оптового рынка порядка купли-продажи электрической энергии посредством формирования рыночных цен и отбора ценовых заявок покупателей и ценовых заявок продавцов по фактору минимальных цен на электрическую энергию, складывающихся в отдельных ценовых зонах оптового рынка, в соответствии с правилами оптового рынка или посредством заключения двусторонних договоров купли-продажи электрической энергии;
- учет особенностей участия в оптовом рынке отдельных субъектов, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности и (или) производящих электрическую энергию на тепловых, атомных или гидравлических электростанциях;
- взаимодействие субъектов оптового рынка на основе безусловного соблюдения договорных обязательств и финансовой дисциплины;
- отсутствие дискриминации в правилах оптового рынка в отношении субъектов оптового рынка, владеющих существующими или новыми объектами электроэнергетики.

### Статья 31. Субъекты оптового рынка и его организация

1. В состав субъектов оптового рынка входят участники обращения электрической энергии – поставщики электрической энергии (генерирующие компании) и покупатели электрической энергии (энергосбытовые организации, крупные потребители электрической энергии, гарантирующие поставщики), получившие статус субъектов оптового рынка в порядке, установленном настоящим Федеральным законом, а также администратор торговой системы оптового рынка, организации, обеспечивающие функционирование технологической инфраструктуры оптового рынка, в том числе организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и системный оператор.

2. Организация оптового рынка основана на саморегулировании деятельности его участников, в том числе посредством участия администратора торговой системы оптового рынка в разработке правил оптового рынка и формировании постоянно действующей системы контроля за соблюдением указанных правил.

Деятельность субъектов оптового рынка в целях обеспечения им равных условий регулируется правилами оптового рынка.



## Статья 32. Торговая система оптового рынка и порядок отношений между его субъектами. Ценообразование на оптовом рынке

1. На оптовом рынке действует организованная система договоров между субъектами оптового рынка, определяющая основные условия деятельности соответствующих субъектов на оптовом рынке и условия продажи электрической энергии и оказания услуг. Перечень, система и порядок заключения обязательных для участников оптового рынка договоров определяются основными положениями функционирования оптового рынка и правилами оптового рынка.

Помимо указанной системы договоров поставщики и покупатели электрической энергии – субъекты оптового рынка – вправе заключать в порядке, предусмотренном правилами оптового рынка, двусторонние договоры купли-продажи электрической энергии. Субъекты оптового рынка свободны в выборе контрагентов по таким договорам.

Двусторонние договоры купли-продажи электрической энергии подлежат регистрации администратором торговой системы оптового рынка в порядке, установленном правилами оптового рынка.

При заключении субъектами оптового рынка таких договоров стороны при необходимости заключают также договор оказания им услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике с системным оператором и договор оказания услуг по передаче электрической энергии с сетевой организацией. Доступ к услугам по передаче электрической энергии предоставляется в порядке, установленном статьей 26 настоящего Федерального закона.

Заявки гарантирующих поставщиков в объеме принятых обязательств по поставкам электрической энергии и мощности удовлетворяются в обязательном порядке по равновесной цене оптового рынка в соответствии с правилами оптового рынка.

Субъекты оптового рынка свободны в выборе порядка реализации энергии, в том числе через систему подачи ценовых заявок и купли-продажи энергии по равновесной цене оптового рынка, через систему двусторонних договоров купли-продажи электрической энергии или иным определенным правилами оптового рынка способом.

2. На оптовом рынке одновременно действуют следующие механизмы определения рыночной цены:

- производимое с учетом технологических и сетевых ограничений определение равновесной цены оптового рынка, складывающейся под воздействием спроса и предложения по результатам сопоставления ценовых заявок поставщиков электрической энергии и ценовых заявок покупателей электрической энергии, которые свободны в определении цены, указываемой в этих ценовых заявках;

- самостоятельное определение цены на электрическую энергию сторонами двусторонних договоров купли-продажи электрической энергии.

В целях обеспечения процесса планирования производства и поставки электрической энергии поставщики электрической энергии подают заявки на всю рабочую генерирующую мощность, за исключением мощности:

- выведенной в порядке и на условиях, которые установлены статьей 44 настоящего Федерального закона;
- используемой для внутреннего потребления субъектом оптового рынка, владеющим генерирующими мощностями.

Поставщики электрической энергии, принявшие обязательства по двусторонним договорам купли-продажи электрической энергии, вправе не подавать заявки.

Для обеспечения учета и исполнения поставок электрической энергии по двусторонним договорам купли-продажи (при отсутствии заявок) и внутреннего потребления электрической энергии субъектом оптового рынка участники указанных правовых отношений подают долгосрочное уведомление об отборе электрической энергии или долгосрочное уведомление о внутреннем потреблении.

При заключении отдельными поставщиками и покупателями электрической энергии в порядке, предусмотренном правилами оптового рынка, двусторонних договоров купли-продажи электрической энергии цена электрической энергии и иные условия таких договоров определяются его участниками самостоятельно.

Участники двусторонних договоров купли-продажи электрической энергии должны соблюдать правила оптового рынка в отношении оплаты ими своей доли системных затрат, установленных настоящим Федеральным законом. Порядок подачи ценовых заявок, порядок их отбора и механизм определения равновесной цены оптового рынка устанавливаются основными положениями функционирования оптового рынка. Отбор ценовых заявок, расчет и объявление равновесной цены оптового рынка осуществляются администратором торговой системы оптового рынка. Механизмом определения указанной цены должна предусматриваться оплата стоимости поставленной на оптовый рынок электрической энергии по цене, которая не может быть ниже цены, указанной в отобранных ценовых заявках поставщиков электрической энергии.

По результатам отбора ценовых заявок администратор торговой системы оптового рынка в порядке, предусмотренном основными положениями функционирования оптового рынка, формирует критерии оптимизации режима оперативно-диспетчерского управления для системного оператора.

Правилами оптового рынка может быть предусмотрено формирование как цен на электрическую энергию, так и цен (тарифов) на максимально доступную генерирующую мощность и услуги по формированию технологического резерва мощности. Цены (тарифы) на максимально доступную генерирующую мощность и услуги по формированию технологического резерва мощности формируются в порядке, установленном Правительством Российской Федерации. В случае установления регулируемых цен (тарифов) на максимально доступную генерирующую мощность должны выполняться требования, указанные в статье 23 настоящего Федерального закона.

В первую очередь на оптовом рынке принимается объем производства электрической энергии, заявленный организациями – владельцами генерирующих мощностей в отношении:

- генерирующих мощностей, обеспечивающих системную надежность;
- атомных электростанций в части обеспечения требований проекта, технологического регламента эксплуатации атомных электростанций и иных нормативных правовых актов Российской Федерации об использовании атомной энергии, а также соответствующих международных норм и правил.

Во вторую очередь на оптовом рынке принимается объем производства электрической энергии, заявленный организациями – владельцами генерирующих мощностей в отношении:

- тепловых электростанций в объеме производства электрической энергии, соответствующем их работе в теплофикационном режиме;
- гидроэлектростанций в объеме производства электрической энергии, который необходимо произвести по технологическим причинам и в целях обеспечения экологической безопасности.

В третью очередь на оптовом рынке принимается объем производства электрической энергии, заявленный организациями – владельцами генерирующих мощностей в отношении генерирующих мощностей, обеспечивающих исполнение обязательств по двусторонним договорам купли-продажи электрической энергии в случаях, установленных правилами оптового рынка, и при наличии долгосрочного уведомления об отборе электрической энергии.

Указанный объем производства электрической энергии принимается на оптовом рынке в процессе планирования в установленном настоящей статьей порядке в случае подачи указанными организациями ценопринимających заявок (заявок без указания цены, по которой они готовы продать указанный в заявке объем электрической энергии) или долгосрочных уведомлений об отборе электрической энергии, которые заменяют заявку. При необходимости указанные лица могут уточнять объем электрической энергии посредством подачи в соответствии с правилами оптового рынка заявок, что исключает их из третьей очереди в части уточненного объема.

Объем производства электрической энергии, указанный в долгосрочных уведомлениях об отборе электрической энергии и принятый на оптовом рынке, в том числе в первую и во вторую очереди, направляется на обеспечение исполнения обязательств, указанных в данных долгосрочных уведомлениях.

В случае, если на оптовом рынке не может быть принят совокупный объем электрической энергии (первой, второй и третьей очереди), в отношении непринятого объема электрической энергии действует механизм ценообразования, не влекущий за собой возникновение убытков у сторон договоров, включенных в третью очередь. Такой механизм устанавливается правилами оптового рынка.

В случае, если исполнение обязательств, установленных по результатам торгов на оптовом рынке, в том числе вследствие подачи или неподачи субъектами оптового рынка ценопринимających заявок, влечет за собой угрозу надежности функционирования Единой энергетической системы России, невозможность обеспечения теплофикационных режимов или нарушение иных технологических параметров функционирования Единой энергетической системы России, системный оператор осуществляет оперативно-диспетчерское управление режимами работы без учета результатов таких торгов.

Равновесная цена для ценовой зоны оптового рынка определяется на основе ценовых заявок поставщиков и ценовых заявок покупателей электрической энергии соответствующей ценовой зоны с учетом необходимости обеспечения перетоков электрической энергии.

В случае, если темп изменения цен на электрическую энергию на оптовом рынке превышает ограничения, установленные правилами оптового рынка, на оптовом рынке вводится особый режим расчета цен на электрическую энергию.

Порядок организации оптового рынка при введении особого режима расчета цен устанавливается правилами оптового рынка.

3. Величина потерь электрической энергии, не учтенная в ценах на электрическую энергию, оплачивается сетевыми организациями, в сетях которых они возникли, в установленном правилами оптового рынка порядке.

При этом сетевые организации обязаны заключить в соответствии с правилами оптового рынка договоры купли-продажи электрической энергии в целях компенсации потерь в пределах не учтенной в ценах на электрическую энергию величины.

4. Особенности режима экспорта и импорта электрической энергии определяются основными положениями функционирования оптового рынка с учетом положений статьи 30 настоящего Федерального закона.

### **Статья 33. Особенности правового статуса и полномочия администратора торговой системы оптового рынка**

1. Администратор торговой системы оптового рынка – некоммерческая организация, которая образована в форме некоммерческого партнерства, основана на членстве субъектов оптового рынка и целью создания которой является организация купли-продажи электрической энергии на оптовом рынке.

2. Деятельность администратора торговой системы оптового рынка осуществляется в соответствии с законодательством о некоммерческих организациях с учетом особенностей, установленных настоящим Федеральным законом.

3. Администратор торговой системы оптового рынка осуществляет следующие функции:

- предоставляет услуги по организации оптовой торговли электрической энергией;
- предоставляет услуги по проведению сверки и зачета взаимных встречных обязательств участников торговли;
- организует систему гарантий и расчетов на оптовом рынке, заключение договоров и осуществление расчетов за электрическую энергию и оказываемые услуги;
- осуществляет регистрацию двусторонних договоров купли-продажи электрической энергии;
- организует систему измерений и сбора информации о фактическом производстве и потреблении электрической энергии на оптовом рынке;
- взаимодействует с системным оператором в целях прогнозирования объема производства и потребления электрической энергии, поддержания установленных техническими регламентами параметров качества электрической энергии, устойчивости и надежности энерго-снабжения, выполнения иных функций в соответствии с правилами оптового рынка, утверждаемыми Правительством Российской Федерации;
- осуществляет контроль за действиями системного оператора в соответствии с правилами оптового рынка;
- ведет реестр субъектов оптового рынка;
- участвует в подготовке проекта правил оптового рынка и предложений о внесении в них изменений и дополнений;
- осуществляет контроль за соблюдением правил оптового рынка.

4. В целях обеспечения баланса интересов продавцов и покупателей электрической энергии и предотвращения злоупотребления монопольным положением в учредительных документах администратора торговой системы оптового рынка предусматриваются:

- запрет распоряжаться более чем 20 процентами голосов при принятии решений общим собранием или наблюдательным советом администратора торговой системы оптового рынка для любого субъекта оптового рынка (аффилированных лиц, группы лиц);
- равное представительство поставщиков и покупателей электрической энергии, в том числе крупных потребителей электрической энергии, в наблюдательном совете администратора торговой системы оптового рынка;
- порядок учета интересов всех субъектов оптового рынка при принятии решений администратором торговой системы оптового рынка.

5. Администратор торговой системы оптового рынка обязан раскрыть любому обратившемуся к нему заинтересованному лицу:

- правила допуска субъектов оптового рынка к торгам на оптовом рынке;
- правила заключения и исполнения договоров на оптовом рынке;
- правила проведения сверки и зачета взаимных встречных обязательств субъектов оптового рынка;
- правила проведения расчетов на оптовом рынке;
- регламент внесения изменений и дополнений в указанные правила.

Плата, взимаемая за предоставление указанной информации, не должна превышать сумму расходов, фактически понесенных администратором торговой системы оптового рынка при предоставлении информации.

6. Контроль за организацией торговли на оптовом рынке осуществляется посредством создания координационного совета администратора торговой системы оптового рынка по функционированию оптового рынка (далее – координационный совет администратора торговой системы оптового рынка).

В состав координационного совета администратора торговой системы оптового рынка входят:

- уполномоченные представители Федерального Собрания;
- уполномоченные представители Правительства Российской Федерации;
- представители продавцов электрической энергии, входящие в состав наблюдательного совета администратора торговой системы оптового рынка;
- представители потребителей электрической энергии, входящие в состав наблюдательного совета администратора торговой системы оптового рынка.

Количество представителей Федерального Собрания, Правительства Российской Федерации, продавцов и потребителей электрической энергии в координационном совете администратора торговой системы оптового рынка должно быть равным.

Допускается участие представителей системного оператора, организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью в координационном совете администратора торговой системы оптового рынка.

Координационный совет администратора торговой системы оптового рынка осуществляет свою деятельность в соответствии с принципами коллегиальности и равноправия его членов.

Координационный совет администратора торговой системы оптового рынка в пределах своих полномочий:

- организует общественный контроль за соблюдением правил оптового рынка администратором торговой системы оптового рынка, системным оператором, организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью;
- направляет членов координационного совета администратора торговой системы оптового рынка для участия в работе органов управления администратора торговой системы оптового рынка с правом совещательного голоса;
- заслушивает должностных лиц администратора торговой системы оптового рынка о функционировании оптового рынка;
- вносит предложения об изменении и о дополнении правил оптового рынка;
- проводит экспертизу проектов нормативных правовых актов, обеспечивающих функционирование оптового рынка;
- принимает меры по защите интересов субъектов оптового рынка и потребителей электрической энергии;
- утверждает годовой отчет о функционировании оптового рынка.

Заседания координационного совета администратора торговой системы оптового рынка проводятся по мере необходимости, но не реже чем один раз в течение шести месяцев.

7. В целях обеспечения равных условий для всех участников оптового рынка деятельность администратора торговой системы оптового рынка регулируется уполномоченным государственным органом в соответствии с законодательством Российской Федерации и правилами оптового рынка.

#### **Статья 34. Порядок использования технологической инфраструктуры электроэнергетики субъектами оптового рынка**

1. Взаимодействие субъектов оптового рынка с организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, территориальными сетевыми организациями и системным оператором осуществляется в соответствии с устанавливаемыми Правительством Российской Федерации правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии, услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и услугам администратора торговой системы оптового рынка, а также правилами оптового рынка.

Основным принципом использования технологической инфраструктуры электроэнергетики субъектами оптового рынка является обеспечение наиболее эффективной организации экономических отношений на оптовом рынке.

2. Организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью оказывает на возмездной договорной основе субъектам оптового рынка услуги по передаче электрической энергии.

3. Системный оператор оказывает на возмездной договорной основе субъектам оптового рынка услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике. Договор оказания указанных услуг заключается с системным оператором субъектами оптового рынка до заключения ими с организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью договора оказания услуг по передаче электрической энергии. Организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью вправе отказать субъекту оптового рынка в заключении с ним договора оказания услуг по передаче электрической энергии при отсутствии у него заключенного договора с системным оператором.

4. Взаимодействие системного оператора и организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью при выполнении ими своих функций осуществляется на основании заключаемого ими соглашения, в подписании которого участвует уполномоченный Правительством Российской Федерации федеральный орган исполнительной власти.

5. Взаимодействие системного оператора и администратора торговой системы оптового рынка при выполнении ими своих функций осуществляется на основании заключаемого ими соглашения, в подписании которого участвует уполномоченный Правительством Российской Федерации федеральный орган исполнительной власти.

### **Статья 35. Порядок получения юридическим лицом статуса субъекта оптового рынка – участника обращения электрической энергии на оптовом рынке**

1. Порядок получения юридическим лицом статуса субъекта оптового рынка – участника обращения электрической энергии на оптовом рынке представляет собой совершение им всех установленных процедур, необходимых для начала работы на оптовом рынке, в том числе:

- проведение мероприятий технического характера, необходимых для получения статуса субъекта оптового рынка;
- проведение иных мероприятий, предусмотренных основными положениями функционирования оптового рынка и правилами оптового рынка;
- вступление в члены администратора торговой системы оптового рынка и (или) подписание договора о присоединении к торговой системе оптового рынка.

При выполнении юридическим лицом всех условий получения статуса субъекта оптового рынка, предусмотренных основными положениями функционирования оптового рынка и правилами оптового рынка, администратор торговой системы оптового рынка не вправе отказать данному лицу во вступлении в его члены и (или) в заключении договора о присоединении к торговой системе оптового рынка.

2. Статус субъектов оптового рынка – участников обращения электрической энергии на оптовом рынке получают:

- поставщики электрической энергии, присоединенные к электрическим сетям и имеющие в собственности или на ином предусмотренном федеральными законами основании генерирующее оборудование, установленная генерирующая мощность которого превышает минимально допустимое значение, устанавливаемое основными положениями функционирования оптового рынка;
- потребители электрической энергии, которые присоединены в установленном порядке к электрическим сетям и количественные характеристики заявленного потребления электрической энергии которых превышают минимально допустимые значения, устанавливаемые основными положениями функционирования оптового рынка (крупные потребители электрической энергии);
- энергосбытовые организации, которые приобретают электрическую энергию в целях последующей ее реализации на розничных рынках и количественные характеристики заявленного приобретения электрической энергии которых превышают минимально допустимые значения, устанавливаемые основными положениями функционирования оптового рынка;
- гарантирующие поставщики вне зависимости от количественных характеристик обслуживаемого ими объема потребления электрической энергии;
- территориальные сетевые организации в части оплаты потерь, возникающих в их сетях, в порядке, определяемом Правительством Российской Федерации или уполномоченным им федеральным органом исполнительной власти.

Потребитель электрической энергии вправе присоединиться к оптовому рынку и участвовать в обороте электрической энергии непосредственно, а также приобретать права и обязанности по договорам, заключаемым энергосбытовой организацией на оптовом рынке от его имени и в его интересах, или участвовать в обороте электрической энергии на розничных рынках в соответствии с условиями главы 7 настоящего Федерального закона.

Выбор способа получения статуса субъекта оптового рынка из числа предусмотренных настоящим Федеральным законом способов осуществляется субъектами электроэнергетики самостоятельно.

3. Порядок получения статуса субъекта оптового рынка – участника оборота электрической энергии на оптовом рынке и порядок заключения обязательных договоров субъектом оптового рынка устанавливаются правилами оптового рынка. Условия получения статуса субъекта оптового рынка, устанавливаемые указанными правилами, не могут быть различными для юридических лиц, осуществляющих одни и те же виды деятельности.

4. Исчерпывающий перечень мероприятий технического характера, необходимых для получения статуса субъекта оптового рынка – участника оборота электрической энергии, устанавливается основными положениями функционирования оптового рынка.

5. Потребители электрической энергии могут одновременно являться субъектами как оптового рынка, так и розничных рынков.

6. В соответствии с правилами оптового рынка за неоднократное нарушение субъектом оптового рынка правил оптового рынка по решению администратора торговой системы оптового рынка указанный субъект оптового рынка может быть исключен из реестра субъектов оптового рынка. Решение об исключении может быть обжаловано в судебном порядке.

### **Статья 36. Особенности функционирования отдельных объектов по производству электрической энергии**

1. В отношении отдельных субъектов электроэнергетики, обладающих на праве собственности или на ином предусмотренном федеральными законами объектами по производству электрической энергии (генерирующими мощностями), в силу технологических особенностей работы таких генерирующих мощностей на определенный период устанавливается обязанность по оказанию услуг по обеспечению системной надежности.

2. Оказание услуг по обеспечению системной надежности не ограничивает права субъектов электроэнергетики, владеющих соответствующими генерирующими мощностями, на участие в оптовом и розничных рынках, в том числе в выборе способа реализации электрической энергии через систему подачи ценовых заявок и купли-продажи электрической энергии по равновесной цене оптового рынка и двусторонние договоры купли-продажи электрической энергии или иным определенным правилами оптового рынка способом.

Цены (тарифы) на услуги по обеспечению системной надежности подлежат государственному регулированию в порядке, установленном федеральными законами.

Порядок отбора субъектов электроэнергетики, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, устанавливается основными положениями функционирования оптового рынка.

Координацию действий по оказанию услуг по обеспечению системной надежности осуществляет системный оператор.

3. Планирование поставок электрической энергии и режимов работы атомных электростанций осуществляется в соответствии с требованиями проекта атомных электростанций и технологического регламента их эксплуатации. Расходы на обеспечение деятельности и выполнение обязанностей эксплуатирующей организации, осуществляющей деятельность в области использования атомной энергии, возмещаются из источников, предусмотренных законодательством об использовании атомной энергии и иными федеральными законами, основными положениями функционирования оптового рынка, правилами оптового рынка, или из иных определяемых Правительством Российской Федерации источников.

## Глава 7. РОЗНИЧНЫЕ РЫНКИ

### Статья 37. Основы организации розничных рынков

1. Субъектами розничных рынков являются:

- потребители электрической энергии;
- энергосбытовые организации;
- гарантирующие поставщики;
- территориальные сетевые организации, осуществляющие услуги по передаче электрической энергии;
- субъекты оперативно-диспетчерского управления, осуществляющие указанное управление на уровне розничных рынков;
- производители электрической энергии, не имеющие права на участие в оптовом рынке в соответствии со статьей 35 настоящего Федерального закона.

2. Поставщики (за исключением гарантирующих поставщиков) и потребители электрической энергии вправе заключать договоры, в которых содержатся элементы различных договоров (смешанные договоры).

Договором купли-продажи, договором поставки электрической энергии может быть предусмотрена обязанность поставщика заключить договор оказания услуг по передаче электрической энергии потребителям с сетевой организацией от имени потребителя или от своего имени, но в интересах потребителя.

Потребитель свободен в выборе контрагента по договору купли-продажи, договору поставки электрической энергии. Сетевая организация не вправе отказать потребителю в заключении договора оказания услуг по передаче электрической энергии по основаниям, связанным с выбором потребителем определенного поставщика электрической энергии.

В случае, если поставщиком электрической энергии по договору купли-продажи электрической энергии выступает гарантирующий поставщик, заключение такого договора для него является обязательным. При необоснованном уклонении гарантирующего поставщика от заключения договора купли-продажи электрической энергии потребитель вправе обратиться в суд с требованием о понуждении гарантирующего поставщика заключить указанный договор.

Потребитель и поставщик электрической энергии не вправе расторгнуть договор купли-продажи, договор поставки электрической энергии до момента надлежащего уведомления сетевой организации о своем намерении расторгнуть договор в соответствии с правилами оптового рынка и основными положениями функционирования розничных рынков.

3. Основными положениями функционирования розничных рынков, утверждаемыми Правительством Российской Федерации, предусматриваются:

- порядок взаимодействия субъектов розничных рынков, участвующих в обороте электрической энергии, с технологической инфраструктурой электроэнергетики на розничных рынках;
- правила заключения договоров между потребителями электрической энергии и гарантирующими поставщиками и правила их исполнения, включающие в себя существенные условия указанных договоров;
- правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии на розничных рынках;
- порядок осуществления оперативно-диспетчерского управления на розничных рынках с соблюдением условия подчиненности субъектов оперативно-диспетчерского управления нижестоящего уровня субъектам оперативно-диспетчерского управления вышестоящего уровня;
- порядок присвоения организациям статуса гарантирующего поставщика;
- границы зон деятельности гарантирующих поставщиков в пределах территорий соответствующих субъектов Российской Федерации (по согласованию с органами исполнительной власти соответствующих субъектов Российской Федерации).

4. Отношения по договору энергоснабжения регулируются утверждаемыми Правительством Российской Федерации основными положениями функционирования розничных рынков в той части, в которой Гражданский кодекс Российской Федерации допускает принятие нормативных правовых актов, регулирующих отношения по договору энергоснабжения.

Не допускается принятие иных нормативных правовых актов, регулирующих отношения по договору энергоснабжения.

### Статья 38. Гарантии надежного обеспечения потребителей электрической энергией

1. Субъекты электроэнергетики, обеспечивающие поставки электрической энергии потребителям электрической энергии, в том числе энергосбытовые организации, гарантирующие поставщики и территориальные сетевые организации (в пределах своей ответственности), отвечают перед потребителями электрической энергии за надежность обеспечения их электрической энергией и ее качество в соответствии с техническими регламентами и иными обязательными требованиями.

Запрещается ограничение режима потребления электрической энергии, в том числе его уровня, потребителей, не имеющих задолженности по оплате электрической энергии и исполняющих иные обязательства, предусмотренные законодательством Российской Федерации и соглашением сторон.

За исключением случаев возникновения аварийных электроэнергетических режимов, веерные отключения потребителей, не имеющих задолженности по оплате электрической энергии и исполняющих иные обязательства, предусмотренные законодательством Российской Федерации и соглашением сторон, запрещаются. В целях недопущения веерных отключений организация, оказывающая услуги по передаче электрической энергии потребителям, обязана обеспечить возможность индивидуального ограничения режима как собственного потребления, так и потребления обслуживаемых потребителей.

Потребители электрической энергии с управляемой нагрузкой на возмездной договорной основе оказывают услуги по обеспечению вывода Единой энергетической системы России из аварийных ситуаций и иные согласованные с ними услуги. Порядок отбора и присвоения статуса потребителя электрической энергии с управляемой нагрузкой, перечень обязательных и дополнительных услуг, оказываемых потребителем электрической энергии с управляемой нагрузкой, порядок оплаты данных услуг устанавливаются Правительством Российской Федерации. В целях соблюдения баланса интересов согласовываются с потребителями электрической энергии с управляемой нагрузкой пределы воздействия субъектов оперативно-диспетчерского управления на данных потребителей. Оплата услуг, оказываемых потребителям электрической энергии с управляемой нагрузкой, должна обеспечивать полное возмещение затрат, связанных с осуществлением данной функции, и экономически обоснованный уровень рентабельности данной деятельности. Превышение согласованных пределов воздействия субъектов оперативно-диспетчерского управления на потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой влечет за собой ответственность соответствующих субъектов оперативно-диспетчерского управления в соответствии с настоящим Федеральным законом.

2. Основой системы надежного обеспечения потребителей электрической энергией являются надежная схема энергоснабжения и выполнение всех требований правил технической эксплуатации электростанций и сетей, а также наличие на розничных рынках специализированных организаций – гарантирующих поставщиков.

Порядок присвоения статуса гарантирующего поставщика определяется основными положениями функционирования розничных рынков, утверждаемыми Правительством Российской Федерации.

3. Границы зон деятельности гарантирующих поставщиков в пределах территорий соответствующих субъектов Российской Федерации определяются Правительством Российской Федерации по согласованию с органами исполнительной власти соответствующих субъектов Российской Федерации в основных положениях функционирования розничных рынков. В границах зоны деятельности одного гарантирующего поставщика не допускается деятельность других гарантирующих поставщиков. На территории одного субъекта Российской Федерации могут функционировать несколько гарантирующих поставщиков.

4. Гарантирующим поставщикам при осуществлении хозяйственной деятельности не могут быть предоставлены преимущества по отношению к иным энергосбытовым организациям, за исключением случаев, установленных федеральными законами.

5. В отношении любого обратившегося потребителя гарантирующий поставщик обязан самостоятельно урегулировать отношения, связанные с оперативно-диспетчерским управлением, приобретением и передачей электрической энергии обслуживаемым им потребителям, с иными осуществляющими указанные виды деятельности организациями.

Договор, заключаемый гарантирующим поставщиком с потребителем электрической энергии, является публичным.

6. Правительством Российской Федерации и органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации определяются группы потребителей электрической энергии, в отношении которых может предусматриваться особый порядок предоставления обеспечения обязательств по оплате электрической энергии в случае обслуживания указанных потребителей гарантирующим поставщиком в соответствии с бюджетным законодательством Российской Федерации, содержащий:

- перечень потребителей, в отношении которых применяется указанный порядок предоставления обеспечения обязательств по оплате электрической энергии;

- способы обеспечения обязательств по оплате электрической энергии в отношении указанных потребителей;

- срок, на который указанным потребителям предоставляется обеспечение обязательств по оплате электрической энергии;

- порядок безусловного возмещения убытков субъектов электроэнергетики, вызванных неисполнением обязательств по оплате электрической энергии ее потребителями, которым предоставлено обеспечение исполнения их обязательств.

При определении указанного перечня потребителей Правительство Российской Федерации исходит из последствий (экономических, экологических, социальных), к которым может привести ограничение режима потребления электрической энергии включенных в перечень потребителей.

7. Правительством Российской Федерации утверждается порядок полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, в том числе его уровня, в случае нарушения своих обязательств потребителями, обслуживаемыми гарантирующими поставщиками, а также в случае необходимости принятия неотложных мер по предотвращению или ликвидации аварийных ситуаций. Указанный порядок применяется в случае неисполнения обязательств по оплате электрической энергии и обеспечивает:

- обязательность предварительного (не менее чем за десять дней) предупреждения о возможном введении полного и (или) частичного ограничения режима потребления, содержащего информацию о состоянии задолженности потребителя за электрическую энергию, а также о предполагаемом сроке введения ограничений режима потребления;

- обязательность введения предварительного частичного ограничения режима потребления электрической энергии, в том числе его уровня, перед полным ограничением режима потребления электрической энергии, в том числе его уровня;

- запрет на нарушение прав иных потребителей в связи с вводимым ограничением режима потребления электрической энергии, в том числе его уровня;

- ответственность за нарушение порядка ограничения режима потребления электрической энергии, в том числе его уровня, повлекшее за собой причинение убытков потребителям и (или) продавцам электрической энергии;

- обязательность предоставления обеспечения обязательств по оплате электрической энергии указанными в пункте 6 настоящей статьи группами потребителей за счет средств бюджетов соответствующих уровней;

- меры по социальной защите граждан Российской Федерации, в том числе по выплате им компенсаций на оплату стоимости электрической энергии, осуществляемые в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- недопустимость ограничения режима потребления электрической энергии до истечения срока действия предоставленных бюджетами соответствующего уровня обеспечений.

8. При возникновении дефицита электрической энергии и мощности для предотвращения угрозы нарушения устойчивости режима работы Единой энергетической системы России и предотвращения развития общесистемной аварии ограничения режима потребления электрической энергии, в том числе его уровня, включая ограничения, обусловленные использованием средств противоаварийной автоматики и релейной защиты, применяются субъектами оперативно-диспетчерского управления в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

### **Статья 39. Регулирование деятельности по снабжению электрической энергией граждан**

1. Деятельность по продаже электрической энергии гражданам подлежит лицензированию в соответствии с законодательством о лицензировании отдельных видов деятельности.
2. Договор купли-продажи электрической энергии гарантирующих поставщиков является публичным.
3. В случае нарушения порядка ограничения режима потребления электрической энергии, в том числе его уровня, убытки, возникшие в результате такого неправомерного ограничения режима потребления электрической энергии, возмещаются в полном объеме.
4. При выставлении потребителю электрической энергии счета на оплату электрической энергии поставщик обязан отдельно указать стоимость купленной электрической энергии, стоимость услуг по передаче электрической энергии и стоимость иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки электрической энергии потребителям.

### **Статья 40. Ценообразование на розничных рынках**

1. На розничных рынках осуществляется государственное регулирование сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков. Регулируемые сбытовые надбавки включаются в цену на электрическую энергию, поставляемую гарантирующими поставщиками потребителям электрической энергии.

Государственное регулирование сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков осуществляется в соответствии с основами ценообразования в сфере регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике и утверждаемыми Правительством Российской Федерации правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике.

2. Цены (тарифы) на электрическую энергию, поставляемую потребителям электрической энергии энергосбытовыми организациями, не являющимися гарантирующими поставщиками, являются свободными, складываются под воздействием спроса и предложения и не подлежат государственному регулированию.

### **Статья 41. Функционирование технологической инфраструктуры розничных рынков**

1. Технологическую инфраструктуру розничных рынков составляют:
    - территориальные сетевые организации, осуществляющие передачу электрической энергии;
    - субъекты, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление на розничных рынках.Указанным лицам запрещается заниматься деятельностью по купле-продаже электрической энергии (за исключением покупки территориальными сетевыми организациями электрической энергии для цели компенсации потерь в электрических сетях).
  2. Субъекты, выполняющие функции оперативно-диспетчерского управления на розничных рынках, входят в единую структуру оперативно-диспетчерского управления и выполняют оперативно-диспетчерские команды и распоряжения системного оператора и субъектов оперативно-диспетчерского управления вышестоящего уровня.
  3. Регулирование доступа к электрическим сетям и услугам по передаче электрической энергии на розничных рынках осуществляется в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.
  4. Организация, осуществляющая деятельность по передаче электрической энергии (сетевая компания) в пределах исполнения своих обязательств перед потребителями по договору оказания услуг по передаче электрической энергии, обязана урегулировать отношения по предоставлению межсистемных электрических связей с иными сетевыми компаниями, имеющими технологическое присоединение к электрическим сетям, находящимся в собственности или на ином предусмотренном федеральными законами основании у данной сетевой компании.
- Методика расчета платежей, связанных с урегулированием отношений по предоставлению межсистемных электрических связей, утверждается в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

## **Глава 8. ОСОБЕННОСТИ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

### **Статья 42. Экспертизы, связанные со строительством объектов электроэнергетики**

1. Инвестиционные проекты, связанные со строительством объектов электроэнергетики, в соответствии с законодательством об инвестиционной деятельности подлежат следующим видам обязательной государственной экспертизы:
  - экспертизе промышленной безопасности, осуществляемой в соответствии с Федеральным законом от 21 июля 1997 года № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
  - экологической экспертизе, осуществляемой в соответствии с Федеральным законом от 23 ноября 1995 года № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе»;

- экспертизе безопасности гидротехнических сооружений (для проектов строительства гидравлических электростанций), осуществляемой в соответствии с Федеральным законом от 21 июля 1997 года № 117-ФЗ «О безопасности гидротехнических сооружений»;
- экспертизе безопасности ядерных установок (для проектов строительства атомных электростанций), осуществляемой в соответствии с законодательством Российской Федерации об использовании атомной энергии.

2. Ни одно лицо не вправе требовать от инвесторов проведения обязательной предварительной экспертизы инвестиционных проектов, связанных со строительством объектов электроэнергетики, за исключением предусмотренных настоящим Федеральным законом видов обязательной государственной экспертизы.

#### **Статья 43. Особенности ведения учета доходов, продукции и затрат по видам деятельности в сфере электроэнергетики**

1. Субъекты электроэнергетики обязаны вести раздельный учет (в том числе первичный бухгалтерский учет) продукции, доходов и затрат по следующим видам деятельности в сфере электроэнергетики:

- производству электрической энергии;
- передаче электрической энергии (в том числе эксплуатации объектов электросетевого хозяйства);
- реализации (сбыту) электрической энергии;
- оперативно-диспетчерскому управлению.

2. Методические указания по ведению раздельного учета по видам деятельности в сфере электроэнергетики устанавливаются Правительством Российской Федерации.

#### **Статья 44. Особенности вывода объектов электроэнергетики из эксплуатации**

1. В целях недопущения ущемления прав и законных интересов субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии собственники и иные законные владельцы оборудования по производству электрической энергии, установленная мощность которого превышает значения, определенные Правительством Российской Федерации, а также собственники и иные законные владельцы объектов электросетевого хозяйства обязаны осуществлять согласование с:

- системным оператором временного вывода соответствующих объектов электроэнергетики в ремонт, за исключением случаев аварийной остановки оборудования;
- уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти и системным оператором окончательного вывода соответствующих объектов электроэнергетики из эксплуатации.

Порядок вывода из эксплуатации и в ремонт объектов электроэнергетики устанавливается Правительством Российской Федерации в соответствии с федеральными законами.

2. Системный оператор, осуществляющий согласование временного вывода объектов электроэнергетики в ремонт, обязан предоставить такое согласование, но вправе потребовать от собственника или иного законного владельца указанных объектов приостановить такой вывод на срок не более чем шесть месяцев в случае наличия угрозы возникновения дефицита электрической энергии на оптовом рынке (дефицита пропускной способности на отдельных участках электрической сети) в результате временного вывода соответствующих объектов из эксплуатации.

В случае, если к системному оператору одновременно обратились несколько собственников или иных законных владельцев объектов электроэнергетики с просьбой о согласовании их вывода в ремонт, при осуществлении такого согласования он не вправе совершать действия, создающие дискриминационные или, напротив, благоприятные условия для деятельности отдельных лиц из числа указанных собственников.

3. Федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный Правительством Российской Федерации на осуществление согласования окончательного вывода соответствующих объектов электроэнергетики из эксплуатации, обязан предоставить такое согласование, но вправе потребовать от собственников указанных объектов приостановить такой вывод на срок не более чем два года в случае наличия угрозы возникновения дефицита электрической энергии на оптовом рынке (дефицита пропускной способности на отдельных участках электрической сети) в результате вывода указанных объектов из эксплуатации. В случае, если продолжение эксплуатации таких объектов ведет к некомпенсируемым финансовым убыткам, собственникам или иным законным владельцам этих объектов должна быть обеспечена соответствующая компенсация.

4. Убытки, причиненные собственникам или иным законным владельцам объектов электроэнергетики в результате ограничения их прав на вывод указанных объектов из эксплуатации, подлежат возмещению в соответствии с законодательством Российской Федерации.

5. Ответственность лиц, нарушающих установленный настоящей статьей порядок временного вывода соответствующих объектов электроэнергетики в ремонт и их окончательного вывода из эксплуатации, определяется правилами оптового рынка.

6. Положения настоящей статьи распространяются на атомные электростанции с учетом особенностей их функционирования, установленных законодательством Российской Федерации об использовании атомной энергии.

7. В случае уведомления уполномоченного Правительством Российской Федерации федерального органа исполнительной власти собственниками или иными законными владельцами объектов электроэнергетики об их намерении прекратить использование данных объектов Правительство Российской Федерации вправе потребовать от собственников или иных законных владельцев выставить эти объекты на тендерную продажу и при отсутствии иных лиц, заинтересованных в приобретении таких объектов, осуществить их выкуп в целях сохранения системы жизнеобеспечения населения, проживающего на соответствующей территории.



#### **Статья 45. Правовое регулирование теплоснабжения в Российской Федерации**

Отношения, связанные с теплоснабжением потребителей, регулируются федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации, законами и иными нормативными правовыми актами субъектов Российской Федерации с учетом установленных настоящим Федеральным законом особенностей оперативно-диспетчерского управления работой теплоэлектростанций в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, особенностей участия субъектов оптового рынка, осуществляющих производство электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки, в оптовом рынке, а также устанавливаемых Правительством Российской Федерации особенностей государственного регулирования цен (тарифов) на электрическую и тепловую энергию, вырабатываемую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

#### **Статья 46. Формирование технологического резерва мощностей по производству электрической энергии**

1. В целях поддержания в Единой энергетической системе России достаточного резерва установленных генерирующих мощностей осуществляется формирование технологического резерва мощностей по производству электрической энергии.

2. Порядок формирования источника средств на услуги по формированию технологического резерва мощностей по производству электрической энергии устанавливается Правительством Российской Федерации.

#### **Статья 47. Вступление в силу настоящего Федерального закона**

1. Настоящий Федеральный закон вступает в силу со дня его официального опубликования, за исключением пункта 2 статьи 7, пунктов 1 - 3 статьи 8, пункта 3 статьи 12, пункта 6 статьи 33, статей 32, 34, 35, 44 и главы 7 настоящего Федерального закона, а также ограничений, налагаемых на группы лиц, аффилированных лиц организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и системного оператора пунктом 4 статьи 8 и пунктом 4 статьи 12 настоящего Федерального закона.

Пункт 2 статьи 7, пункты 1 - 3 статьи 8, пункт 3 статьи 12, пункт 6 статьи 33, статьи 32, 34, 35, 44 и глава 7 настоящего Федерального закона, а также ограничения, налагаемые на группы лиц, аффилированных лиц организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и системного оператора пунктом 4 статьи 8 и пунктом 4 статьи 12 настоящего Федерального закона, вступают в силу одновременно с вступлением в силу правил оптового рынка, утверждаемых Правительством Российской Федерации в соответствии со статьями 21 настоящего Федерального закона.

2. Срок вступления в силу правил оптового рынка не может составлять менее чем 90 дней со дня их утверждения Правительством Российской Федерации.

*Президент  
Российской Федерации  
В. ПУТИН*

Москва, Кремль  
26 марта 2003 года  
№ 35-ФЗ



## РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

### ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ЗАКОН от 26 марта 2003 г. № 36-ФЗ

#### ОБ ОСОБЕННОСТЯХ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В ПЕРЕХОДНЫЙ ПЕРИОД И О ВНЕСЕНИИ ИЗМЕНЕНИЙ В НЕКОТОРЫЕ ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫЕ АКТЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И ПРИЗНАНИИ УТРАТИВШИМИ СИЛУ НЕКОТОРЫХ ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ АКТОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ В СВЯЗИ С ПРИНЯТИЕМ ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗАКОНА «ОБ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ»

Принят  
Государственной Думой  
21 февраля 2003 года

Одобен  
Советом Федерации  
12 марта 2003 года

(в ред. Федеральных законов от 28.12.2004 № 178-ФЗ, от 31.03.2006 № 54-ФЗ)

**Статья 1.** Признать утратившим силу с 1 января 2005 года Федеральный закон от 7 мая 1998 года № 74-ФЗ «Об особенностях распоряжения акциями Российского акционерного общества энергетики и электрификации «Единая энергетическая система России» и акциями других акционерных обществ электроэнергетики, находящимися в федеральной собственности» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1998, № 19, ст. 2070).

**Статья 2.** Признать утратившими силу со дня вступления в силу в полном объеме Федерального закона «Об электроэнергетике» (даты окончания переходного периода реформирования электроэнергетики):

Федеральный закон от 14 апреля 1995 года № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, № 16, ст. 1316);

Федеральный закон от 11 февраля 1999 года № 33-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в Федеральный закон "О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации"» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1999, № 7, ст. 880);

Федеральный закон от 10 января 2003 года № 6-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в статью 2 Федерального закона "О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации"» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 2, ст. 158).

**Статья 3.** Пункт 1 статьи 17 Федерального закона от 8 августа 2001 года № 128-ФЗ «О лицензировании отдельных видов деятельности» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2001, № 33, ст. 3430; 2002, № 11, ст. 1020; № 50, ст. 4925; 2003, № 2, ст. 169) дополнить абзацем следующего содержания:

«деятельность по продаже электрической энергии гражданам».

**Статья 4.** В целях обеспечения государственного контроля за реализацией мероприятий по реформированию электроэнергетики со дня вступления в силу Федерального закона «Об электроэнергетике» решения органов управления Российского открытого акционерного общества энергетики и электрификации «Единая энергетическая система России», касающиеся его реорганизации (в том числе решения о реорганизации общества и ее форме, порядке распределения акций реорганизуемого общества, формировании имущества обществ, создаваемых в результате реорганизации), принимаются простым большинством голосов участников голосования.

Решение о порядке распределения акций при реорганизации Российского открытого акционерного общества энергетики и электрификации «Единая энергетическая система России», принимаемое в соответствии с настоящей статьей простым большинством голосов участников голосования, предусматривает распределение акций создаваемых при реорганизации акционерных обществ среди акционеров реорганизуемого общества пропорционально их доле в уставном капитале реорганизуемого общества.

Решения о реорганизации акционерных обществ энергетики и электрификации, являющихся субъектами естественных монополий и не осуществивших реорганизацию в порядке, установленном законодательством Российской Федерации, до 1 января 2005 года, принимаются по истечении этого срока простым большинством голосов участников голосования.

Принимаемые в соответствии с настоящей статьей простым большинством голосов участников голосования решения о порядке распределения акций при реорганизации (в форме разделения или выделения) акционерных обществ энергетики и электрификации должны предусматривать распределение акций создаваемых при реорганизации акционерных обществ среди акционеров реорганизуемых обществ пропорционально их доле в уставных капиталах реорганизуемых обществ.

Организации, создаваемые при реорганизации Российского открытого акционерного общества энергетики и электрификации «Единая энергетическая система России», его дочерних и зависимых обществ, не вправе одновременно иметь на праве собственности объекты

электросетевого хозяйства, относящиеся к единой национальной (общероссийской) электрической сети, и объекты электросетевого хозяйства, не относящиеся к единой национальной (общероссийской) электрической сети.

Российское открытое акционерное общество энергетики и электрификации «Единая энергетическая система России» вносит в уставный капитал организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью принадлежащие ему акции организаций, которые созданы при реорганизации акционерных обществ энергетики и электрификации и в собственность которых переданы объекты электросетевого хозяйства, относящиеся к единой национальной (общероссийской) электрической сети. При этом организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью способами, предусмотренными законодательством Российской Федерации, увеличивает долю своего участия в уставных капиталах таких организаций до уровня не менее чем 50 процентов плюс одна голосующая акция.

**Статья 5.** Приведение уровня государственных регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике к уровню, обеспечивающему экономически обоснованный уровень доходности инвестиционного капитала, вложенного в виды деятельности субъектов электроэнергетики, в которых применяется государственное регулирование цен (тарифов), осуществляется в соответствии с утверждаемой Правительством Российской Федерации программой изменения уровня государственных регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике.

**Статья 6.** В течение переходного периода реформирования электроэнергетики к полномочиям Правительства Российской Федерации относятся:

- установление предельного объема электрической энергии, продажа которого разрешается по свободным (нерегулируемым) ценам каждому субъекту оптового рынка – поставщику электрической энергии;
- определение перечня зон оптового рынка (далее – ценовые зоны оптового рынка), совпадающих с территорией одного или нескольких субъектов Российской Федерации, в границах которых всем субъектам электроэнергетики предоставляется право осуществления деятельности по купле-продаже электрической энергии по свободным (нерегулируемым) ценам.

В отношении остального объема электрической энергии до даты окончания переходного периода реформирования электроэнергетики сохраняется государственное регулирование цен (тарифов).

До даты окончания переходного периода реформирования электроэнергетики оптовый рынок электрической энергии (мощности) и розничные рынки электрической энергии функционируют на основании правил переходного периода, которые в том числе устанавливают особенности участия поставщиков в оптовом рынке электрической энергии (мощности), связанные с условиями закупки топлива (степень монополизации рынка топлива, порядок регулирования цен на топливо). Правила переходного периода утверждаются Правительством Российской Федерации.

В течение переходного периода реформирования электроэнергетики производители электрической энергии, определяемые Правительством Российской Федерации, обязаны заключить долгосрочные договоры поставки электрической энергии гарантирующим поставщикам электрической энергии, которые вступают в силу с даты окончания переходного периода реформирования электроэнергетики и действуют в течение трех лет.

Правительство Российской Федерации определяет условия долгосрочных договоров поставки электрической энергии гарантирующим поставщикам электрической энергии с учетом следующих требований:

- о продаже гарантирующим поставщикам в необходимом объеме электрической энергии по указанным договорам для обеспечения потребления электрической энергии населением и оказания населению коммунальных услуг;
- о продаже электрической энергии одному или нескольким гарантирующим поставщикам электрической энергии в объеме до 35 процентов электрической энергии, производимой каждым производителем. Указанный объем определяется с учетом долей генерирующих компаний в фактическом балансе производства электрической энергии за предшествующий дате заключения договора год;
- об определении начальной цены на электрическую энергию, поставляемую по указанным договорам, в размере не ниже тарифа, установленного для генерирующей компании на момент заключения договора органом государственного регулирования цен (тарифов);
- о зависимости уровня цены на электрическую энергию, поставляемую по указанным договорам, от уровня средней цены на электрическую энергию на оптовом рынке с ежегодным уменьшением разницы между указанными ценами.

С 1 апреля 2006 года юридическим лицам и индивидуальным предпринимателям запрещается совмещение деятельности по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике с деятельностью по производству и купле-продаже электроэнергии, а с даты окончания переходного периода реформирования электроэнергетики группам лиц и аффилированным лицам в границах одной ценовой зоны оптового рынка.

В целях обеспечения реализации указанных требований с 1 апреля 2006 года не допускается одновременно иметь на праве собственности или на ином предусмотренном федеральными законами основании имущество, непосредственно используемое при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, и имущество, непосредственно используемое при осуществлении деятельности по производству и купле-продаже электрической энергии.

Требования настоящей статьи не распространяются на:

- хозяйствующие субъекты, функционирующие в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, в условиях отсутствия или ограничения конкуренции, а также хозяйствующие субъекты, осуществляющие эксплуатацию объектов электроэнергетики, технологически не связанных с Единой энергетической системой России или технологически связанных с ней исключительно через электроэнергетические системы иностранных государств;
- хозяйствующие субъекты, осуществляющие деятельность по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике исключительно для удовлетворения собственных производственных нужд;
- территориальные сетевые организации в случае, если им в установленном законодательством Российской Федерации порядке присвоен статус гарантирующего поставщика электрической энергии;

- эксплуатирующие организации, которые осуществляют деятельность на основании лицензий на право ведения работ в области использования атомной энергии и частью имущества которых являются объекты электросетевого хозяйства, обеспечивающие безопасный режим работы атомных электростанций;

- хозяйствующие субъекты, осуществляющие указанные в настоящей статье виды деятельности с использованием принадлежащих им на праве собственности или на ином предусмотренном федеральными законами оснований электростанций и иных объектов электроэнергетики, непосредственно связанных между собой и (или) с принадлежащими этим субъектам энергопринимающими устройствами, преимущественно для удовлетворения собственных производственных нужд, при условии соблюдения такими хозяйствующими субъектами установленных Правительством Российской Федерации особенностей функционирования хозяйствующих субъектов и при условии направления ими уведомления об использовании указанных объектов электроэнергетики в уполномоченный Правительством Российской Федерации федеральный орган исполнительной власти.

Деятельность индивидуальных предпринимателей – хозяйствующих субъектов в случае, если они не обеспечили выполнение установленных настоящей статьей требований в указанные сроки, прекращается в судебном порядке. Обращение в арбитражный суд с требованием о прекращении деятельности индивидуальных предпринимателей хозяйствующих субъектов осуществляется уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти.

Юридические лица – хозяйствующие субъекты, не обеспечившие выполнение установленных настоящей статьей требований в указанные сроки, подлежат принудительной реорганизации (в форме разделения или выделения) по решению уполномоченного Правительством Российской Федерации федерального органа исполнительной власти в установленный им срок в соответствии с законодательством Российской Федерации.

В случае принудительной реорганизации акционерных обществ предусматривается распределение акций создаваемых при такой реорганизации акционерных обществ среди акционеров реорганизуемых обществ пропорционально их доле в уставных капиталах реорганизуемых обществ.

Цены на продукцию (работы, услуги) хозяйствующих субъектов, которые на день вступления в силу Федерального закона «Об электроэнергетике» совмещают указанные виды деятельности, подлежат государственному регулированию в соответствии с законодательством Российской Федерации о государственном регулировании цен (тарифов).

Правительство Российской Федерации может устанавливать в соответствии с федеральными законами иные особенности деятельности хозяйствующих субъектов, не обеспечивших выполнение установленных настоящей статьей требований.

Контроль за выполнением хозяйствующими субъектами требований настоящей статьи, в том числе контроль за соблюдением особенностей функционирования хозяйствующих субъектов, осуществляет уполномоченный Правительством Российской Федерации федеральный орган исполнительной власти в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

**Статья 7.** С даты окончания переходного периода реформирования электроэнергетики любые организации (за исключением гарантирующих поставщиков электрической энергии и организаций, в отношении которых Федеральным законом «Об электроэнергетике» предусмотрен запрет на участие в отношениях, связанных с обращением электрической энергии), осуществляющие деятельность в качестве энергосбытовых организаций, продают электрическую энергию потребителям по свободным ценам после получения в установленных законодательством Российской Федерации случаях и в порядке лицензии на осуществление указанного вида деятельности.

Погашение ранее образовавшейся задолженности за потребленную электрическую энергию осуществляется по соглашению сторон в порядке, установленном Правительством Российской Федерации, в соответствии с законодательством Российской Федерации.

**Статья 8.** Организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и системный оператор являются дочерними открытыми акционерными обществами Российского открытого акционерного общества энергетики и электрификации «Единая энергетическая система России», учрежденными с учетом следующих условий:

- в оплату уставного капитала организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью вносится имущество, принадлежащее на праве собственности Российскому открытому акционерному обществу энергетики и электрификации «Единая энергетическая система России» и относящееся в соответствии со статьей 7 Федерального закона «Об электроэнергетике» к единой национальной (общероссийской) электрической сети;

- в оплату уставного капитала системного оператора вносится имущество, принадлежащее на праве собственности открытому акционерному обществу «Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системой России», и часть имущества, принадлежащего на праве собственности Российскому открытому акционерному обществу энергетики и электрификации «Единая энергетическая система России» и используемого в процессе оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Участие Российской Федерации в уставном капитале организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и в уставном капитале системного оператора в размере не менее чем 52 процента обеспечивается не позднее даты окончания переходного периода реформирования электроэнергетики.

До обеспечения указанного размера доли участия Российской Федерации в уставном капитале организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и в уставном капитале системного оператора отчуждение их акций и (или) имущества (за исключением денежных средств), внесенного в оплату их уставного капитала, не допускается.

В последующий период Российская Федерация способами, предусмотренными законодательством Российской Федерации, увеличивает долю своего участия в уставных капиталах организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и в уставном капитале системного оператора до уровня не менее чем 75 процентов плюс одна голосующая акция, в том числе за счет снижения доли участия Российской Федерации в генерирующих компаниях с учетом ограничений, установленных статьей 9 настоящего Федерального закона.

**Статья 9.** Атомные электростанции в соответствии с федеральными законами об использовании атомной энергии могут находиться исключительно в федеральной собственности.

В процессе преобразования Российского открытого акционерного общества энергетики и электрификации «Единая энергетическая система России» не допускается снижение доли участия Российской Федерации (если указанная доля составляет свыше 50 процентов) в уставном капитале:

- акционерных обществ, которые владеют на праве собственности или ином предусмотренном федеральными законами основании гидроэлектростанциями, введенными в эксплуатацию на день вступления в силу настоящего Федерального закона;

- организаций (или их правопреемников), по отношению к которым указанные акционерные общества являются дочерними обществами.

При создании генерирующих компаний на базе электростанций, введенных в эксплуатацию до дня вступления в силу Федерального закона «Об электроэнергетике», не допускается включение в имущество любой из указанных компаний генерирующего оборудования, составляющего в совокупности 35 и более процентов установленной генерирующей мощности в границах ценовой зоны оптового рынка.

**Статья 10.** Правила оптового рынка, предусмотренные статьей 21 Федерального закона «Об электроэнергетике», вступают в силу не ранее 1 июля 2005 года.

Правительством Российской Федерации осуществляется контроль за ходом реализации реформирования электроэнергетики и реорганизации Российского открытого акционерного общества энергетики и электрификации «Единая энергетическая система России».

Правительство Российской Федерации в течение переходного периода реформирования электроэнергетики каждые шесть месяцев информирует Государственную Думу Федерального Собрания Российской Федерации и Совет Федерации Федерального Собрания Российской Федерации о ходе реформирования электроэнергетики.

**Статья 11.** В целях обеспечения государственного контроля за деятельностью администратора торговой системы оптового рынка по обеспечению функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности) уполномоченный Правительством Российской Федерации федеральный орган исполнительной власти:

- обладает правом вето в отношении решений органов управления администратора торговой системы оптового рынка;

- направляет в органы управления администратора торговой системы оптового рынка обязательные для рассмотрения вопросы, которые подлежат включению в повестку дня очередного или внеочередного собрания (заседания) органов управления администратора торговой системы оптового рынка, к компетенции которого относится решение данных вопросов;

- принимает решение по направленным в органы управления администратора торговой системы оптового рынка вопросам в случае, если указанные органы в течение 45 дней не приняли по ним решения.

Со дня вступления в силу Федерального закона «Об электроэнергетике» и в течение переходного периода реформирования электроэнергетики в наблюдательном совете администратора торговой системы оптового рынка обеспечивается участие следующих представителей:

- четыре уполномоченных Правительством Российской Федерации представителя федеральных органов исполнительной власти, а также два уполномоченных представителя Государственной Думы Федерального Собрания Российской Федерации и два – Совета Федерации Федерального Собрания Российской Федерации;

- восемь представителей поставщиков и покупателей электрической энергии.

**Статья 12.** Плата за услуги по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России взимается до даты окончания переходного периода реформирования электроэнергетики. Порядок и условия взимания указанной платы определяются Правительством Российской Федерации в соответствии с федеральными законами.

С 1 января 2003 года инвестиционная составляющая, входящая в плату за услуги по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России, расходуется на развитие объектов электросетевого хозяйства и объектов по производству электрической и тепловой энергии, перечень которых утверждается Правительством Российской Федерации.

**Статья 13.** Тепловые электростанции, являющиеся основными производителями тепловой энергии в регионе обслуживания и производящие электрическую энергию, не востребованную на рынке электрической энергии, в течение трех лет с даты окончания переходного периода реформирования электроэнергетики могут быть выведены из эксплуатации только по решению соответствующего органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации по согласованию с уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти.

В случае отказа в выводе указанных мощностей одновременно принимается решение о необходимых мероприятиях по перепрофилированию таких электростанций в котельные или по строительству в регионе обслуживания альтернативных источников тепла. Финансирование данных мероприятий может осуществляться за счет средств бюджетов субъектов Российской Федерации или местных бюджетов либо специально вводимой для соответствующей электростанции временной индивидуальной цены (тарифа) на максимально доступную генерирующую мощность.

**Статья 14.** Настоящий Федеральный закон вступает в силу со дня его официального опубликования, за исключением статьи 3.

Статья 3 настоящего Федерального закона вступает в силу с 1 января 2004 года.

Президент  
Российской Федерации  
В. ПУТИН

Москва, Кремль  
26 марта 2003 года  
№ 36-ФЗ

**РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ**

**ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ЗАКОН**  
**от 14 апреля 1995 г. № 41-ФЗ**

**О ГОСУДАРСТВЕННОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ**  
**И ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

Принят  
Государственной Думой  
10 марта 1995 года

(в ред. Федеральных законов от 11.02.1999 № 33-ФЗ,  
от 10.01.2003 № 6-ФЗ, от 26.03.2003 № 38-ФЗ,  
от 07.07.2003 № 125-ФЗ, от 22.08.2004 № 122-ФЗ,  
от 30.12.2004 № 211-ФЗ, от 02.12.2005 № 147-ФЗ,  
от 26.12.2005 № 184-ФЗ, от 31.12.2005 № 199-ФЗ)

Настоящий Федеральный закон определяет экономические, организационные и правовые основы государственного регулирования тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации.

**Статья 1. Основные понятия**

В настоящем Федеральном законе применяются следующие основные понятия:

**тарифы на электрическую и тепловую энергию** – система ценовых ставок, по которым осуществляются расчеты за электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию (мощность); в целях настоящего Федерального закона указанное понятие применяется исходя из смысла и конкретного содержания правовой нормы;

(в ред. Федерального закона от 26.03.2003 № 38-ФЗ)

**энергоснабжающая организация** – хозяйствующий субъект, осуществляющий продажу потребителям произведенной или купленной электрической и (или) тепловой энергии;

(в ред. Федерального закона от 31.12.2005 № 199-ФЗ)

**потребитель** – физическое или юридическое лицо, осуществляющее пользование электрической энергией (мощностью) и (или) тепловой энергией (мощностью);

**федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии (мощности) (далее – оптовый рынок)** – сфера обращения особого товара – электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России в границах единого экономического пространства Российской Федерации с участием крупных производителей и крупных покупателей электрической энергии, получивших статус субъектов оптового рынка и действующих на основе правил оптового рынка;

(в ред. Федерального закона от 07.07.2003 № 125-ФЗ)

**субъекты оптового рынка** – юридические лица, осуществляющие куплю-продажу электрической энергии (мощности) и (или) предоставляющие услуги на оптовом рынке.

(в ред. Федерального закона от 07.07.2003 № 125-ФЗ)

**Статья 2. Сущность государственного регулирования тарифов**

Государственное регулирование тарифов на электрическую и тепловую энергию (мощность) (далее также – тарифы) осуществляется на основе принципов, изложенных в настоящем Федеральном законе, посредством установления экономически обоснованных тарифов (цен, платы за услуги) на электрическую и тепловую энергию и (или) их предельных уровней.

(часть первая в ред. Федерального закона от 26.03.2003 № 38-ФЗ)

Срок действия установленных тарифов и (или) их предельных уровней не может быть менее одного финансового года, если иное не установлено федеральным законом, решением Правительства Российской Федерации.

(часть вторая в ред. Федерального закона от 31.12.2005 № 199-ФЗ)

Предельные уровни тарифов на электрическую и тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, включая предельные уровни тарифов для населения, устанавливаются Правительством Российской Федерации с выделением предельных уровней для населения ежегодно до внесения проекта федерального закона о федеральном бюджете на очередной финансовый год в Государственную Думу Федерального Собрания Российской Федерации и вводятся в действие с начала указанного года в порядке, установленном настоящим Федеральным законом. Указанные предельные уровни тарифов могут быть установлены Правительством Российской Федерации с календарной разбивкой, разбивкой по категориям потребителей с учетом региональных и иных особенностей.

(в ред. Федеральных законов от 10.01.2003 № 6-ФЗ, от 07.07.2003 № 125-ФЗ, от 02.12.2005 № 147-ФЗ)

Органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов устанавливают тарифы на электрическую и тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, в том числе населению, на очередной финансовый год в рамках указанных предельных уровней до принятия закона субъекта Российской Федерации о бюджете субъекта Российской Федерации.

(часть четвертая введена Федеральным законом от 10.01.2003 № 6-ФЗ)

Изменение указанных тарифов в течение финансового года без одновременного внесения Правительством Российской Федерации (органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации) на рассмотрение Государственной Думы (законодательного (представительного) органа субъекта Российской Федерации) проекта федерального закона (закона субъекта Российской Федерации) о внесении изменений и дополнений в федеральный закон (закон субъекта Российской Федерации) о федеральном бюджете (бюджете субъекта Российской Федерации) на текущий финансовый год не допускается.

(часть пятая введена Федеральным законом от 10.01.2003 № 6-ФЗ)

В случае превышения размера установленных органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации цен (тарифов) на электрическую энергию, поставляемую населению, на услуги субъектов естественных монополий, превышающего установленные Правительством Российской Федерации предельные уровни, дополнительные расходы потребителей, финансируемых из бюджетов соответствующих уровней, и расходы, связанные с выплатой дополнительных субсидий населению, несут консолидированные бюджеты субъектов Российской Федерации.

(часть шестая введена Федеральным законом от 26.03.2003 № 38-ФЗ)

При регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию органами государственного регулирования учитываются затраты энергоснабжающих организаций, в том числе расходы на обеспечение оборотных средств, исходя из порядка расчетов за электрическую и тепловую энергию.

(часть седьмая введена Федеральным законом от 26.03.2003 № 38-ФЗ)

Оплата электрической и тепловой энергии производится за фактически принятое потребителем количество электрической и тепловой энергии в соответствии с данными учета электрической и тепловой энергии, если иное не предусмотрено федеральным законом, иными нормативными правовыми актами или соглашением сторон.

(часть восьмая введена Федеральным законом от 26.03.2003 № 38-ФЗ)

В случае, если иное не установлено соглашением сторон, оплата электрической энергии производится потребителями до 15-го числа текущего месяца.

(часть девятая введена Федеральным законом от 26.03.2003 № 38-ФЗ)

Государственное регулирование тарифов может проводиться отдельно в отношении электрической энергии, поставляемой населению в пределах социальной нормы потребления и сверх социальной нормы потребления.

(часть десятая введена Федеральным законом от 26.03.2003 № 38-ФЗ)

При установлении для отдельных потребителей льготных тарифов на электрическую и тепловую энергию, регулирование которых осуществляется в соответствии с настоящим Федеральным законом, повышение тарифов на электрическую и тепловую энергию для других потребителей не допускается.

(часть одиннадцатая в ред. Федерального закона от 26.03.2003 № 38-ФЗ)

### Статья 3. Цели государственного регулирования тарифов

Государственное регулирование тарифов осуществляется в целях:

(в ред. Федерального закона от 26.03.2003 № 38-ФЗ)

- защиты экономических интересов потребителей от монопольного повышения тарифов;
- создания механизма согласования интересов производителей и потребителей электрической и тепловой энергии;
- формирования конкурентной среды в электроэнергетическом комплексе для повышения эффективности его функционирования и минимизации тарифов;
- создания экономических стимулов, обеспечивающих использование энергосберегающих технологий в производственных процессах;
- обеспечения юридическим лицам – производителям электрической энергии (мощности) независимо от организационно-правовых форм права равного доступа на оптовый рынок.

(в ред. Федерального закона от 07.07.2003 № 125-ФЗ)

### Статья 4. Принципы государственного регулирования тарифов

При государственном регулировании тарифов должны соблюдаться следующие основные принципы:

- обеспечение баланса экономических интересов поставщиков и потребителей электрической и тепловой энергии на основе доступности указанных видов энергии и с учетом обеспечения экономически обоснованной доходности инвестиционного капитала, вложенного в производство и передачу электрической и тепловой энергии и деятельность по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике;

(в ред. Федерального закона от 26.03.2003 № 38-ФЗ)

- определение экономической обоснованности планируемых (расчетных) себестоимости и прибыли при расчете и утверждении тарифов;
- обеспечение открытости и доступности для потребителей, в том числе для населения, информации о рассмотрении и об утверждении тарифов в соответствии со стандартами раскрытия информации, установленными Правительством Российской Федерации



и предусматривающими обязательность опубликования раскрываемой информации в официальных средствах массовой информации, в которых в соответствии с федеральными законами и законами субъектов Российской Федерации публикуются официальные материалы органов государственной власти;

(в ред. Федерального закона от 26.03.2003 № 38-ФЗ)

- обеспечение экономической обоснованности затрат коммерческих организаций на производство, передачу и распределение электрической и тепловой энергии;

- обеспечение коммерческих организаций в сфере производства, передачи и распределения электрической и тепловой энергии финансовыми средствами на развитие производства, научно-техническое и социальное развитие, в том числе средствами, направляемыми на энергосбережение и обеспечение энергетической, технической и экологической безопасности (включая ядерную и радиационную безопасность) Российской Федерации, осуществляемое путем привлечения заемных средств, частных инвестиций, средств коммерческих организаций (инвестиционных фондов, страховых фондов, фондов научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ) и иных средств;

- создание условий для привлечения отечественных и иностранных инвестиций;

- определение размера средств, направляемых на оплату труда, в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями;

- выбор поставщиков энергетического оборудования и подрядных организаций по энергетическому и электросетевому строительству на конкурсной основе;

- учет результатов деятельности энергоснабжающих организаций по итогам работы за период действия ранее утвержденных тарифов.

Абзац утратил силу. – Федеральный закон от 30.12.2004 № 211-ФЗ.

## **Статья 5. Полномочия федеральных органов исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов**

(в ред. Федерального закона от 26.03.2003 № 38-ФЗ)

В области государственного регулирования тарифов Правительство Российской Федерации или федеральный орган исполнительной власти в области регулирования тарифов:

(в ред. Федерального закона от 22.08.2004 № 122-ФЗ)

- утверждает нормативно-методическую основу деятельности органов исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов;

- устанавливает основы ценообразования на электрическую и тепловую энергию на территории Российской Федерации, в том числе порядок определения цены на электрическую энергию, продаваемую на оптовом рынке электрической энергии (мощности) по регулируемым ценам, с учетом региональных особенностей формирования тарифов на оптовом рынке;

- утверждает правила государственного регулирования и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию;

- определяет порядок рассмотрения разногласий, возникающих между органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности, и потребителями, а также размер и порядок уплаты сбора, уплачиваемого при обращении для рассмотрения указанных разногласий;

- устанавливает порядок определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям;

- устанавливает критерии определения производителей электрической энергии, имеющих право на ее продажу по нерегулируемым ценам;

- разрабатывает и утверждает единую систему классификации и раздельного учета затрат по видам деятельности энергоснабжающих организаций, а также систему отчетности, представляемую в федеральный орган исполнительной власти в области регулирования тарифов;

(в ред. Федерального закона от 22.08.2004 № 122-ФЗ)

- определяет предельный объем и порядок продажи по нерегулируемым ценам электрической энергии (мощности) на оптовом рынке электрической энергии (мощности);

- формирует сводный прогнозный баланс производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации с учетом прогнозного топливного баланса, тенденций в развитии энергетики для нужд жилищно-коммунального хозяйства, особенностей завоза продукции (товаров) в районы с ограниченными сроками ее завоза и иных факторов;

- осуществляет контроль за использованием инвестиционных ресурсов, включаемых в регулируемые государством тарифы в порядке, установленном Правительством Российской Федерации;

(в ред. Федерального закона от 31.12.2005 № 199-ФЗ)

- определяет перечень услуг по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России, устанавливает размер абонентной платы за указанные услуги и определяет порядок их оплаты;

- устанавливает тарифы на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности);

- устанавливает цены (тарифы) на услуги по обеспечению системной надежности;

- устанавливает плату за технологическое присоединение к электрическим сетям, отнесенным к единой национальной (общероссийской) электрической сети;

(в ред. Федерального закона от 31.12.2005 № 199-ФЗ)

- устанавливает тарифы на услуги по передаче электрической энергии и их предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни в порядке, установленном настоящим Федеральным законом;

- устанавливает тарифы на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике;

- устанавливает тарифы или их предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни на электрическую энергию, продаваемую производителями на оптовом рынке электрической энергии (мощности), за исключением продажи ими электрической энергии по нерегулируемым ценам в объеме и в порядке, которые устанавливаются Правительством Российской Федерации;
  - устанавливает предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни цен на электрическую энергию, продаваемую производителями на оптовом рынке электрической энергии (мощности) по нерегулируемым ценам, в случаях и в порядке, которые устанавливаются Правительством Российской Федерации;
  - определяет объем необходимых для обеспечения безопасности функционирования и развития атомных электростанций средств, учитываемый при установлении тарифов или их предельных (минимального и (или) максимального) уровней на электрическую энергию, продаваемую на оптовом рынке электрической энергии (мощности) производителями – владельцами указанных атомных электростанций;
  - устанавливает предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни тарифов на электрическую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, в том числе на электрическую энергию, продаваемую по нерегулируемым ценам;
  - устанавливает предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
  - рассматривает разногласия, возникающие между органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности, и потребителями, и принимает решения, обязательные для исполнения;
  - осуществляет контроль за применением государственных регулируемых цен (тарифов) и проводит проверки хозяйственной деятельности организаций, осуществляющих деятельность в сфере регулируемого ценообразования, в части обоснованности величины и правильности применения указанных цен (тарифов);  
(в ред. Федерального закона от 07.07.2003 № 125-ФЗ)
  - осуществляет в установленном порядке согласование решений органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов;  
(абзац введен Федеральным законом от 07.07.2003 № 125-ФЗ)
  - устанавливает предельные (минимальные и (или) максимальные) уровни тарифов на тепловую энергию, за исключением производимой электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.  
(абзац введен Федеральным законом от 26.12.2005 № 184-ФЗ)
- Правительство Российской Федерации определяет объем полномочий федерального органа исполнительной власти в области регулирования тарифов в пределах полномочий, определенных настоящей статьей, а также иными федеральными законами.  
(в ред. Федерального закона от 22.08.2004 № 122-ФЗ)

#### **Статья 6. Полномочия органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и органов местного самоуправления в области государственного регулирования тарифов**

(в ред. Федерального закона от 22.08.2004 № 122-ФЗ)  
(в ред. Федерального закона от 26.03.2003 № 38-ФЗ)

Органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов осуществляют следующие полномочия:

- устанавливают тарифы на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям в рамках установленных федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям, а также устанавливают тарифы на услуги по передаче тепловой энергии;  
(в ред. Федеральных законов от 22.08.2004 № 122-ФЗ, от 31.12.2005 № 199-ФЗ)
- устанавливают сбытовые надбавки гарантирующих поставщиков электрической энергии;
- устанавливают тарифы на тепловую энергию, за исключением производимой электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в рамках установленных федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов на тепловую энергию, за исключением производимой электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;  
(в ред. Федерального закона от 26.12.2005 № 184-ФЗ)
- устанавливают тарифы на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в рамках установленных федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;  
(в ред. Федерального закона от 22.08.2004 № 122-ФЗ)
- устанавливают тарифы на электрическую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, в рамках установленных федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов, за исключением электрической энергии, продаваемой по нерегулируемым ценам;  
(в ред. Федерального закона от 22.08.2004 № 122-ФЗ)
- осуществляют контроль за применением регулируемых ими цен (тарифов) и проводят проверки хозяйственной деятельности организаций, осуществляющих деятельность в сфере регулируемого ценообразования, в части обоснованности величины и правильности применения указанных цен (тарифов);
- принимают участие в формировании сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности)

в пределах Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации;

- устанавливают плату за технологическое присоединение к распределительным электрическим сетям;

(абзац введен Федеральным законом от 31.12.2005 № 199-ФЗ)

- осуществляют в порядке, определяемом Правительством Российской Федерации, контроль за использованием инвестиционных ресурсов, включаемых в регулируемые государством тарифы.

(абзац введен Федеральным законом от 31.12.2005 № 199-ФЗ)

Регулирование указанных тарифов осуществляется в соответствии с основами ценообразования на электрическую и тепловую энергию на территории Российской Федерации, правилами государственного регулирования и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию и иными нормативными правовыми актами и методическими указаниями, утверждаемыми Правительством Российской Федерации или федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов. Решение органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов об утверждении им тарифов, устанавливаемых на уровне выше максимального или ниже минимального уровня, установленного Правительством Российской Федерации или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, подлежит согласованию с федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов, осуществляемому в порядке, устанавливаемом правилами государственного регулирования и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию, до принятия указанного решения органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации. Согласование федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов указанного выше решения осуществляется не позднее 30 календарных дней с даты обращения органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов. Орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов действует в соответствии с положениями об органах исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, утверждаемыми органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, составленными на основании типового положения, утвержденного Правительством Российской Федерации. Решение органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, принятое им с превышением полномочий, установленных указанными нормативными правовыми актами, подлежит отмене в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

(в ред. Федеральных законов от 07.07.2003 № 125-ФЗ, от 22.08.2004 № 122-ФЗ, от 31.12.2005 № 199-ФЗ)

Орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации, осуществляющий государственное регулирование тарифов в соответствии с настоящим Федеральным законом, является юридическим лицом.

Назначение на должность и освобождение от должности руководителя органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов проводятся по согласованию с федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов.

(в ред. Федерального закона от 22.08.2004 № 122-ФЗ)

Органы местного самоуправления могут наделяться законом субъекта Российской Федерации полномочиями на государственное регулирование тарифов на тепловую энергию (за исключением производимой электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), отпускаемую непосредственно источниками тепловой энергии, обеспечивающими снабжение тепловой энергией потребителей, расположенных на территории одного муниципального образования.

(в ред. Федерального закона от 22.08.2004 № 122-ФЗ)

Решение органа местного самоуправления, принятое во исполнение переданных ему в соответствии с настоящей статьей полномочий и противоречащее законодательству Российской Федерации об электроэнергетике или принятое с превышением предоставленной ему компетенции, подлежит отмене соответствующим органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

Часть седьмая утратила силу. – Федеральный закон от 30.12.2004 № 211-ФЗ.

Часть восьмая статьи 6 вступает в силу с 1 января 2006 года (Федеральный закон от 30.12.2004 № 211-ФЗ).

Органы местного самоуправления устанавливают надбавки к тарифам на электрическую и тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям (надбавки к ценам (тарифам) для потребителей товаров и услуг организаций коммунального комплекса), надбавки к тарифам на товары и услуги организаций коммунального комплекса – производителей товаров и услуг в сфере электро- и (или) теплоснабжения, тарифы этих организаций на подключение и тарифы на подключение к системам коммунальной инфраструктуры в сфере электро- и (или) теплоснабжения в соответствии с законодательством Российской Федерации об основах регулирования тарифов организаций коммунального комплекса.

(часть восьмая введена Федеральным законом от 30.12.2004 № 211-ФЗ)

Часть девятая статьи 6 вступает в силу с 1 января 2009 года (Федеральный закон от 30.12.2004 № 211-ФЗ).

Стоимость электрической и тепловой энергии для потребителей, складывающаяся с учетом указанных тарифов и надбавок, указанных в части восьмой настоящей статьи, может превышать предельные уровни тарифов на электрическую и тепловую энергию, устанавливаемые в соответствии со статьей 2 настоящего Федерального закона, а также иные предельные уровни тарифов (цен), устанавливаемые в соответствии с законодательством Российской Федерации.

(часть девятая введена Федеральным законом от 30.12.2004 № 211-ФЗ)

**Статья 7. Финансирование федерального органа исполнительной власти в области регулирования тарифов и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов**

(в ред. Федерального закона от 22.08.2004 № 122-ФЗ)

(в ред. Федерального закона от 26.03.2003 № 38-ФЗ)

Финансирование федерального органа исполнительной власти в области регулирования тарифов и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов осуществляется за счет средств, предусматриваемых на эти цели соответственно федеральным бюджетом и бюджетами субъектов Российской Федерации.

(в ред. Федерального закона от 22.08.2004 № 122-ФЗ)

Часть вторая утратила силу. - Федеральный закон от 22.08.2004 № 122-ФЗ.

**Статья 7.1. Разрешение споров, возникающих при осуществлении государственного регулирования тарифов на электрическую и тепловую энергию**

(введена Федеральным законом от 07.07.2003 № 125-ФЗ)

Споры, связанные с осуществлением государственного регулирования тарифов на электрическую и тепловую энергию, подлежат рассмотрению в арбитражном суде.

**Статьи 8 - 15.** Исключены. - Федеральный закон от 26.03.2003 № 38-ФЗ.

**Статья 16. Приведение нормативных правовых актов в соответствие с настоящим Федеральным законом**

Правовые акты Президента Российской Федерации, Правительства Российской Федерации, нормативные правовые акты федеральных органов исполнительной власти, нормативные правовые акты субъектов Российской Федерации по вопросам государственного регулирования тарифов приводятся в соответствие с настоящим Федеральным законом в течение трех месяцев со дня его вступления в силу.

**Статья 17. Вступление настоящего Федерального закона в силу**

Настоящий Федеральный закон вступает в силу со дня его официального опубликования.

*Президент  
Российской Федерации  
Б. ЕЛЬЦИН*

Москва, Кремль  
14 апреля 1995 года  
№ 41-ФЗ

**РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ**  
**ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ЗАКОН**  
**от 17 августа 1995 г. № 147-ФЗ**

**О ЕСТЕСТВЕННЫХ МОНОПОЛИЯХ**

Принят  
Государственной Думой  
19 июля 1995 года

(в ред. Федеральных законов от 08.08.2001 № 126-ФЗ,  
от 30.12.2001 № 196-ФЗ, от 10.01.2003 № 16-ФЗ,  
от 26.03.2003 № 39-ФЗ, от 29.06.2004 № 58-ФЗ)

**Глава I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

**Статья 1. Цели настоящего Федерального закона**

Настоящий Федеральный закон определяет правовые основы федеральной политики в отношении естественных монополий в Российской Федерации и направлен на достижение баланса интересов потребителей и субъектов естественных монополий, обеспечивающего доступность реализуемого ими товара для потребителей и эффективное функционирование субъектов естественных монополий.

**Статья 2. Сфера применения настоящего Федерального закона**

Настоящий Федеральный закон распространяется на отношения, которые возникают на товарных рынках Российской Федерации и в которых участвуют субъекты естественных монополий, потребители, федеральные органы исполнительной власти, органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации и органы местного самоуправления.

Предусмотренное настоящим Федеральным законом регулирование деятельности субъектов естественных монополий не может применяться в сферах деятельности, не относящихся к естественным монополиям, за исключением случаев, установленных федеральными законами.

**Статья 3. Определения основных понятий**

Для целей настоящего Федерального закона применяются следующие определения основных понятий:

**естественная монополия** – состояние товарного рынка, при котором удовлетворение спроса на этом рынке эффективнее в отсутствие конкуренции в силу технологических особенностей производства (в связи с существенным понижением издержек производства на единицу товара по мере увеличения объема производства), а товары, производимые субъектами естественной монополии, не могут быть заменены в потреблении другими товарами, в связи с чем спрос на данном товарном рынке на товары, производимые субъектами естественных монополий, в меньшей степени зависит от изменения цены на этот товар, чем спрос на другие виды товаров;

**субъект естественной монополии** – хозяйствующий субъект (юридическое лицо), занятый производством (реализацией) товаров в условиях естественной монополии;

**потребитель** – физическое или юридическое лицо, приобретающее товар, производимый (реализуемый) субъектом естественной монополии;

**руководитель субъекта естественной монополии (иного хозяйствующего субъекта)** – лицо, уполномоченное выступать без доверенности от имени субъекта естественной монополии (иного хозяйствующего субъекта).

Понятия «товар», «товарный рынок», «хозяйствующие субъекты», «группа лиц» применяются соответственно в значениях, указанных в статье 4 Закона РСФСР «О конкуренции и ограничении монополистической деятельности на товарных рынках».

Понятие «инфраструктура железнодорожного транспорта общего пользования» применяется в значении, указанном в статье 2 Федерального закона «Устав железнодорожного транспорта Российской Федерации».

**Статья 4. Сферы деятельности субъектов естественных монополий**

1. Настоящим Федеральным законом регулируется деятельность субъектов естественных монополий в следующих сферах:

- транспортировка нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам;
- транспортировка газа по трубопроводам;
- железнодорожные перевозки;
- услуги транспортных терминалов, портов, аэропортов;
- услуги общедоступной электрической и почтовой связи;
- услуги по передаче электрической энергии;
- услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике;
- услуги по передаче тепловой энергии.

2. В соответствии с реализуемой по решению Правительства Российской Федерации демонополизацией рынка железнодорожных перевозок осуществляется переход от регулирования деятельности субъектов естественных монополий в сфере железнодорожных перевозок к регулированию деятельности субъектов естественных монополий в сфере предоставления услуг по использованию инфраструктуры железнодорожного транспорта общего пользования.

3. Не допускается сдерживание экономически оправданного перехода сфер естественных монополий, указанных в пункте 1 настоящей статьи, из состояния естественной монополии, определяемого в соответствии с абзацем вторым части первой статьи 3 настоящего Федерального закона, в состояние конкурентного рынка.

## **Статья 5. Органы, регулирующие деятельность субъектов естественных монополий**

1. Для регулирования и контроля деятельности субъектов естественных монополий образуются федеральные органы исполнительной власти по регулированию естественных монополий (далее – органы регулирования естественных монополий) в порядке, установленном для федеральных органов исполнительной власти.

2. Органы регулирования естественных монополий для осуществления своих полномочий вправе создавать свои территориальные органы и наделять их полномочиями в пределах своей компетенции.

## **Глава II. ГОСУДАРСТВЕННОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ И КОНТРОЛЬ В СФЕРАХ ЕСТЕСТВЕННОЙ МОНОПОЛИИ**

## **Статья 6. Методы регулирования деятельности субъектов естественных монополий**

Органами регулирования естественных монополий могут применяться следующие методы регулирования деятельности субъектов естественных монополий (далее – методы регулирования):

- ценовое регулирование, осуществляемое посредством определения (установления) цен (тарифов) или их предельного уровня;
- определение потребителей, подлежащих обязательному обслуживанию, и (или) установление минимального уровня их обеспечения в случае невозможности удовлетворения в полном объеме потребностей в товаре, производимом (реализуемом) субъектом естественной монополии, с учетом необходимости защиты прав и законных интересов граждан, обеспечения безопасности государства, охраны природы и культурных ценностей.

Право доступа к системе российских магистральных трубопроводов и терминалов в морских портах при вывозе нефти за пределы таможенной территории Российской Федерации предоставляется организациям, осуществляющим добычу нефти и зарегистрированным в установленном порядке, а также организациям, являющимся основными обществами по отношению к организациям, осуществляющим добычу нефти, пропорционально объемам добытой нефти, сданной в систему магистральных трубопроводов с учетом стопроцентной пропускной способности магистральных трубопроводов (исходя из их технических возможностей).

## **Статья 7. Государственный контроль в сферах естественной монополии**

1. В целях проведения эффективной государственной политики в сферах деятельности субъектов естественных монополий органы регулирования естественных монополий осуществляют контроль за действиями, которые совершаются с участием или в отношении субъектов естественных монополий и которые могут иметь своим результатом ущемление интересов потребителей товара, в отношении которого применяется регулирование в соответствии с настоящим Федеральным законом либо сдерживание экономически оправданного перехода соответствующего товарного рынка из состояния естественной монополии в состояние конкурентного рынка.

2. Органы регулирования естественных монополий осуществляют контроль за:

- любыми сделками, в результате которых субъект естественной монополии приобретает право собственности на основные средства или право пользования основными средствами, не предназначенными для производства (реализации) товаров, в отношении которых применяется регулирование в соответствии с настоящим Федеральным законом, если балансовая стоимость таких основных средств превышает 10 процентов стоимости собственного капитала субъекта естественной монополии по последнему утвержденному балансу;
- инвестициями субъекта естественной монополии в производство (реализацию) товаров, в отношении которых не применяется регулирование в соответствии с настоящим Федеральным законом и которые составляют более 10 процентов стоимости собственного капитала субъекта естественной монополии по последнему утвержденному балансу;
- продажей, сдачей в аренду или иной сделкой, в результате которой хозяйствующий субъект приобретает право собственности либо владения и (или) пользования частью основных средств субъекта естественной монополии, предназначенных для производства (реализации) товаров, в отношении которых применяется регулирование в соответствии с настоящим Федеральным законом, если балансовая стоимость таких основных средств превышает 10 процентов стоимости собственного капитала субъекта естественной монополии по последнему утвержденному балансу.

3. Для совершения действий, указанных в пункте 2 настоящей статьи, субъект естественной монополии обязан представить в соответствующий орган регулирования естественной монополии ходатайство о даче согласия на совершение таких действий и сообщить информацию, необходимую для принятия решения.

Требования к содержанию такой информации и форме ее представления, а также порядок рассмотрения ходатайства определяются правилами, утверждаемыми соответствующим органом регулирования естественной монополии.

Орган регулирования естественной монополии вправе отказать в удовлетворении ходатайства, если заявленные в нем действия могут привести к отрицательным последствиям, указанным в пункте 1 настоящей статьи, а также в случаях, если заявителем не представлены все необходимые документы либо при их рассмотрении обнаружено, что содержащаяся в них информация, имеющая существенное значение для принятия решения, является недостоверной.

Орган регулирования естественной монополии не позднее 30 дней со дня получения ходатайства сообщает заявителю в письменной форме о своем решении – согласии или отказе. Отказ должен быть мотивирован.

В случае, если для принятия решения необходима дополнительная информация, орган регулирования естественной монополии вправе запросить ее у заявителя и увеличить срок рассмотрения ходатайства на 30 дней при условии, что такой запрос вместе с уведомлением о продлении срока рассмотрения ходатайства направлен заявителю не позднее 15 дней со дня его получения.

Если в 15-дневный срок со дня истечения срока рассмотрения ходатайства ответ органа регулирования естественной монополии не будет получен либо в удовлетворении ходатайства будет отказано по мотивам, которые заявитель сочтет незаконными, заявитель вправе обратиться в суд за защитой своих прав.

4. Лицо или группа лиц, которые в результате приобретения на рынке акций (долей) в уставном (складочном) капитале субъекта естественной монополии либо в результате иных сделок (в том числе договоров поручения, доверительного управления, залога) приобретают более чем 10 процентов общего количества голосов, приходящихся на все акции (доли), составляющие уставный (складочный) капитал субъекта естественной монополии, обязаны уведомить об этом, а также обо всех случаях изменения принадлежащего им количества голосов соответствующий орган регулирования естественной монополии в 30-дневный срок со дня приобретения. Такую же обязанность несет субъект естественной монополии, приобретающий акции (доли) в уставном (складочном) капитале другого хозяйствующего субъекта, предоставляющие ему более чем 10 процентов общего количества голосов, приходящихся на все акции (доли).

Для осуществления контроля за соблюдением требований, предусмотренных настоящим пунктом, орган регулирования естественной монополии вправе запрашивать у хозяйственных обществ и товариществ сведения о составе их участников, располагающих более чем 10 процентами общего количества голосов.

## **Статья 8. Обязанности субъектов естественных монополий**

1. Субъекты естественных монополий не вправе отказываться от заключения договора с отдельными потребителями на производство (реализацию) товаров, в отношении которых применяется регулирование в соответствии с настоящим Федеральным законом, при наличии у субъекта естественной монополии возможности произвести (реализовать) такие товары.

2. Субъекты естественных монополий обязаны представлять соответствующему органу регулирования естественной монополии:

- текущие отчеты о своей деятельности в порядке и в сроки, которые установлены органом регулирования естественной монополии;
- проекты планов капитальных вложений.

3. Субъекты естественных монополий обязаны предоставлять доступ на товарные рынки и (или) производить (реализовывать) товары и услуги, в отношении которых применяется регулирование в соответствии с настоящим Федеральным законом, на недискриминационных условиях согласно требованиям антимонопольного законодательства.

## **Глава III. ОРГАНЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЕСТЕСТВЕННЫХ МОНОПОЛИЙ, ИХ ФУНКЦИИ И ПОЛНОМОЧИЯ**

## **Статья 9. Органы регулирования естественных монополий**

1. Органы регулирования естественных монополий образуются в сферах деятельности, указанных в статье 4 настоящего Федерального закона.

2. Общее руководство федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественной монополии осуществляется его руководителем.

3. Утратил силу. – Федеральный закон от 29.06.2004 № 58-ФЗ.

4. Утратил силу. – Федеральный закон от 29.06.2004 № 58-ФЗ.

5. Федеральный орган исполнительной власти по регулированию естественной монополии ликвидируется в случае появления возможности для развития конкуренции на соответствующем товарном рынке и (или) в случае изменения характера спроса на товар субъектов естественных монополий.

## **Статья 10. Функции органов регулирования естественных монополий**

Органы регулирования естественных монополий выполняют следующие основные функции:

- формируют и ведут реестр субъектов естественных монополий, в отношении которых осуществляются государственные регулирование и контроль;
- определяют методы регулирования, предусмотренные настоящим Федеральным законом, применительно к конкретному субъекту естественной монополии;
- контролируют в пределах своей компетенции соблюдение требований настоящего Федерального закона;
- вносят в установленном порядке предложения по совершенствованию законодательства о естественных монополиях.

## **Статья 11. Полномочия органов регулирования естественных монополий**

Органы регулирования естественных монополий вправе:

- принимать обязательные для субъектов естественных монополий решения о введении, об изменении или о прекращении регулирования, о применении методов регулирования, предусмотренных настоящим Федеральным законом, в том числе об установлении цен (тарифов);
- принимать в соответствии со своей компетенцией решения по фактам нарушения настоящего Федерального закона;
- направлять субъектам естественных монополий обязательные для исполнения предписания о прекращении нарушений настоящего Федерального закона, в том числе об устранении их последствий, о заключении договоров с потребителями, подлежащими обязательному обслуживанию, о внесении в заключенные договоры изменений, о перечислении в федеральный бюджет прибыли, полученной ими в результате действий, нарушающих настоящий Федеральный закон;
- принимать решения о включении в реестр субъектов естественных монополий либо об исключении из него;
- направлять органам исполнительной власти и органам местного самоуправления обязательные для исполнения предписания об отмене или об изменении принятых ими актов, не соответствующих настоящему Федеральному закону, и (или) о прекращении нарушений настоящего Федерального закона;
- принимать решения о наложении штрафа на субъект естественной монополии;
- привлекать к административной ответственности в виде предупреждения или штрафа руководителей субъектов естественных монополий, должностных лиц органов исполнительной власти и органов местного самоуправления в случаях, предусмотренных настоящим Федеральным законом;
- обращаться в суд с иском, а также участвовать в рассмотрении в суде дел, связанных с применением или с нарушением настоящего Федерального закона;
- осуществлять иные полномочия, установленные федеральными законами.

## **Статья 12. Основания для принятия органами регулирования естественных монополий решений о применении методов регулирования**

1. Орган регулирования естественной монополии принимает решение о применении методов регулирования, предусмотренных настоящим Федеральным законом и иными федеральными законами, применительно к конкретному субъекту естественной монополии на основе анализа его деятельности с учетом их стимулирующей роли в повышении качества производимых (реализуемых) товаров и в удовлетворении спроса на них. При этом оценивается обоснованность затрат и принимаются во внимание:

- издержки производства (реализации) товаров, в том числе заработная плата, стоимость сырья и материалов, накладные расходы;
- налоги и другие платежи;
- стоимость основных производственных средств, потребности в инвестициях, необходимых для их воспроизводства, и амортизационные отчисления;
- прогнозируемая прибыль от возможной реализации товаров по различным ценам (тарифам);
- удаленность различных групп потребителей от места производства товаров;
- соответствие качества производимых (реализуемых) товаров спросу потребителей;
- государственные дотации и другие меры государственной поддержки.

2. При принятии решения о применении методов регулирования деятельности конкретного субъекта естественной монополии орган регулирования естественной монополии обязан рассматривать информацию, предоставленную заинтересованными лицами, о деятельности данного субъекта естественной монополии.

## **Статья 13. Право доступа к информации о деятельности субъектов естественных монополий**

1. В целях исполнения функций, возложенных на органы регулирования естественных монополий, их работники имеют право беспрепятственного доступа к информации о деятельности субъектов естественных монополий, имеющейся у органов исполнительной власти и органов местного самоуправления, а также у субъектов естественных монополий.

2. Субъекты естественных монополий, органы исполнительной власти и органы местного самоуправления обязаны по требованию органов регулирования естественных монополий предоставлять достоверные документы, объяснения в письменной и устной форме и иную информацию, необходимую для осуществления органами регулирования естественных монополий функций, предусмотренных настоящим Федеральным законом.

3. Сведения, которые составляют коммерческую тайну и получены органом регулирования естественной монополии на основании настоящей статьи, разглашению не подлежат.

## **Статья 14. Информирование органами регулирования естественных монополий о принятых ими решениях**

1. Органы регулирования естественных монополий обязаны через средства массовой информации сообщать о принятых ими решениях о введении, об изменении или о прекращении регулирования деятельности субъектов естественных монополий, а также о включении в реестр субъектов естественных монополий либо об исключении из него, о применяемых методах регулирования деятельности субъектов естественных монополий и о конкретных показателях и требованиях, предъявляемых к ним органами регулирования естественных монополий.

Органы регулирования естественных монополий ежегодно публикуют доклад о своей деятельности.



2. Органы регулирования естественных монополий обязаны сообщать через средства массовой информации обо всех случаях применения ответственности за нарушения настоящего Федерального закона.

3. Сообщения о ликвидации органов регулирования естественных монополий и об основаниях для принятия такого решения публикуются в средствах массовой информации.

#### **Глава IV. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ЗА НАРУШЕНИЯ НАСТОЯЩЕГО ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗАКОНА**

##### **Статья 15. Последствия нарушений настоящего Федерального закона**

1. При нарушениях настоящего Федерального закона субъекты естественных монополий (их руководители), органы исполнительной власти и органы местного самоуправления (их должностные лица) в соответствии с решениями (предписаниями) органов регулирования естественных монополий обязаны:

- прекратить нарушения настоящего Федерального закона и (или) устранить их последствия;
- восстановить первоначальное положение или совершить иные действия, указанные в решении (предписании);
- отменить или изменить акт, не соответствующий настоящему Федеральному закону;
- заключить договор с потребителем, подлежащим обязательному обслуживанию;
- внести изменения в договор с потребителем;
- уплатить штраф;
- возместить причиненные убытки.

2. Субъект естественной монополии обязан перечислить в федеральный бюджет прибыль, полученную им в результате нарушения настоящего Федерального закона, в срок, установленный решением органа регулирования естественной монополии.

3. Штрафы, подлежащие уплате по решению органа регулирования естественной монополии, перечисляются в федеральный бюджет в срок, установленный этим решением.

**Статья 16.** Утратила силу. – Федеральный закон от 30.12.2001 № 196-ФЗ.

##### **Статья 17. Возмещение субъектом естественной монополии убытков, причиненных нарушением настоящего Федерального закона**

Если действиями (бездействием) субъекта естественной монополии, нарушающими настоящий Федеральный закон, причинены убытки, в том числе от завышения цены (тарифа), другому хозяйствующему субъекту, эти убытки подлежат возмещению субъектом естественной монополии в соответствии с гражданским законодательством.

**Статья 18.** Утратила силу. – Федеральный закон от 30.12.2001 № 196-ФЗ.

**Статья 19.** Утратила силу. – Федеральный закон от 30.12.2001 № 196-ФЗ.

##### **Статья 20. Возмещение убытков, причиненных субъекту естественной монополии или иному хозяйствующему субъекту неправомерными решениями, действиями (бездействием) органа регулирования естественной монополии**

В случае, если органом регулирования естественной монополии принято решение с нарушением настоящего Федерального закона, в том числе об определении (установлении) цен (тарифов) без достаточного экономического обоснования, и в результате этого субъекту естественной монополии или иному хозяйствующему субъекту причинены убытки, они вправе требовать возмещения этих убытков в порядке, предусмотренном гражданским законодательством.

#### **Глава V. ПОРЯДОК ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ (ПРЕДПИСАНИЙ) ОРГАНАМИ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЕСТЕСТВЕННЫХ МОНОПОЛИЙ, А ТАКЖЕ ПОРЯДОК ИСПОЛНЕНИЯ И ОБЖАЛОВАНИЯ ЭТИХ РЕШЕНИЙ**

##### **Статья 21. Порядок принятия органами регулирования естественных монополий решений о введении, об изменении или о прекращении регулирования деятельности субъектов естественных монополий**

1. Решения по всем вопросам, касающимся введения, изменения или прекращения регулирования деятельности субъектов естественных монополий, а также применения предусмотренных настоящим Федеральным законом методов регулирования, принимаются в порядке, определяемом Правительством Российской Федерации.

Вопросы, касающиеся введения, изменения или прекращения регулирования деятельности субъекта естественной монополии, могут быть рассмотрены на основании предложений федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и органов местного самоуправления, общественных организаций потребителей, их ассоциаций и союзов, хозяйствующих субъектов.

Орган регулирования естественной монополии принимает решение по вопросам, касающимся введения, изменения или прекращения регулирования деятельности субъектов естественной монополии, а также применения предусмотренных настоящим Федеральным законом

методов регулирования, руководствуясь материалами анализа, проведенного по основаниям, предусмотренным статьей 12 настоящего Федерального закона. По решению органа регулирования может быть проведена независимая экономическая экспертиза.

Представитель субъекта естественной монополии вправе присутствовать при рассмотрении соответствующим органом регулирования естественной монополии вопросов, касающихся введения, изменения или прекращения регулирования деятельности данного субъекта естественной монополии. О дате рассмотрения субъект естественной монополии должен быть заранее уведомлен соответствующим органом регулирования естественной монополии.

Орган регулирования естественной монополии принимает решение об изменении и о прекращении регулирования деятельности субъектов естественной монополии с учетом реализации демополизации сфер естественных монополий.

2. Решения о введении, об изменении или о прекращении регулирования либо об отказе по внесенному предложению принимаются не позднее шести месяцев со дня поступления предложения. При этом отказ или частичный отказ от принятия внесенного предложения должен быть мотивирован.

## **Статья 22. Основания для рассмотрения органами регулирования естественных монополий дел о нарушениях настоящего Федерального закона**

1. Органы регулирования естественных монополий в пределах своей компетенции вправе рассматривать дела о нарушениях настоящего Федерального закона и принимать по ним решения.

2. Основаниями для рассмотрения дел служат заявления хозяйствующих субъектов, потребителей, общественных организаций потребителей, их ассоциаций и союзов, представления органов исполнительной власти, органов местного самоуправления и прокуратуры.

3. Органы регулирования естественных монополий вправе рассматривать дела по собственной инициативе на основании сообщений средств массовой информации и иных имеющихся в их распоряжении материалов, свидетельствующих о нарушениях настоящего Федерального закона.

## **Статья 23. Порядок рассмотрения органами регулирования естественных монополий дел о нарушениях настоящего Федерального закона и принятия по ним решений**

1. Порядок рассмотрения органами регулирования естественных монополий дел о нарушениях настоящего Федерального закона определяется Правительством Российской Федерации.

2. Решения, принятые органами регулирования естественных монополий по результатам рассмотрения дела, направляются заинтересованным лицам в письменной форме не позднее 10 дней со дня их принятия. Предписания, выданные на основании принятых решений, направляются заинтересованным лицам в тот же срок.

3. Решения по делам, связанным с нарушениями настоящего Федерального закона, которые затрагивают общественные интересы, подлежат опубликованию в средствах массовой информации не позднее месяца со дня их принятия.

## **Статья 24. Порядок исполнения решений (предписаний) органов регулирования естественных монополий**

1. Решения (предписания) органов регулирования естественных монополий исполняются субъектами естественных монополий (их руководителями), органами исполнительной власти, органами местного самоуправления (их должностными лицами) в срок, предусмотренный решениями (предписаниями), но не позднее 30 дней со дня их получения.

2. В случае неисполнения органами исполнительной власти или органами местного самоуправления решений (предписаний) об отмене или об изменении актов, принятых с нарушением настоящего Федерального закона, либо о восстановлении первоначального положения органы регулирования естественных монополий вправе обратиться в суд с иском о признании данных актов недействительными (полностью или частично) и (или) о понуждении восстановить положение, существовавшее до нарушения.

3. В случае неисполнения субъектом естественной монополии предписания о заключении договора или о внесении изменений в заключенный договор орган регулирования естественной монополии вправе предъявить в суд иск о понуждении субъекта естественной монополии заключить договор или о внесении изменений в заключенный договор.

4. При неисполнении субъектами естественных монополий предписаний о перечислении в федеральный бюджет прибыли, полученной в результате нарушения настоящего Федерального закона, органы регулирования естественных монополий вправе предъявить в суд иск о взыскании необоснованно полученной прибыли.

5. Утратил силу. – Федеральный закон от 30.12.2001 № 196-ФЗ.

## **Статья 25. Порядок обжалования решений (предписаний) органов регулирования естественных монополий**

1. Субъекты естественных монополий (их руководители), органы исполнительной власти и органы местного самоуправления (их должностные лица), потребители, общественные организации потребителей, их ассоциации и союзы, прокурор вправе обратиться в суд с заявлением о признании недействительными полностью или частично решений (предписаний) органов регулирования естественных монополий в случае несоответствия их настоящему Федеральному закону.

2. Подача заявления в суд приостанавливает исполнение решения (предписания) органа регулирования естественной монополии на время его рассмотрения в суде до вступления решения суда в законную силу.

## Глава VI. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

### Статья 26. Условия формирования федеральных органов исполнительной власти по регулированию естественных монополий

Федеральные органы исполнительной власти по регулированию естественных монополий формируются в пределах расходов, предусмотренных бюджетом на содержание государственного аппарата.

### Статья 27. О введении настоящего Федерального закона в действие

1. Настоящий Федеральный закон вводится в действие со дня его официального опубликования.

2. Предложить Президенту Российской Федерации и поручить Правительству Российской Федерации привести свои нормативные правовые акты в соответствие с настоящим Федеральным законом в течение шести месяцев со дня его официального опубликования.

Поручить Правительству Российской Федерации в трехмесячный срок внести в установленном порядке в Государственную Думу Федерального Собрания Российской Федерации предложения о приведении законов Российской Федерации в соответствие с настоящим Федеральным законом.

*Президент  
Российской Федерации  
Б. ЕЛЬЦИН*

Москва, Кремль  
17 августа 1995 года  
№ 147-ФЗ



## ГРАЖДАНСКИЙ КОДЕКС РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

от 26 января 1996 г. № 14-ФЗ

Принят  
Государственной Думой  
22 декабря 1995 года

### ЧАСТЬ ВТОРАЯ

(в ред. Федеральных законов от 12.08.1996 № 110-ФЗ,  
от 24.10.1997 № 133-ФЗ, от 17.12.1999 № 213-ФЗ,  
от 26.11.2002 № 152-ФЗ, от 10.01.2003 № 8-ФЗ,  
от 10.01.2003 № 15-ФЗ, от 26.03.2003 № 37-ФЗ,  
от 11.11.2003 № 138-ФЗ, от 23.12.2003 № 182-ФЗ,  
от 29.12.2004 № 189-ФЗ, от 30.12.2004 № 219-ФЗ,  
от 21.03.2005 № 22-ФЗ, от 09.05.2005 № 45-ФЗ, от 18.07.2005 № 89-ФЗ,  
с изм., внесенными Федеральным законом от 26.01.1996 № 15-ФЗ,  
Постановлением Конституционного Суда РФ от 23.12.1997 № 21-П)

### Глава 30. Купля-продажа

#### §6. Энергоснабжение

##### Статья 539. Договор энергоснабжения

1. По договору энергоснабжения энергоснабжающая организация обязуется подавать абоненту (потребителю) через присоединенную сеть энергию, а абонент обязуется оплачивать принятую энергию, а также соблюдать предусмотренный договором режим ее потребления, обеспечивать безопасность эксплуатации находящихся в его ведении энергетических сетей и исправность используемых им приборов и оборудования, связанных с потреблением энергии.

2. Договор энергоснабжения заключается с абонентом при наличии у него отвечающего установленным техническим требованиям энергопринимающего устройства, присоединенного к сетям энергоснабжающей организации, и другого необходимого оборудования, а также при обеспечении учета потребления энергии.

3. К отношениям по договору энергоснабжения, не урегулированным настоящим Кодексом, применяются законы и иные правовые акты об энергоснабжении, а также обязательные правила, принятые в соответствии с ними.

4. К отношениям по договору снабжения электрической энергией правила настоящего параграфа применяются, если законом или иными правовыми актами не установлено иное.

(п. 4 введен Федеральным законом от 26.03.2003 № 37-ФЗ)

##### Статья 540. Заключение и продление договора энергоснабжения

1. В случае, когда абонентом по договору энергоснабжения выступает гражданин, использующий энергию для бытового потребления, договор считается заключенным с момента первого фактического подключения абонента в установленном порядке к присоединенной сети.

Если иное не предусмотрено соглашением сторон, такой договор считается заключенным на неопределенный срок и может быть изменен или расторгнут по основаниям, предусмотренным статьей 546 настоящего Кодекса.

2. Договор энергоснабжения, заключенный на определенный срок, считается продленным на тот же срок и на тех же условиях, если до окончания срока его действия ни одна из сторон не заявит о его прекращении или изменении либо о заключении нового договора.

3. Если одной из сторон до окончания срока действия договора внесено предложение о заключении нового договора, то отношения сторон до заключения нового договора регулируются ранее заключенным договором.

##### Статья 541. Количество энергии

1. Энергоснабжающая организация обязана подавать абоненту энергию через присоединенную сеть в количестве, предусмотренном договором энергоснабжения, и с соблюдением режима подачи, согласованного сторонами. Количество поданной абоненту и использованной им энергии определяется в соответствии с данными учета о ее фактическом потреблении.

(в ред. Федерального закона от 26.03.2003 № 37-ФЗ)

2. Договор энергоснабжения может быть предусмотрено право абонента изменять количество принимаемой им энергии, определенное договором, при условии возмещения им расходов, понесенных энергоснабжающей организацией в связи с обеспечением подачи энергии не в обусловленном договором количестве.

3. В случае, когда абонентом по договору энергоснабжения выступает гражданин, использующий энергию для бытового потребления, он вправе использовать энергию в необходимом ему количестве.

#### **Статья 542. Качество энергии**

1. Качество подаваемой энергии должно соответствовать требованиям, установленным государственными стандартами и иными обязательными правилами или предусмотренным договором энергоснабжения.

(в ред. Федерального закона от 26.03.2003 № 37-ФЗ)

2. В случае нарушения энергоснабжающей организацией требований, предъявляемых к качеству энергии, абонент вправе отказаться от оплаты такой энергии. При этом энергоснабжающая организация вправе требовать возмещения абонентом стоимости того, что абонент неосновательно сберег вследствие использования этой энергии (пункт 2 статьи 1105).

#### **Статья 543. Обязанности покупателя по содержанию и эксплуатации сетей, приборов и оборудования**

1. Абонент обязан обеспечивать надлежащее техническое состояние и безопасность эксплуатируемых энергетических сетей, приборов и оборудования, соблюдать установленный режим потребления энергии, а также немедленно сообщать энергоснабжающей организации об авариях, о пожарах, неисправностях приборов учета энергии и об иных нарушениях, возникающих при пользовании энергией.

2. В случае, когда абонентом по договору энергоснабжения выступает гражданин, использующий энергию для бытового потребления, обязанность обеспечивать надлежащее техническое состояние и безопасность энергетических сетей, а также приборов учета потребления энергии возлагается на энергоснабжающую организацию, если иное не установлено законом или иными правовыми актами.

3. Требования к техническому состоянию и эксплуатации энергетических сетей, приборов и оборудования, а также порядок осуществления контроля за их соблюдением определяются законом, иными правовыми актами и принятыми в соответствии с ними обязательными правилами.

#### **Статья 544. Оплата энергии**

1. Оплата энергии производится за фактически принятое абонентом количество энергии в соответствии с данными учета энергии, если иное не предусмотрено законом, иными правовыми актами или соглашением сторон.

2. Порядок расчетов за энергию определяется законом, иными правовыми актами или соглашением сторон.

#### **Статья 545. Субабонент**

Абонент может передавать энергию, принятую им от энергоснабжающей организации через присоединенную сеть, другому лицу (субабоненту) только с согласия энергоснабжающей организации.

#### **Статья 546. Изменение и расторжение договора энергоснабжения**

1. В случае, когда абонентом по договору энергоснабжения выступает гражданин, использующий энергию для бытового потребления, он вправе расторгнуть договор в одностороннем порядке при условии уведомления об этом энергоснабжающей организации и полной оплаты использованной энергии.

В случае, когда абонентом по договору энергоснабжения выступает юридическое лицо, энергоснабжающая организация вправе отказаться от исполнения договора в одностороннем порядке по основаниям, предусмотренным статьей 523 настоящего Кодекса, за исключением случаев, установленных законом или иными правовыми актами.

2. Перерыв в подаче, прекращение или ограничение подачи энергии допускаются по соглашению сторон, за исключением случаев, когда уполномоченное органом государственного энергетического надзора неудовлетворительное состояние энергетических установок абонента угрожает аварией или создает угрозу жизни и безопасности граждан. О перерыве в подаче, прекращении или об ограничении подачи энергии энергоснабжающая организация должна предупредить абонента.

Прекращение или ограничение подачи энергии без согласования с абонентом – юридическим лицом, но с соответствующим его предупреждением допускается в установленном законом или иными правовыми актами порядке в случае нарушения указанным абонентом обязательств по оплате энергии.

(абзац введен Федеральным законом от 26.03.2003 № 37-ФЗ)

3. Перерыв в подаче, прекращение или ограничение подачи энергии без согласования с абонентом и без соответствующего его предупреждения допускаются в случае необходимости принять неотложные меры по предотвращению или ликвидации аварии при условии немедленного уведомления абонента об этом.

(в ред. Федерального закона от 26.03.2003 № 37-ФЗ)

#### **Статья 547. Ответственность по договору энергоснабжения**

1. В случаях неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательств по договору энергоснабжения сторона, нарушившая обязательство, обязана возместить причиненный этим реальный ущерб (пункт 2 статьи 15).

2. Если в результате регулирования режима потребления энергии, осуществленного на основании закона или иных правовых актов, допущен перерыв в подаче энергии абоненту, энергоснабжающая организация несет ответственность за неисполнение или ненадлежащее исполнение договорных обязательств при наличии ее вины.

**Статья 548. Применение правил об энергоснабжении к иным договорам**

1. Правила, предусмотренные статьями 539 - 547 настоящего Кодекса, применяются к отношениям, связанным со снабжением тепловой энергией через присоединенную сеть, если иное не установлено законом или иными правовыми актами.

2. К отношениям, связанным со снабжением через присоединенную сеть газом, нефтью и нефтепродуктами, водой и другими товарами, правила о договоре энергоснабжения (статьи 539 - 547) применяются, если иное не установлено законом, иными правовыми актами или не вытекает из существа обязательства.

*Президент  
Российской Федерации  
Б. ЕЛЬЦИН*

Москва, Кремль  
26 января 1996 года  
№ 14-ФЗ





## РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

### ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ЗАКОН от 3 апреля 1996 г. № 28-ФЗ

#### ОБ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИИ

Принят  
Государственной Думой  
13 марта 1996 года

Одобен  
Советом Федерации  
20 марта 1996 года

(в ред. Федерального закона от 05.04.2003 № 42-ФЗ)

Настоящий Федеральный закон регулирует отношения, возникающие в процессе деятельности в области энергосбережения, в целях создания экономических и организационных условий для эффективного использования энергетических ресурсов.

#### Глава I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

##### Статья 1. Основные понятия

В настоящем Федеральном законе используются следующие понятия:

**энергосбережение** – реализация правовых, организационных, научных, производственных, технических и экономических мер, направленных на эффективное использование энергетических ресурсов и на вовлечение в хозяйственный оборот возобновляемых источников энергии;

**энергосберегающая политика государства** – правовое, организационное и финансово-экономическое регулирование деятельности в области энергосбережения;

**энергетический ресурс** – носитель энергии, который используется в настоящее время или может быть полезно использован в перспективе;

**вторичный энергетический ресурс** – энергетический ресурс, получаемый в виде побочного продукта основного производства или являющийся таким продуктом;

**эффективное использование энергетических ресурсов** – достижение экономически оправданной эффективности использования энергетических ресурсов при существующем уровне развития техники и технологий и соблюдении требований к охране окружающей природной среды;

**показатель энергоэффективности** – абсолютная или удельная величина потребления или потери энергетических ресурсов для продукции любого назначения, установленная государственными стандартами;

**непроизводительный расход энергетических ресурсов** – расход энергетических ресурсов, обусловленный несоблюдением требований, установленных государственными стандартами, а также нарушением требований, установленных иными нормативными актами, технологическими регламентами и паспортными данными для действующего оборудования;

**возобновляемые источники энергии** – энергия солнца, ветра, тепла земли, естественного движения водных потоков, а также энергия существующих в природе градиентов температур;

**альтернативные виды топлива** – виды топлива (сжатый и сжиженный газ, биогаз, генераторный газ, продукты переработки биомассы, водоугольное топливо и другие), использование которого сокращает или замещает потребление энергетических ресурсов более дорогих и дефицитных видов.

##### Статья 2. Законодательство Российской Федерации об энергосбережении

Законодательство Российской Федерации об энергосбережении состоит из настоящего Федерального закона и принимаемых в соответствии с ним других федеральных законов, иных нормативных правовых актов Российской Федерации, а также законов и иных нормативных правовых актов субъектов Российской Федерации по вопросам энергосбережения, принимаемых в соответствии с договорами по разграничению предметов ведения и полномочий между органами государственной власти Российской Федерации и органами государственной власти субъектов Российской Федерации.

##### Статья 3. Область применения настоящего Федерального закона

Настоящий Федеральный закон действует на всей территории Российской Федерации.

Объектом государственного регулирования в области энергосбережения являются отношения, возникающие в процессе деятельности, направленной на:

– эффективное использование энергетических ресурсов при их добыче, производстве, переработке, транспортировке, хранении и потреблении;

- осуществление государственного надзора за эффективным использованием энергетических ресурсов;
- развитие добычи и производства альтернативных видов топлива, способных заменить энергетические ресурсы более дорогих и дефицитных видов;
- создание и использование энергоэффективных технологий, топливо-, энергопотребляющего и диагностического оборудования, конструкционных и изоляционных материалов, прибора для учета расхода энергетических ресурсов и для контроля за их использованием, систем автоматизированного управления энергопотреблением;
- обеспечение точности, достоверности и единства измерения в части учета отпускаемых и потребляемых энергетических ресурсов.

#### **Статья 4. Основные принципы энергосберегающей политики государства**

Энергосберегающая политика государства основана на следующих принципах:

- приоритет эффективного использования энергетических ресурсов;
- осуществление государственного надзора за эффективным использованием энергетических ресурсов;
- обязательность учета юридическими лицами производимых или расходуемых ими энергетических ресурсов, а также учета физическими лицами получаемых ими энергетических ресурсов;
- включение в государственные стандарты на оборудование, материалы и конструкции, транспортные средства показателей их энергоэффективности;
- сертификация топливо-, энергопотребляющего, энергосберегающего и диагностического оборудования, материалов, конструкций, транспортных средств, а также энергетических ресурсов;
- сочетание интересов потребителей, поставщиков и производителей энергетических ресурсов;
- заинтересованность юридических лиц – производителей и поставщиков энергетических ресурсов в эффективном использовании энергетических ресурсов.

### **Глава II. СТАНДАРТИЗАЦИЯ, СЕРТИФИКАЦИЯ И МЕТРОЛОГИЯ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ**

#### **Статья 5. Стандартизация**

В государственные стандарты на энергопотребляющую продукцию включаются показатели ее энергоэффективности в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

При добыче, производстве, переработке, транспортировке, хранении и потреблении энергетических ресурсов показатели их эффективного использования, а также показатели расхода энергии на обогрев, вентиляцию, горячее водоснабжение и освещение зданий, иные показатели энергопотребления производственных процессов в установленном порядке включаются в соответствующую нормативно-техническую документацию.

Требования, устанавливаемые в области энергопотребления государственными стандартами, техническими нормами и правилами, обязательны для выполнения на всей территории Российской Федерации.

#### **Статья 6. Сертификация**

Энергопотребляющая продукция любого назначения, а также энергетические ресурсы подлежат обязательной сертификации на соответствующие показатели энергоэффективности. Обязательная сертификация осуществляется в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

Соответствие производимого бытового оборудования требованиям, установленным государственными стандартами в части показателей энергопотребления, подтверждается путем обязательного маркирования указанного оборудования.

#### **Статья 7. Метрология**

При добыче, производстве, переработке, транспортировке, хранении и потреблении энергетических ресурсов, а также при их сертификации осуществляется обязательный государственный метрологический контроль и надзор в области энергосбережения.

### **Глава III. ОСНОВЫ ГОСУДАРСТВЕННОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕМ**

#### **Статья 8. Основные принципы управления в области энергосбережения**

Энергосберегающая политика государства осуществляется на основе реализации федеральных и межрегиональных программ в области энергосбережения путем:

- стимулирования производства и использования топливо- и энергосберегающего оборудования;
- организации учета расхода энергетических ресурсов, а также контроля за их расходом;
- осуществления государственного надзора за эффективным использованием энергетических ресурсов;
- проведения энергетических обследований организаций;

- проведения энергетической экспертизы проектной документации для строительства;
- реализации демонстрационных проектов высокой энергетической эффективности;
- реализации экономических, информационных, образовательных и других направлений деятельности в области энергосбережения.

#### **Статья 9. Разработка энергосберегающей политики государства и осуществление государственного надзора за эффективным использованием энергетических ресурсов**

Разработка энергосберегающей политики государства осуществляется в порядке, определяемом Правительством Российской Федерации.

Государственный надзор за эффективным использованием энергетических ресурсов организует и проводит уполномоченный на то Президентом Российской Федерации федеральный орган исполнительной власти.

#### **Статья 10. Проведение энергетических обследований организаций**

Энергетические обследования проводятся в целях оценки эффективного использования энергетических ресурсов и снижения затрат потребителей на топливо- и энергообеспечение.

Обязательным энергетическим обследованиям подлежат организации независимо от их организационно-правовых форм и форм собственности, если годовое потребление ими энергетических ресурсов составляет более шести тысяч тонн условного топлива или более одной тысячи тонн моторного топлива. Энергетические обследования организаций, если годовое потребление ими энергетических ресурсов составляет менее шести тысяч тонн условного топлива, проводятся по решению органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, ответственных за координацию работ по эффективному использованию энергетических ресурсов.

Порядок и сроки проведения энергетических обследований определяются Правительством Российской Федерации.

#### **Статья 11. Учет энергетических ресурсов**

Весь объем добываемых, производимых, перерабатываемых, транспортируемых, хранимых и потребляемых энергетических ресурсов с 2000 года подлежит обязательному учету. Очередность и правила оснащения организаций приборами для учета расхода энергетических ресурсов, а также правила пользования электрической и тепловой энергией, природным и сжиженным газом, продуктами нефтепереработки устанавливаются в порядке, определяемом Правительством Российской Федерации.

Учет потребляемых энергетических ресурсов осуществляется в соответствии с установленными государственными стандартами и нормами точности измерений.

#### **Статья 12. Государственное статистическое наблюдение за потреблением энергетических ресурсов и их эффективным использованием**

Государственное статистическое наблюдение за величиной и структурой потребления энергетических ресурсов и их эффективным использованием организует и проводит уполномоченный на то федеральный орган исполнительной власти по статистике в порядке, определяемом Правительством Российской Федерации.

### **Глава IV. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ И ФИНАНСОВЫЕ МЕХАНИЗМЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ**

#### **Статья 13. Финансирование программ в области энергосбережения**

Финансирование федеральных и межрегиональных программ в области энергосбережения осуществляется за счет средств государственной финансовой поддержки федерального бюджета, средств бюджетов соответствующих субъектов Российской Федерации, средств российских и иностранных инвесторов, а также за счет других источников в порядке, установленном законодательством Российской Федерации, законами и иными нормативными правовыми актами субъектов Российской Федерации.

#### **Статья 14. Льготы потребителям и производителям энергетических ресурсов**

Потребителям и производителям энергетических ресурсов, осуществляющим мероприятия по энергосбережению, в том числе за счет производства и потребления продукции с лучшими, чем предусмотрено государственными стандартами, показателями, предоставляются льготы в порядке, определяемом Правительством Российской Федерации.

Производители электрической и тепловой энергии, не входящие в региональные энергоснабжающие организации, имеют право на отпуск энергии в сети этих организаций в количествах и режимах, согласованных с энергоснабжающей организацией и органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации. Энергоснабжающие организации обязаны обеспечить прием энергии от указанных производителей в свои сети по ценам, формируемым в порядке, утвержденном органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации.

Для энергетических установок, которые используют возобновляемые источники энергии и сооружение которых осуществляется в соответствии с программами в области энергосбережения, цены на электрическую энергию должны обеспечить окупаемость капитальных вложений в строительство этих установок в срок, согласованный с органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации.

Строительство и эксплуатация энергетических установок, которые используют сертифицированное оборудование и имеют производительность тепловой энергии до трехсот киловатт или электрическую мощность до ста киловатт, осуществляются без лицензии.

В целях стимулирования эффективного использования энергетических ресурсов в порядке, определяемом Правительством Российской Федерации, осуществляется установление сезонных цен на природный газ и сезонных тарифов на электрическую и тепловую энергию, а также внутрисуточных дифференцированных тарифов на электрическую энергию.

Органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации при определении тарифов на электрическую и тепловую энергию должны учитывать экономически обоснованные затраты потребителей электрической и тепловой энергии на энергосбережение. Порядок консолидации указанных средств и порядок их использования потребителями в целях финансирования энергосберегающих проектов определяются органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации.

Потребители энергетических ресурсов – юридические лица в случае использования энергетических ресурсов не в том объеме, который предусмотрен договорами с энергоснабжающими организациями, освобождаются от возмещения расходов, понесенных указанными энергоснабжающими организациями, если недоиспользование энергетических ресурсов является следствием осуществления мероприятий по энергосбережению.

При реализации российскими организациями совместно с российскими и иностранными инвесторами проектов в области энергосбережения Правительство Российской Федерации или уполномоченный им федеральный орган исполнительной власти может выступать в качестве поручителя перед указанными инвесторами в пределах средств, предусмотренных федеральным бюджетом на финансирование мероприятий по энергосбережению.

## **Глава V. МЕЖДУНАРОДНОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ**

### **Статья 15. Международное сотрудничество в области энергосбережения**

Международное сотрудничество Российской Федерации в области энергосбережения осуществляется в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Основными направлениями международного сотрудничества в области энергосбережения являются:

- взаимовыгодный обмен энергоэффективными технологиями с иностранными и международными организациями;
- участие Российской Федерации, российских организаций в международных проектах в области энергосбережения;
- согласование показателей энергоэффективности, предусмотренных государственными стандартами Российской Федерации, с требованиями международных стандартов, а также взаимное признание результатов сертификации.

Если международным договором Российской Федерации установлены иные правила, чем предусмотренные настоящим Федеральным законом, то применяются правила международного договора.

## **Глава VI. ОБРАЗОВАНИЕ И ПОДГОТОВКА КАДРОВ. ПРОПАГАНДА ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ**

### **Статья 16. Образование и подготовка кадров**

Имеющие государственную аккредитацию учреждения среднего профессионального, высшего профессионального и послевузовского профессионального образования, а также учреждения подготовки и переподготовки кадров в программах по обучению и подготовке работников в области энергообеспечения должны предусматривать основы эффективного использования энергетических ресурсов, в том числе основы эффективного использования возобновляемых источников энергии и альтернативных видов топлива.

### **Статья 17. Информационное обеспечение энергосбережения**

Информационное обеспечение энергосбережения осуществляется путем:

- обсуждения федеральных и межрегиональных программ в области энергосбережения;
- координации работ по подготовке демонстрационных проектов высокой энергетической эффективности;
- организации выставок энергоэффективного оборудования и технологий;
- предоставления потребителям энергетических ресурсов информации по вопросам энергосбережения;
- пропаганды эффективного использования энергетических ресурсов.

## **Глава VII. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ЗА НАРУШЕНИЕ ПОЛОЖЕНИЙ НАСТОЯЩЕГО ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗАКОНА**

### **Статья 18. Ответственность за нарушение положений настоящего Федерального закона**

Лица, виновные в нарушении положений настоящего Федерального закона, несут ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации.

## **Глава VIII. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

### **Статья 19. Вступление в силу настоящего Федерального закона**

Настоящий Федеральный закон вступает в силу со дня его официального опубликования.

Нормативные правовые акты, действующие на территории Российской Федерации, до приведения их в соответствие с настоящим Федеральным законом применяются в части, не противоречащей настоящему Федеральному закону.

*Президент  
Российской Федерации  
Б. ЕЛЬЦИН*

Москва, Кремль  
3 апреля 1996 года  
№ 28-ФЗ



**РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ**

**ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ЗАКОН  
от 26 октября 2002 г. № 127-ФЗ**

**О НЕСОСТОЯТЕЛЬНОСТИ (БАНКРОТСТВЕ)**

Принят  
Государственной Думой  
27 сентября 2002 года

Одобен  
Советом Федерации  
16 октября 2002 года

(в ред. Федеральных законов от 22.08.2004 № 122-ФЗ,  
от 29.12.2004 № 192-ФЗ, от 31.12.2004 № 220-ФЗ)

**ГЛАВА XII. Заключительные и переходные положения**

**Статья 231. Вступление в силу настоящего Федерального закона**

1. Настоящий Федеральный закон вступает в силу по истечении тридцати дней со дня его официального опубликования, за исключением пункта 3 настоящей статьи, положения которого вступают в силу со дня официального опубликования настоящего Федерального закона, и параграфа 6 главы IX настоящего Федерального закона, положения которого вступают в силу с 1 июля 2009 года.

Положение абзаца одиннадцатого пункта 4 статьи 29 настоящего Федерального закона вступает в силу по истечении трех месяцев после дня вступления в силу настоящего Федерального закона.

2. Предусмотренные настоящим Федеральным законом положения о банкротстве граждан, не являющихся индивидуальными предпринимателями, вступают в силу со дня вступления в силу федерального закона о внесении соответствующих изменений и дополнений в федеральные законы.

3. В течение года со дня вступления в силу настоящего Федерального закона регулирующий орган в отношении арбитражных управляющих, не являющихся членами саморегулируемой организации арбитражных управляющих:

- контролирует соблюдение ими в деятельности арбитражных управляющих требований законодательства Российской Федерации и утвержденных Правительством Российской Федерации правил профессиональной деятельности арбитражных управляющих;
- проводит проверки деятельности арбитражных управляющих;
- обращается в арбитражный суд с заявлением об отстранении арбитражного управляющего от исполнения им обязанностей арбитражного управляющего в случае выявления нарушения требований законодательства Российской Федерации и утвержденных Правительством Российской Федерации правил профессиональной деятельности арбитражных управляющих.

4. Арбитражным судом могут быть утверждены арбитражными управляющими лица, соответствующие требованиям, установленным статьей 20 настоящего Федерального закона.

В течение года со дня вступления в силу настоящего Федерального закона могут быть членами саморегулируемых организаций арбитражных управляющих и могут быть утверждены арбитражным судом арбитражными управляющими в делах о банкротстве лица, соответствующие требованиям, установленным пунктами 1 и 8 статьи 20 настоящего Федерального закона, за исключением требований, установленных абзацами пятым, шестым и восьмым пункта 1 статьи 20, и имевшие лицензии арбитражного управляющего, за исключением случаев, когда такая лицензия была отозвана или аннулирована.

В течение срока, предусмотренного пунктом 3 настоящей статьи, в качестве стажа руководящей работы, достаточного для назначения арбитражным управляющим, также учитывается стаж по исполнению обязанностей арбитражного управляющего сроком не менее года, за исключением стажа по исполнению таких обязанностей в отношении отсутствующего должника.

В течение года со дня вступления в силу настоящего Федерального закона документы, предусмотренные абзацами седьмым и девятым пункта 5 статьи 21 настоящего Федерального закона, могут не предъявляться.

5. В течение года со дня вступления в силу настоящего Федерального закона кредитор и должник вправе не указывать в заявлении о признании должника банкротом саморегулируемую организацию, из числа членов которой должен быть утвержден временный управляющий.

В течение года со дня вступления в силу настоящего Федерального закона в случае, если в заявлении не указана саморегулируемая организация, арбитражный суд направляет в регулирующий орган запрос о представлении кандидатур временного управляющего. Регулирующий орган в течение пяти дней со дня получения указанного запроса представляет арбитражному суду три кандидатуры временного управляющего. Кредитор, по заявлению которого возбуждено дело о банкротстве, а также должник в ходе судебного заседания вправе отклонить по одной из представленных кандидатур. Арбитражный суд утверждает кандидатуру временного управляющего из числа кандидатур, в отношении которых в установленном порядке не заявлен отвод.

В течение срока, указанного в абзаце первом настоящего пункта, утверждение кандидатуры арбитражного управляющего осуществляется в порядке, установленном статьями 15 и 45 настоящего Федерального закона, или собрание кредиторов может определить и представить арбитражному суду три кандидатуры арбитражного управляющего (административного управляющего, внешнего управляющего или конкурсного управляющего). При этом должник вправе заявить отвод одной из представленных кандидатур арбитражного управляющего. Регулирующий орган вправе заявить мотивированный отвод одной кандидатуре или нескольким кандидатурам арбитражного управляющего в случае их несоответствия требованиям пункта 4 настоящей статьи.

Арбитражный суд утверждает кандидатуру административного управляющего, внешнего управляющего или конкурсного управляющего из числа кандидатур, в отношении которых в установленном порядке не заявлен отвод.

6. До определения Правительством Российской Федерации официального издания, в котором в соответствии со статьей 28 настоящего Федерального закона подлежат опубликованию сведения по вопросам, связанным с банкротством, указанные сведения подлежат опубликованию в «Российской газете».

7. В течение года со дня вступления в силу настоящего Федерального закона внешний управляющий или конкурсный управляющий для организации торгов по продаже имущества должника, балансовая стоимость которого на последнюю отчетную дату составляет не менее чем двести миллионов рублей, привлекает на безвозмездной основе государственную специализированную организацию, уполномоченную Правительством Российской Федерации.

8. До внесения соответствующих изменений в законодательство о налогах и сборах и (или) бюджетное законодательство правило пропорционального удовлетворения требований, предусмотренных пунктом 4 статьи 84 настоящего Федерального закона, распространяется только на требования конкурсных кредиторов и требования уполномоченных органов по денежным обязательствам.

### **Статья 232. Регулирование отношений, связанных с банкротством**

1. Со дня вступления в силу настоящего Федерального закона признать утратившими силу:

Федеральный закон от 8 января 1998 года № 6-ФЗ «О несостоятельности (банкротстве)» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1998, № 2, ст. 222);

– пункт 30 статьи 2 Федерального закона от 21 марта 2002 года № 31-ФЗ «О приведении законодательных актов в соответствие с Федеральным законом "О государственной регистрации юридических лиц"» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2002, № 12, ст. 1093);

– пункт 3 статьи 1 Федерального закона от 25 апреля 2002 года № 41-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона "Об обязательном страховании гражданской ответственности владельцев транспортных средств"» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2002, № 18, ст. 1721).

2. Признать утратившим силу с 1 июля 2009 года года Федеральный закон от 24 июня 1999 года № 122-ФЗ «Об особенностях несостоятельности (банкротства) субъектов естественных монополий топливно-энергетического комплекса» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1999, № 26, ст. 3179).

3. Впредь до приведения законов и иных нормативных правовых актов, действующих на территории Российской Федерации и регулирующих отношения, связанные с банкротством, в соответствии с настоящим Федеральным законом указанные законы и иные нормативные правовые акты применяются постольку, поскольку они не противоречат настоящему Федеральному закону.

### **Статья 233. Применение настоящего Федерального закона арбитражными судами**

1. Настоящий Федеральный закон применяется арбитражными судами при рассмотрении дел о банкротстве, производство по которым возбуждено после вступления его в силу.

2. По делам, производство по которым возбуждено до вступления в силу настоящего Федерального закона до момента завершения процедуры банкротства (внешнего управления, конкурсного производства или мирового соглашения), введенной до вступления настоящего Федерального закона в силу, применяются нормы Федерального закона от 8 января 1998 года № 6-ФЗ «О несостоятельности (банкротстве)» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1998, № 2, ст. 222; 2002, № 12, ст. 1093; № 18, ст. 1721).

3. С момента завершения процедуры банкротства, введенной до вступления в силу настоящего Федерального закона, положения настоящего Федерального закона применяются к правоотношениям, возникшим с момента завершения этой процедуры банкротства. Процедуры банкротства, предусмотренные настоящим Федеральным законом (финансовое оздоровление, внешнее управление или мировое соглашение), вводятся при рассмотрении арбитражными судами дел о банкротстве после вступления в силу настоящего Федерального закона независимо от даты принятия указанных дел к производству. Дальнейшее рассмотрение дела о банкротстве осуществляется в соответствии с настоящим Федеральным законом, за исключением случая открытия конкурсного производства после завершения процедуры банкротства, введенной до вступления в силу настоящего Федерального закона. В этом случае к процедуре конкурсного производства применяются нормы Федерального закона от 8 января 1998 года № 6-ФЗ «О несостоятельности (банкротстве)» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1998, № 2, ст. 222; 2002, № 12, ст. 1093; № 18, ст. 1721).

4. В случае рассмотрения арбитражными судами дел о банкротстве в соответствии с Федеральным законом от 8 января 1998 года № 6-ФЗ «О несостоятельности (банкротстве)» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1998, № 2, ст. 222; 2002, № 12, ст. 1093; № 18, ст. 1721) и Законом Российской Федерации от 19 ноября 1992 года № 3929-1 «О несостоятельности (банкротстве) предприятий» (Ведомости Съезда народных депутатов Российской Федерации и Верховного Совета Российской Федерации, 1993, № 1, ст. 6) требования к кандидатуре арбитражного управляющего должны соответствовать положениям статьи 231 настоящего Федерального закона.



5. В случае рассмотрения арбитражным судом дел о банкротстве в соответствии с Федеральным законом от 8 января 1998 года № 6-ФЗ «О несостоятельности (банкротстве)» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1998, № 2, ст. 222; 2002, № 12, ст. 1093; № 18, ст. 1721) регулирующий орган имеет полномочия, предусмотренные статьей 231 настоящего Федерального закона.

*Президент  
Российской Федерации  
В. ПУТИН*

Москва, Кремль  
26 октября 2002 года,  
№ 127-ФЗ



**РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ**

**ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ЗАКОН  
от 8 августа 2001 г. № 128-ФЗ**

**О ЛИЦЕНЗИРОВАНИИ ОТДЕЛЬНЫХ ВИДОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

Принят  
Государственной Думой  
13 июля 2001 года

Одобен  
Советом Федерации  
20 июля 2001 года

(в ред. Федеральных законов от 13.03.2002 № 28-ФЗ,  
от 21.03.2002 № 31-ФЗ, от 09.12.2002 № 164-ФЗ,  
от 10.01.2003 № 17-ФЗ, от 27.02.2003 № 29-ФЗ,  
от 11.03.2003 № 32-ФЗ, от 26.03.2003 № 36-ФЗ,  
от 23.12.2003 № 185-ФЗ, от 02.11.2004 № 127-ФЗ,  
от 21.03.2005 № 20-ФЗ, от 02.07.2005 № 80-ФЗ)

**Статья 18. Переходные положения**

8. При реорганизации в форме присоединения, разделения или выделения осуществляющих лицензируемые виды деятельности субъектов естественных монополий Правительство Российской Федерации вправе принять решение, предусматривающее, что:

- правопреемники реорганизованных юридических лиц вправе осуществлять виды деятельности, подлежащие лицензированию в соответствии с настоящим Федеральным законом, на основании ранее выданных реорганизованным юридическим лицам лицензий, но не более чем шесть месяцев со дня государственной регистрации вновь возникших юридических лиц;
- правопреемники реорганизованных юридических лиц осуществляют виды деятельности, подлежащие лицензированию в соответствии с настоящим Федеральным законом, с соблюдением лицензионных требований и условий.

Лицензирующие органы осуществляют контроль за соблюдением правопреемниками реорганизованных юридических лиц лицензионных требований и условий, установленных положениями о лицензировании конкретных видов деятельности.

Действие лицензий, которые ранее были выданы реорганизованным юридическим лицам и на основании которых правопреемники реорганизованных юридических лиц осуществляют лицензируемый вид деятельности, может быть приостановлено, или такие лицензии могут быть аннулированы по основаниям и в порядке, которые установлены статьей 13 настоящего Федерального закона.



**РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ**

**ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ЗАКОН  
от 24 ноября 1995 г. № 208-ФЗ**

**ОБ АКЦИОНЕРНЫХ ОБЩЕСТВАХ**

Принят  
Государственной Думой  
24 ноября 1995 года

(в ред. Федеральных законов от 13.06.1996 № 65-ФЗ,  
от 24.05.1999 № 101-ФЗ, от 07.08.2001 № 120-ФЗ,  
от 21.03.2002 № 31-ФЗ, от 31.10.2002 № 134-ФЗ,  
от 27.02.2003 № 29-ФЗ, от 24.02.2004 № 5-ФЗ,  
от 06.04.2004 № 17-ФЗ, от 02.12.2004 № 153-ФЗ,  
от 29.12.2004 № 192-ФЗ, от 27.12.2005 № 194-ФЗ,  
от 31.12.2005 № 208-ФЗ,  
с изм., внесенными Федеральным законом от 05.01.2006 № 7-ФЗ)

**Глава XI. ЗАИНТЕРЕСОВАННОСТЬ В СОВЕРШЕНИИ  
ОБЩЕСТВОМ СДЕЛКИ**

**Статья 81. Заинтересованность в совершении обществом сделки**

(в ред. Федерального закона от 07.08.2001 № 120-ФЗ)

1. Сделки (в том числе заем, кредит, залог, поручительство), в совершении которых имеется заинтересованность члена совета директоров (наблюдательного совета) общества, лица, осуществляющего функции единоличного исполнительного органа общества, в том числе управляющей организации или управляющего, члена коллегиального исполнительного органа общества или акционера общества, имеющего совместно с его аффилированными лицами 20 и более процентов голосующих акций общества, а также лица, имеющего право давать обществу обязательные для него указания, совершаются обществом в соответствии с положениями настоящей главы.

Указанные лица признаются заинтересованными в совершении обществом сделки в случаях, если они, их супруги, родители, дети, полнородные и неполнородные братья и сестры, усыновители и усыновленные и (или) их аффилированные лица:

- являются стороной, выгодоприобретателем, посредником или представителем в сделке;
- владеют (каждый в отдельности или в совокупности) 20 и более процентами акций (долей, паев) юридического лица, являющегося стороной, выгодоприобретателем, посредником или представителем в сделке;
- занимают должности в органах управления юридического лица, являющегося стороной, выгодоприобретателем, посредником или представителем в сделке, а также должности в органах управления управляющей организации такого юридического лица;
- в иных случаях, определенных уставом общества.

2. Положения настоящей главы не применяются:

- к обществам, состоящим из одного акционера, который одновременно осуществляет функции единоличного исполнительного органа;
- к сделкам, в совершении которых заинтересованы все акционеры общества;
- при осуществлении преимущественного права приобретения размещаемых обществом акций и эмиссионных ценных бумаг, конвертируемых в акции;

(в ред. Федерального закона от 27.12.2005 № 194-ФЗ)

- при приобретении и выкупе обществом размещенных акций;
- при реорганизации общества в форме слияния (присоединения) обществ, если другому обществу, участвующему в слиянии (присоединении), принадлежит более чем три четверти всех голосующих акций реорганизуемого общества;
- к сделкам, совершение которых обязательно для общества в соответствии с федеральными законами и (или) иными правовыми актами Российской Федерации и расчеты по которым производятся по фиксированным ценам и тарифам, установленным уполномоченными в области государственного регулирования цен и тарифов органами.

Президент  
Российской Федерации  
Б. ЕЛЪЦИН

Москва, Кремль  
26 декабря 1995 года  
№ 208-ФЗ



**ПОСТАНОВЛЕНИЯ ПРАВИТЕЛЬСТВА  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**





**ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ПОСТАНОВЛЕНИЕ  
от 11 июля 2001 г. № 526**

**О РЕФОРМИРОВАНИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

(в ред. Постановления Правительства РФ от 01.02.2005 № 49)

В целях повышения эффективности функционирования электроэнергетики, обеспечения бесперебойного снабжения отраслей экономики и населения электрической и тепловой энергией Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Одобрить прилагаемые Основные направления реформирования электроэнергетики Российской Федерации.
  2. Министерству экономического развития и торговли Российской Федерации и Министерству энергетики Российской Федерации подготовить совместно с заинтересованными федеральными органами исполнительной власти исходя из положений Основных направлений реформирования электроэнергетики Российской Федерации и внести в 2-недельный срок в Правительство Российской Федерации план мероприятий первого этапа реформирования электроэнергетики Российской Федерации.
  3. Установить, что решение о реализации последующих мероприятий плана, указанного в пункте 2 настоящего Постановления, принимается после анализа эффективности выполнения основных предшествующих им мероприятий.
- Министерству экономического развития и торговли Российской Федерации и Министерству энергетики Российской Федерации представлять в Правительство Российской Федерации соответствующие доклады по итогам указанного анализа.
4. Представителям государства в органах управления Российского акционерного общества энергетики и электрификации «ЕЭС России» при подготовке и принятии решений этими органами исходить из актов Правительства Российской Федерации, принимаемых в ходе реализации планов мероприятий по реформированию электроэнергетики Российской Федерации.

*Председатель Правительства  
Российской Федерации  
М. КАСЬЯНОВ*

**ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ  
РЕФОРМИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

(в ред. Постановления Правительства РФ от 01.02.2005 № 49)

**I. Цели, принципы и задачи реформирования  
электроэнергетики Российской Федерации**

Электроэнергетика является базовой отраслью экономики Российской Федерации. Надежное и эффективное функционирование электроэнергетики, бесперебойное снабжение потребителей – основа поступательного развития экономики страны и неотъемлемый фактор обеспечения цивилизованных условий жизни всех ее граждан. Отрасль сохранила целостность и обеспечила надежное удовлетворение потребностей экономики в электрической и тепловой энергии. Преодолен спад в производстве электроэнергии, улучшается платежная дисциплина, растет уровень денежных поступлений.

Однако фундаментальные проблемы электроэнергетики, наметившиеся в 80-е годы и получившие развитие в последующий период, не нашли своего разрешения. На фоне общеэкономического спада продолжала повышаться энергоемкость экономики, произошло резкое падение объемов инвестиций с одновременным снижением эффективности работы отдельных секторов отрасли. Нерешенность указанных проблем может привести к замедлению экономического роста. Качественный рост энергоэффективности экономики и изменение инвестиционного климата в электроэнергетике невозможны без изменения сложившейся системы экономических отношений и проведения структурной реформы электроэнергетики и тесно связанной с ней газовой отрасли.

Далее для целей настоящего документа в тексте применяются следующие основные понятия:

**«производство энергии (генерация)»** – коммерческая деятельность организаций независимо от организационно-правовой формы по производству и продаже (поставке) электрической энергии (мощности) и (или) тепловой энергии (мощности) на оптовый или розничные рынки для дальнейшего преобразования, передачи, распределения и продажи (поставки) потребителям;

**«передача электрической энергии (мощности)»** – оказание коммерческим организациям независимо от организационно-правовой формы – субъектам оптового рынка электроэнергии (мощности) услуг по передаче электроэнергии (мощности) по магистральным линиям электропередачи;

**«распределение электрической энергии (мощности)»** – оказание коммерческим организациям независимо от организационно-правовой формы – субъектам оптового и розничных рынков услуг по поставке электрической энергии (мощности) потребителям по электрическим сетям;

**«сбыт энергии (мощности)»** – продажа конечным потребителям, в том числе на основании договоров энергоснабжения, электрической энергии (мощности) производителями электрической энергии (мощности), получающими ее от собственных генерирующих источников, и сбытовыми компаниями.

Целями реформирования электроэнергетики Российской Федерации являются обеспечение устойчивого функционирования и развития экономики и социальной сферы, повышение эффективности производства и потребления электроэнергии, обеспечение надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей.

Стратегической задачей реформирования является перевод электроэнергетики в режим устойчивого развития на базе применения прогрессивных технологий и рыночных принципов функционирования, обеспечение на этой основе надежного, экономически эффективного удовлетворения платежеспособного спроса на электрическую и тепловую энергию в краткосрочной и долгосрочной перспективе.

Реформирование электроэнергетики Российской Федерации должно осуществляться с учетом результатов приватизации предприятий отрасли и основываться на следующих принципах:

- отнесение передачи, распределения электрической энергии и диспетчеризации к исключительным видам деятельности, осуществление которых возможно только на основании специальных разрешений (лицензий);
  - монополизация и развитие конкуренции в сфере производства, сбыта и оказания услуг (ремонт, наладка, проектирование и т. д.);
  - обеспечение всем производителям и потребителям электроэнергии равного доступа к инфраструктуре рынка;
  - единство стандартов безопасности, технических норм и правил, действующих в электроэнергетической отрасли;
  - обеспечение финансовой прозрачности рынков электроэнергии и деятельности организаций регулируемых секторов электроэнергетики;
  - обеспечение прав инвесторов, кредиторов и акционеров при проведении структурных преобразований.
- Успешное проведение реформы электроэнергетики зависит от решения следующих основных задач:
- создание конкурентных рынков электроэнергии во всех регионах России, в которых организация таких рынков технически возможна;
  - создание эффективного механизма снижения издержек в сфере производства (генерации), передачи и распределения электроэнергии и улучшение финансового состояния организаций отрасли;
  - стимулирование энергосбережения во всех сферах экономики;
  - создание благоприятных условий для строительства и эксплуатации новых мощностей по производству (генерации) и передаче электроэнергии;
  - поэтапная ликвидация перекрестного субсидирования различных регионов страны и групп потребителей электроэнергии;

- создание системы поддержки малообеспеченных слоев населения;
- сохранение и развитие единой инфраструктуры электроэнергетики, включающей в себя магистральные сети и диспетчерское управление;
- демополизация рынка топлива для тепловых электростанций;
- создание нормативной правовой базы реформирования отрасли, регулирующей ее функционирование в новых экономических условиях;
- реформирование системы государственного регулирования, управления и надзора в электроэнергетике;
- уточнение статуса, компетенции и порядка работы уполномоченного государственного органа.

## **II. Направления реформирования электроэнергетики**

### **1. Совершенствование рынков электроэнергии**

Одним из основных итогов реформирования электроэнергетики станет преобразование существующего федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии (мощности) в полноценный конкурентный оптовый рынок электроэнергии и формирование эффективных розничных рынков электроэнергии, обеспечивающих надежное энергоснабжение потребителей.

#### ***Оптовый рынок электроэнергии***

В ходе трансформации существующей системы хозяйственных отношений в электроэнергетике должны быть обеспечены коммерчески непротиворечивые и технически реализуемые взаимоотношения между продавцами и покупателями электроэнергии. Эти отношения должны быть основаны как на конкурентном ценообразовании в тех секторах, где созданы достаточные условия для конкуренции, так и на устанавливаемых уполномоченным государственным органом тарифах в тех случаях, когда введение конкуренции невозможно по объективным технологическим условиям. Конкурентный оптовый рынок электроэнергии должен складываться на основе свободного коммерческого взаимодействия его участников, действующих по установленным правилам функционирования рынка.

На оптовый рынок будет поставляться электроэнергия, вырабатываемая генерирующими компаниями, сформированными на базе существующих тепловых, атомных и гидравлических электростанций, а также электроэнергия, вырабатываемая электростанциями региональных энергокомпаний и других производителей независимо от организационно-правовой формы.

На первом этапе каждому поставщику, за исключением независимых, обеспечивается равное право продажи на торгах определенной, одинаковой для всех, доли электроэнергии (5 - 15 процентов выработки) с целью отработки конкурентных механизмов, формирования инфраструктуры рынка, определения с помощью рыночных механизмов реальной стоимости энергии. На всю остальную электрическую энергию сохраняется государственное регулирование тарифов. Независимые производители поставляют всю произведенную электроэнергию по нерегулируемым государством тарифам с использованием механизма коммерческой диспетчеризации.

Формирование рыночных цен будет осуществляться на основании сопоставления ценовых заявок покупателей и продавцов по фактору минимальных цен (коммерческая диспетчеризация) в соответствии с порядком установления равновесных цен оптового рынка.

С целью снижения финансовых рисков на последующих этапах становления оптового рынка электроэнергии участникам рынка должна быть предоставлена возможность заключения контрактов на будущие поставки электроэнергии (мощности) и на покупку или продажу фиксированного объема электрической энергии (мощности) для поставки в оговоренную дату в будущем по согласованной цене (форвардных и фьючерсных контрактов), которые обеспечиваются страхованием (хеджированием) рисков резкого изменения рыночных цен.

Всем продавцам и покупателям электроэнергии, соблюдающим установленные правила и удовлетворяющим требованиям по минимальному объему производства (для производителей) или оборота электроэнергии (для прочих участников рынка), будет обеспечена возможность свободного выхода на рынок.

Взаимодействие участников конкурентного оптового рынка электроэнергии должно осуществляться на основе безусловного соблюдения договорных обязательств и финансовой дисциплины.

Для участников рынка, которые до их реформирования осуществляют одновременно деятельность в естественно-монопольных и конкурентных сферах, обязательным будет являться введение раздельного финансового учета по видам деятельности. В целях создания равных конкурентных условий деятельность по передаче и распределению электроэнергии будет отделена от других видов деятельности путем образования отдельного юридического лица.

#### ***Розничные рынки электроэнергии***

В сфере поставок электроэнергии конечным потребителям необходимо сформировать эффективные розничные рынки электроэнергии, обеспечивающие надежное энергоснабжение потребителей при поэтапном развитии конкуренции.

Важным условием эффективности розничных рынков станет создание устойчивых и прозрачных в финансовом отношении региональных энергетических компаний, в том числе на основе реформирования акционерных обществ энергетики и электрификации и государственного унитарного предприятия «Татэнерго» путем создания региональных сетевых дочерних акционерных обществ со 100-процентным участием материнских компаний в их уставном капитале или путем их разделения (выделения) на региональные генерирующие и региональные сетевые акционерные общества с пропорциональным распределением уставного капитала, имея в виду, что деятельность по передаче и распределению электрической энергии будет осуществляться региональными сетевыми компаниями.

Акционерным обществам энергетики и электрификации после их реформирования и передачи соответствующей деятельности в ведение региональных сетевых компаний будет присвоен статус гарантирующих поставщиков, обязанных заключить с любым обратившимся к ним

потребителем договор на энергоснабжение в закрепленной за ними зоне. Гарантирующие поставщики будут осуществлять поставку электроэнергии на основе регулируемых тарифов, величина которых должна своевременно пересматриваться с тем, чтобы соответствовать реальной стоимости электроэнергии.

Розничная цена должна определяться как сумма оптовой цены электроэнергии, затрат по оплате услуг за передачу, распределение электроэнергии и регулируемой сбытовой надбавки. Деятельность сбытовых компаний на начальных этапах реформирования будет осуществляться в условиях государственного регулирования, минимизирующего возможность недобросовестного поведения в отношении потребителей.

На втором этапе реформы любая коммерческая организация, удовлетворяющая установленным требованиям и условиям, получит право осуществлять сбытовую деятельность. При этом потребителям, обслуживаемым любой сбытовой организацией, должен быть обеспечен равный доступ к распределительным сетям. Независимые сбытовые организации будут поставлять электроэнергию потребителям по договорным ценам. Любой потребитель, удовлетворяющий требованиям по минимальному объему потребления и оснащенный необходимыми системами коммерческого учета электроэнергии, имеет право на покупку электроэнергии у независимой сбытовой организации.

На розничных рынках электроэнергии допускается совмещение сбытовой деятельности с производством электрической энергии на собственных электростанциях.

Организации любой формы собственности, осуществляющие коммерческую деятельность по передаче и распределению электрической энергии (в том числе при введении в эксплуатацию новых распределительных сетей), обязаны организационно обособить эти виды деятельности путем создания отдельного юридического лица и обеспечить равный доступ к сетям всем заинтересованным организациям в соответствии с законодательством Российской Федерации.

На начальном этапе необходимо учитывать региональную специфику розничного рынка электроэнергии. Темпы и особенности его создания и функционирования должны согласовываться с техническими особенностями поставки, передачи и распределения электроэнергии, а также с уровнем развития экономики регионов.

В регионах, где по техническим причинам временно невозможно развитие конкуренции, сохраняется государственное регулирование.

## **2. Реформирование электроэнергетической отрасли**

В результате реформирования электроэнергетики и реализации мер по формированию оптового и розничных рынков электроэнергии должны быть созданы:

- инфраструктура рынков электроэнергии, включающая в себя системного оператора, администратора торговой системы, федеральную и региональные сетевые компании;
- коммерчески эффективные, привлекательные в инвестиционном отношении организации электроэнергетики.

Процесс реформирования охватит Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России» (далее именуется – Российское акционерное общество «ЕЭС России»), его дочерние и зависимые общества, предприятия коммунальной энергетики и иные организации, являющиеся владельцами электрических сетей и оказывающие услуги по передаче и распределению электроэнергии, включая реформирование федеральных государственных унитарных предприятий атомной энергетики.

### ***Создание федеральной сетевой компании***

В процессе развития электроэнергетики была создана Единая энергетическая система России, являющаяся общенациональным достоянием и гарантией энергетической безопасности. Основной частью Единой энергетической системы России является единая национальная энергетическая сеть, включающая в себя систему магистральных линий электропередачи, объединяющих большинство регионов страны, и представляющая собой один из элементов гарантии целостности государства. С целью ее сохранения и укрепления, обеспечения единства технологического управления и реализации государственной политики в электроэнергетике создается федеральная сетевая компания. В ее состав должны быть включены существующие магистральные сети, являющиеся составными частями единой национальной энергетической сети и обеспечивающие в том числе объединение электростанций Российского акционерного общества «ЕЭС России» и региональных энергосистем, потоки электроэнергии между ними, ее транзит, экспорт и импорт. Критерии (предельный уровень напряжения, объемы передаваемой энергии, изменение направления передачи мощности и т. п.), по которым линии электропередачи будут относиться к магистральным, определяются Правительством Российской Федерации.

Создание федеральной сетевой компании позволит:

- укрепить интегрирующую роль Единой энергетической системы России и обеспечить взаимодействие производителей и потребителей электроэнергии на конкурентном оптовом рынке электроэнергии;
- обеспечить непосредственное подключение всех регионов России к единой национальной электрической сети;
- гарантировать равный доступ продавцов и покупателей на оптовый рынок электроэнергии;
- осуществлять эффективное государственное регулирование тарифов на передачу электроэнергии;
- повысить энергетическую безопасность государства;
- способствовать проведению эффективной государственной внешнеэкономической политики в сфере электроэнергетики.

Уполномоченный государственный орган по согласованию с федеральной сетевой компанией совместно с системным оператором будет определять условия присоединения и режимы работы магистральных электрических сетей, сооружаемых за счет привлечения средств инвесторов и включаемых в единую национальную энергетическую сеть, но не входящих в состав федеральной сетевой компании.

На начальном этапе реформирования отрасли в срок до 1 февраля 2002 г. федеральная сетевая компания создается Российским акционерным обществом «ЕЭС России» на базе всех принадлежащих этому акционерному обществу магистральных сетей в качестве дочернего общества со 100-процентным участием в его уставном капитале. Федеральная сетевая компания приобретает магистральные сети, принадлежащие акционерным обществам энергетики и электрификации и иным организациям, в соответствии с законодательством Российской Федерации.

В учредительных документах Российского акционерного общества «ЕЭС России» и федеральной сетевой компании предусматривается порядок, обеспечивающий избрание представителей государства в совет директоров федеральной сетевой компании в количестве, составляющем большинство совета, при этом назначение руководителей (членов) исполнительного органа федеральной сетевой компании осуществляется с согласия совета директоров Российского акционерного общества «ЕЭС России».

В дальнейшем, но не позднее марта 2004 г., обеспечивается непосредственное участие государства в уставном капитале федеральной сетевой компании с целью получения контрольного пакета акций путем распределения ее акционерного капитала среди собственников Российского акционерного общества «ЕЭС России» пропорционально их долям в уставном капитале этого акционерного общества. По мере осуществления реформ и выхода государства из потенциально конкурентных сфер в электроэнергетике произойдет соответствующее увеличение его доли в уставном капитале федеральной сетевой компании, в том числе путем обмена акций генерирующих компаний, принадлежащих государству, на акции федеральной сетевой компании, принадлежащие другим акционерам.

Услуги по передаче и распределению электрической энергии подлежат регулированию со стороны государства в соответствии с законодательством Российской Федерации о естественных монополиях.

С целью ускоренного развития электрических сетей и привлечения для этого инвестиций предусматривается возможность частного строительства линий электропередачи в порядке и на условиях, которые определяются законодательством Российской Федерации.

### ***Создание единой системы диспетчерского управления (системного оператора)***

В процессе реформирования электроэнергетики должна быть сохранена и укреплена единая система оперативно-диспетчерского управления отраслью посредством создания системного оператора. Основными задачами системного оператора должны стать управление режимами работы Единой энергетической системы России, составление и исполнение балансов производства и потребления электроэнергии, обеспечение надежности энергосистемы страны и показателей качества электроэнергии.

Системный оператор оказывает всем участникам рынка услуги по управлению режимами работы энергосистемы и организует деятельность по прогнозированию производства и потребления электроэнергии. Поскольку системный оператор является монополистом, его деятельность будет отделена от других видов коммерческой деятельности, будет находиться под контролем государства, а оплата предоставляемых системным оператором услуг – осуществляться на основе тарифов, регулируемых уполномоченным государственным органом.

На начальном этапе реформирования отрасли в срок до 1 февраля 2002 г. системный оператор создается Российским акционерным обществом «ЕЭС России» на базе центрального диспетчерского управления и объединенных диспетчерских управлений в качестве дочернего общества со 100-процентным участием в его уставном капитале.

В учредительных документах Российского акционерного общества «ЕЭС России» и системного оператора предусматривается порядок, обеспечивающий избрание представителей государства в совет директоров системного оператора в количестве, составляющем большинство совета, при этом назначение руководителей (членов) исполнительного органа системного оператора осуществляется с согласия совета директоров Российского акционерного общества «ЕЭС России».

В дальнейшем, но не позднее марта 2004 г., обеспечивается непосредственное участие государства в уставном капитале системного оператора с целью получения контрольного пакета акций путем распределения его акционерного капитала среди собственников Российского акционерного общества «ЕЭС России» пропорционально их долям в уставном капитале этого акционерного общества. По мере осуществления реформ и выхода государства из потенциально конкурентных сфер в электроэнергетике произойдет соответствующее увеличение его доли в уставном капитале системного оператора, в том числе путем обмена акций генерирующих компаний, принадлежащих государству, на акции системного оператора, принадлежащие другим акционерам.

После получения контрольных пакетов акций в уставных капиталах федеральной сетевой компании и системного оператора государство рассмотрит вопрос о целесообразности их объединения.

### ***Создание администратора торговой системы***

В процессе реформирования отрасли создается администратор торговой системы, выполняющий задачи по организации торговли на оптовом рынке электроэнергии, обеспечению расчетов за поставляемую электроэнергию и услуги, оказываемые участникам оптового рынка, по обеспечению равных условий для всех участников оптового рынка электроэнергии, разработке правил оптового рынка и контроля за их соблюдением, организации системы досудебного урегулирования споров между участниками оптового рынка и контроля за действиями системного оператора, влияющими на экономическую эффективность оптового рынка.

Администратор торговой системы образуется участниками оптового рынка электроэнергии в форме некоммерческой организации. В целях обеспечения баланса интересов продавцов и покупателей электроэнергии и предотвращения злоупотребления монопольным положением в учредительных документах администратора торговой системы предусматриваются:

- ограничение участия одного юридического лица или группы аффилированных лиц в органах управления и имуществе администратора торговой системы;

- равное представительство поставщиков и покупателей (включая крупных потребителей) электрической энергии в органах управления администратора торговой системы;
- обеспечение действенного государственного контроля за деятельностью администратора торговой системы;
- порядок учета интересов всех субъектов рынка при принятии решений администратором торговой системы.

Администратор торговой системы разрабатывает и внедряет систему гарантий и расчетов на оптовом рынке электроэнергии, обеспечивающую возможность его функционирования.

Деятельность администратора торговой системы регулируется уполномоченным государственным органом в целях обеспечения равных условий для всех участников рынка в соответствии с законодательством Российской Федерации и правилами оптового рынка электроэнергии, утверждаемыми в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

В отношении отдельных энергетических зон с недостаточной пропускной способностью линий связи с Единой энергетической системой России, для которых правила оптового рынка электроэнергии могут иметь региональные особенности, допускается создание зональных структурных подразделений администратора торговой системы.

### ***Создание генерирующих компаний***

На базе электростанций Российского акционерного общества «ЕЭС России» будут созданы крупные генерирующие компании, являющиеся самостоятельными участниками оптового рынка электроэнергии. При создании таких генерирующих компаний необходимо избежать появления монополистов в сфере производства электроэнергии и обеспечить максимально возможное выравнивание стартовых условий хозяйствования этих компаний (в первую очередь в отношении себестоимости генерации электроэнергии), а также прозрачность процесса формирования генерирующих компаний.

Гидроэлектростанции, обеспечивающие регулирование показателей качества электроэнергии в Единой энергетической системе России, включаются в состав генерирующих компаний на основе каскадного принципа, в соответствии с которым гидроэлектростанции одного каскада (при условии их существенной технологической зависимости друг от друга) принадлежат одной генерирующей компании.

На начальном этапе реформирования отрасли генерирующие компании создаются Российским акционерным обществом «ЕЭС России» в качестве дочерних обществ со 100-процентным участием в их уставных капиталах. Порядок формирования генерирующих компаний определяется Правительством Российской Федерации и обеспечивается через представителей государства в совете директоров Российского акционерного общества «ЕЭС России». Указанные генерирующие компании могут приобретать в соответствии с законодательством Российской Федерации электростанции, преобладающим видом деятельности которых является производство электроэнергии.

В процессе реформирования будет проводиться демополизация сферы производства электроэнергии путем постепенного выделения генерирующих компаний из Российского акционерного общества «ЕЭС России» с пропорциональным распределением их акций (долей) между акционерами этого акционерного общества.

В целях увеличения доли государства в уставных капиталах федеральной сетевой компании и системного оператора, а также для привлечения частных инвесторов в сферу производства электроэнергии наряду с другими формами могут использоваться варианты обмена или продажи принадлежащих государству пакетов акций в уставных капиталах генерирующих компаний.

Для стимулирования конкуренции должны разрабатываться механизмы, ограничивающие доминирующее положение генерирующих компаний на оптовом рынке электроэнергии. В случае превышения устанавливаемого предела выработки электроэнергии генерирующая компания обязана либо продать избыточные мощности, либо разделиться на несколько компаний, либо в отношении этой компании будет применяться государственное регулирование цен, объемов производства и т. д.

Создаваемые генерирующие компании должны нести предусмотренную законодательством Российской Федерации ответственность за сохранение, использование, реконструкцию, модернизацию или вывод из эксплуатации генерирующих мощностей.

Неэффективные с коммерческой точки зрения генерирующие мощности под влиянием рыночных факторов будут выводиться из эксплуатации с дальнейшей консервацией или реконструкцией в порядке, устанавливаемом Правительством Российской Федерации или уполномоченным им органом. Социальные гарантии работникам, задействованным на таких мощностях, должны обеспечиваться в соответствии с законодательством Российской Федерации.

### ***Реформирование акционерных обществ энергетики и электрификации***

Реформирование акционерных обществ энергетики и электрификации будет направлено на повышение прозрачности и эффективности их деятельности, условием чего является разделенный финансовый учет деятельности по производству и сбыту электрической энергии и по создаваемым дочерним сетевым компаниям, в собственность которых передаются сетевые активы (линии электропередачи, подстанции и т. п.). Разделение деятельности является одним из факторов формирования условий для равного доступа к сетевой инфраструктуре в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Под влиянием рыночных условий допускается укрупнение акционерных обществ энергетики и электрификации в соответствии с законодательством Российской Федерации, потому уже на первом этапе реформ будут сформированы финансово устойчивые и инвестиционно привлекательные региональные организации в сфере энергетики с высокой степенью прозрачности их деятельности.

После образования региональных сетевых компаний акционерным обществам энергетики и электрификации будет присвоен статус гарантирующих поставщиков, порядок деятельности которых разрабатывается и утверждается уполномоченным государственным органом.

По мере становления рынка статус гарантирующего поставщика может быть присвоен любой сбытовой компании на конкурсной основе. Порядок проведения конкурсов устанавливается Правительством Российской Федерации. Количество гарантирующих поставщиков и границы зон обслуживания будут определены на первом этапе реформирования, при этом в каждой зоне обслуживания в качестве гарантирующего будет выступать только один поставщик. Допускается укрупнение гарантирующих поставщиков на межрегиональной основе.

### **III. Нормативное правовое обеспечение реформирования электроэнергетики Российской Федерации и системы государственного регулирования**

Реформа электроэнергетики может основываться только на прочной нормативной правовой базе, формирование которой должно иметь опережающий характер и осуществляться при непосредственном участии и контроле государства.

Принятие решений по отдельным направлениям реформирования отрасли должно обеспечиваться Правительством Российской Федерации и федеральными органами исполнительной власти в соответствии с их полномочиями, а также представителями государства в органах управления акционерных обществ.

При разработке нормативной правовой базы приоритетными являются проекты федеральных законов об электроэнергетике, о внесении изменений и дополнений в Гражданский кодекс Российской Федерации, в Федеральные законы «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» и «О естественных монополиях» и другие.

При реализации основных направлений реформирования электроэнергетики необходимо разработать и принять нормативные правовые акты, определяющие основы функционирования оптового и розничных рынков электроэнергии, а также уточнить структуру, полномочия и порядок работы органов, регулирующих отношения на оптовом и розничных рынках электроэнергии.

В период реформирования следует изменить принцип осуществления тарифного регулирования в целях:

- обеспечения единства принципов и методики установления тарифов на всей территории страны;
- установления тарифов, гарантирующих инвестиционную привлекательность соответствующих секторов за счет включения в тариф норм возврата капитала с учетом его доходности;
- установления тарифов на тепловую энергию, учитывающих доход от продажи на конкурентном оптовом рынке электроэнергии, производимой за счет комбинированной выработки;
- обеспечения равных условий работы на оптовом и розничных рынках электроэнергии и поэтапный отказ от перекрестного субсидирования тарифов на все виды продукции и услуг, в первую очередь в отношении тарифа на услуги по передаче электроэнергии.

Особое значение для инвестиционной привлекательности электроэнергетики будет иметь обеспечение прозрачности, стабильности и предсказуемости тарифной политики, проводимой государством.

### **IV. Обеспечение прав инвесторов, кредиторов и акционеров при реформировании электроэнергетики Российской Федерации**

Важнейшим направлением реформирования электроэнергетики является обеспечение прав и интересов российских и иностранных инвесторов, кредиторов и акционеров. Решения о реформировании организаций отрасли должны приниматься в строгом соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации.

В ходе реформирования электроэнергетики должны обеспечиваться:

- право собственности акционеров на принадлежащие им акции;
- право акционеров на участие в обсуждении и принятии решений, связанных с проведением структурных преобразований, которые затрагивают или могут затронуть их охраняемые законом права;
- право каждого акционера на доступ к информации, связанной с проведением структурных преобразований, которые затрагивают или могут затронуть его охраняемые законом права.

При осуществлении реформирования открытых акционерных обществ энергетики и электрификации необходимо следовать принципу сохранения структуры акционерного капитала и размеров пакетов акций каждого акционера в создаваемых акционерных обществах, в которые передаются пакеты акций и (или) иное имущество реорганизуемых обществ.

При совершении сделок по отчуждению объектов электроэнергетики или передаче их в уставный капитал вновь создаваемых организаций будут приняты меры по урегулированию взаимоотношений с кредиторами и обеспечена защита их прав и законных интересов.

Государство создает благоприятные условия для строительства и эксплуатации новых мощностей путем предоставления инвесторам права самостоятельно определять условия взаимоотношений с другими субъектами рынков, включая цены контрактов, за исключением случаев, предусмотренных законодательством Российской Федерации.

### **V. Этапы реформирования электроэнергетики Российской Федерации**

При проведении реформы электроэнергетики необходимо сочетать по срокам преобразование федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии (мощности) в полноценный конкурентный оптовый рынок электроэнергии, разработку правил его функционирования и осуществление мероприятий по реформированию организаций отрасли.

Реформирование электроэнергетики носит последовательный характер и будет осуществляться в три этапа.

Первый этап реформы осуществляется в течение 3 лет. В ходе этого этапа должны быть решены следующие задачи:

- разработка нормативной правовой базы реформирования отрасли;
- реформирование организаций электроэнергетики;
- отработка механизмов функционирования конкурентного оптового рынка электроэнергии.

Первый этап включает в себя две фазы продолжительностью по полтора года каждая.

В рамках первой фазы, носящей в основном подготовительный характер, будут осуществлены следующие мероприятия:

- а) подготовка, внесение и принятие необходимых нормативных правовых актов;
- б) разработка и утверждение правил работы конкурентного оптового рынка электроэнергии;

в) инвентаризация имущества Российского акционерного общества «ЕЭС России», акционерных обществ энергетики и электрификации и государственного унитарного предприятия «Татэнерго»;

г) проведение мер по финансовому оздоровлению, снижению издержек, реструктуризации кредиторской и дебиторской задолженности организаций отрасли;

д) формирование системы раздельного учета затрат по видам деятельности;

е) создание единой системы регулирования;

ж) создание механизма по обеспечению равного доступа к сетевой инфраструктуре;

з) реформирование Российского акционерного общества «ЕЭС России» путем создания:

– федеральной сетевой компании в качестве дочернего общества Российского акционерного общества «ЕЭС России» со 100-процентным участием акционерного общества в ее уставном капитале;

– генерирующих компаний, которые создаются на базе электростанций Российского акционерного общества «ЕЭС России» в качестве дочерних обществ со 100-процентным участием акционерного общества в их уставных капиталах;

– системного оператора, который создается в результате объединения центрального диспетчерского управления и объединенных диспетчерских управлений в качестве дочернего общества Российского акционерного общества «ЕЭС России» со 100-процентным участием акционерного общества в его уставном капитале;

и) реформирование атомной энергетики путем образования одной генерирующей компании;

к) создание администратора торговой системы как некоммерческой организации;

л) развитие инфраструктуры, необходимой для перехода к конкурентному оптовому рынку электроэнергии;

м) формирование платежной системы оптового и розничных рынков электроэнергии;

н) начало реформирования акционерных обществ энергетики и электрификации и государственного унитарного предприятия «Татэнерго» путем создания ими сетевых компаний в качестве дочерних обществ со 100-процентным участием в их уставных капиталах;

о) присвоение статуса гарантирующих поставщиков реформированным акционерным обществам энергетики и электрификации;

п) на федеральном (общероссийском) оптовом рынке электрической энергии (мощности):

– сохранение регулирования тарифов для поставщиков на федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии (мощности) и тарифов на электроэнергию, отпускаемую с федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии (мощности), в том числе в виде предельных минимальных и максимальных тарифов, за исключением тарифов для независимых производителей, а также производителей, не входящих в Российское акционерное общество «ЕЭС России» как холдинг, систему Федерального агентства по атомной энергии, концерн «Росэнергоатом», акционерные общества энергетики и электрификации и государственное унитарное предприятие «Татэнерго»;

(в ред. Постановления Правительства РФ от 01.02.2005 № 49)

– введение тарифов на передачу и распределение по электрическим сетям;

– установление тарифов на услуги системного оператора, администратора торговой системы, услуги сетевых дочерних обществ акционерных обществ энергетики и электрификации и государственного унитарного предприятия «Татэнерго»;

– формирование на оптовом рынке электроэнергии сектора продажи по нерегулируемым ценам определенной, одинаковой для всех, доли электроэнергии (5 - 15 процентов выработки) производителями, входящими в Российское акционерное общество «ЕЭС России» как холдинг, систему Федерального агентства по атомной энергии, концерн «Росэнергоатом», акционерные общества энергетики и электрификации и государственное унитарное предприятие «Татэнерго», и всей электроэнергии, выработанной независимыми производителями;

(в ред. Постановления Правительства РФ от 01.02.2005 № 49)

р) на розничных рынках:

– прекращение регулирования новых независимых производителей, а также производителей, не входящих в Российское акционерное общество «ЕЭС России» как холдинг, систему Федерального агентства по атомной энергии, концерн «Росэнергоатом», акционерные общества энергетики и электрификации и государственное унитарное предприятие «Татэнерго»;

(в ред. Постановления Правительства РФ от 01.02.2005 № 49)

– введение формулы образования цены на розничных рынках электроэнергии, зависящей от цены на оптовом рынке электроэнергии;

– введение тарифов по зонам суток.

В течение второй фазы:

а) завершается реформирование акционерных обществ энергетики и электрификации и государственного унитарного предприятия «Татэнерго»;

б) осуществляется объединение реформированных акционерных обществ энергетики и электрификации и их дочерних обществ по видам деятельности;

в) расширяется число субъектов оптового рынка электроэнергии;

г) вводится коммерческая диспетчеризация поставщиков на основе ценовых заявок;

д) совершенствуется платежная система оптового рынка электроэнергии, формируется расчетный центр;

е) запускаются механизмы заключения форвардных и фьючерсных контрактов;

ж) завершается формирование системы прогнозирования спроса;

з) определяется механизм использования сверхприбыли гидроэлектростанций;

и) разрабатываются индивидуальные проекты реформирования изолированных энергосистем и начинается их реализация;

к) разрабатывается механизм социальной реабилитации работников электроэнергетики, высвобождаемых в ходе реформирования отрасли;

л) производится реформирование Российского акционерного общества «ЕЭС России» путем создания независимых обществ с контрольным пакетом акций, принадлежащих государству: федеральной сетевой компании (с сохранением наименования «Российское



акционерное общество "ЕЭС России"), системного оператора, генерирующих компаний, созданных на базе электростанций Российского акционерного общества «ЕЭС России», и холдинга, владеющего акциями акционерных обществ энергетики и электрификации. Отдельные электростанции Российского акционерного общества «ЕЭС России» (генерирующие компании) в течение второго этапа могут оставаться в составе указанного холдинга.

В результате первого этапа будут созданы условия для функционирования конкурентного рынка электроэнергии, достигнута финансовая прозрачность организаций электроэнергетики. При этом становление конкурентного оптового рынка будет способствовать дооценке стоимости активов всех участников рынка электроэнергии, что создаст дополнительные факторы, содействующие привлечению инвестиций.

Второй этап реформы займет 2 – 3 года и явится периодом становления оптового и розничных рынков электроэнергии на территории Европейской, Уральской и Сибирской энергозон. На этом этапе завершится формирование конкурентного оптового рынка электроэнергии, будет прекращено регулирование тарифов на электрическую энергию и сохранено регулирование тарифов на ее передачу и системные услуги, для чего:

- вводятся в действие правила функционирования конкурентного оптового рынка электроэнергии, определяются принципы взаимоотношений его участников и порядок перехода к ценообразованию на основе свободных цен, складывающихся под влиянием спроса и предложения;
- заканчивается в основном формирование правовой базы функционирования конкурентного оптового рынка электроэнергии;
- создаются независимые сбытовые компании;
- рассматривается целесообразность объединения Российского акционерного общества «ЕЭС России» (федеральной сетевой компании) с системным оператором;
- формируются условия для развития конкуренции на оптовом и розничных рынках электроэнергии.

В результате будет в основном проведено реформирование отрасли, сформирована система рыночного ценообразования на оптовом и розничных рынках электроэнергии, созданы условия для широкомасштабного привлечения инвестиций.

Третий этап проведения реформы должен быть осуществлен в течение 3 - 4 лет. Его основным содержанием станет обеспечение притока инвестиций в конкурентные сектора электроэнергетики. В ходе этого этапа:

- развивается и совершенствуется рыночная инфраструктура;
- производится привлечение инвестиций в капитал генерирующих компаний;
- развивается система магистральных сетей с расширением сферы оптового рынка электроэнергии;
- обеспечивается увеличение доли государства в уставном капитале Российского акционерного общества «ЕЭС России» (федеральной сетевой компании) и в уставном капитале системного оператора.

В результате будет закончено формирование конкурентных оптового и розничных рынков электроэнергии, достигнут высокий уровень конкуренции в секторах производства и сбыта электроэнергии, государство перестанет выполнять несвойственные ему функции хозяйственного управления конкурентными секторами энергетики.



**ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ПОСТАНОВЛЕНИЕ  
от 21 декабря 2001 г. № 881**

**О КРИТЕРИЯХ ОТНЕСЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И ОБЪЕКТОВ  
ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА К ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ  
(ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ**

В связи с проведением мероприятий по реформированию электроэнергетики Российской Федерации Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Утвердить прилагаемые критерии отнесения магистральных линий электропередачи и объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети.
2. Установить, что единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть составляют линии электропередачи и объекты электросетевого хозяйства, находящиеся в едином оперативном и технологическом управлении, имеющие стратегическое значение для обеспечения устойчивого снабжения электрической энергией потребителей Российской Федерации и функционирования оптового рынка электрической энергии, а также обеспечения параллельной работы электроэнергетической системы Российской Федерации и энергетических систем других государств, включая экспорт и импорт электрической энергии.

*Председатель Правительства  
Российской Федерации  
М. КАСЬЯНОВ*

Утверждены  
Постановлением Правительства  
Российской Федерации  
от 21 декабря 2001 года № 881

**КРИТЕРИИ ОТНЕСЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ  
И ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА К ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ  
(ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ**

К единой национальной (общероссийской) электрической сети относятся:

- 1) линии электропередачи (воздушные и кабельные), проектный номинальный класс напряжения которых составляет 330 кил вольт и выше;
- 2) линии электропередачи, проектный номинальный класс напряжения которых составляет 220 кил вольт:
  - обеспечивающие выдачу в сеть энергетической мощности электрических станций субъектов федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии (мощности) – поставщиков электрической энергии (мощности) на указанный рынок;
  - обеспечивающие соединение и параллельную работу энергетических систем различных субъектов Российской Федерации;
  - обеспечивающие выдачу энергетической мощности в узлы электрической нагрузки с присоединенной трансформаторной мощностью не менее 125 мегавольт-ампер;
  - непосредственно обеспечивающие соединение перечисленных линий электропередачи, включая линии электропередачи и иное оборудование, указанные в приложении № 2 к Указу Президента Российской Федерации от 15 августа 1992 года № 923;
- 3) линии электропередачи, пересекающие государственную границу Российской Федерации;
- 4) трансформаторные и иные подстанции, соединенные с линиями электропередачи, перечисленными в подпунктах 1 – 3, а также технологическое оборудование, расположенное на них, за исключением распределительных устройств электрических станций – субъектов федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии (мощности), входящих в имущественный комплекс указанных станций;
- 5) комплекс оборудования и производственно-технологических объектов, предназначенных для технического обслуживания и эксплуатации указанных объектов электросетевого хозяйства;
- 6) системы и средства управления указанными объектами электросетевого хозяйства.

**ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ПОСТАНОВЛЕНИЕ  
от 22 августа 2003 г. № 516**

**О ПРЕДЕЛЬНЫХ УРОВНЯХ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ И ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ**

На основании статей 2, 5 и 6 Федерального закона «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Установить, что предельные уровни тарифов на электрическую и тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, включая предельные уровни тарифов для населения, по субъектам Российской Федерации устанавливает Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации в срок до первого чтения проекта федерального закона о федеральном бюджете на очередной финансовый год в Государственной Думе Федерального Собрания Российской Федерации на основе одобренного Правительством Российской Федерации прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на соответствующий период, предусматривая при необходимости их календарную разбивку и разбивку по категориям потребителей с учетом региональных и иных особенностей.

2. В целях обеспечения действия предельных уровней тарифов, указанных в пункте 1 настоящего Постановления, Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации устанавливает:

- тарифы или предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни тарифов на электрическую энергию, продаваемую на оптовом рынке электрической энергии (мощности);
- размер абонентной платы за услуги по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России;
- тарифы и предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни тарифов на услуги по передаче электрической энергии;
- тарифы на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике;
- тарифы на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности);
- предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями, работающими в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

3. При установлении тарифов и предельных уровней тарифов, указанных в пунктах 1 и 2 настоящего Постановления, учитываются макроэкономические показатели прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на соответствующий год, изменение структуры, объемов и цен на топливо, используемое для производства электрической и тепловой энергии, в том числе за счет природных факторов, изменение объемов покупаемой энергоснабжающими организациями и поставляемой потребителям электрической и тепловой энергии, в том числе за счет вывода потребителей электрической энергии на федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии (мощности) и перехода потребителей тепловой энергии на собственные источники теплоснабжения, а также имевшее место в предыдущие периоды тарифного регулирования экономически необоснованное сдерживание региональными энергетическими комиссиями субъектов Российской Федерации роста тарифов на электрическую и тепловую энергию.

4. Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации установить до 27 августа 2003 г. предельные уровни тарифов на электрическую и тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, включая предельные уровни тарифов для населения, по субъектам Российской Федерации на 2004 год.

*Председатель Правительства  
Российской Федерации  
М. КАСЬЯНОВ*



**ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ПОСТАНОВЛЕНИЕ**  
**от 16 сентября 2003 г. № 576**

**ОБ УПОЛНОМОЧЕННОМ ФЕДЕРАЛЬНОМ ОРГАНЕ ИСПОЛНИТЕЛЬНОЙ  
ВЛАСТИ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ГОСУДАРСТВЕННОГО КОНТРОЛЯ ЗА  
ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ АДМИНИСТРАТОРА ТОРГОВОЙ СИСТЕМЫ ОПТОВОГО  
РЫНКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ)**

В соответствии со статьей 11 Федерального закона «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона "Об электроэнергетике"» Правительство Российской Федерации постановляет:

Определить Министерство Российской Федерации по антимонопольной политике и поддержке предпринимательства уполномоченным федеральным органом исполнительной власти по обеспечению государственного контроля за деятельностью администратора торговой системы оптового рынка по обеспечению функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности).

*Председатель Правительства  
Российской Федерации  
М. КАСЬЯНОВ*





**ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ПОСТАНОВЛЕНИЕ**  
**от 20 октября 2003 г. № 638**

**О СИСТЕМЕ ОТЧЕТНОСТИ, ПРЕДСТАВЛЯЕМОЙ В ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ОРГАН**  
**ИСПОЛНИТЕЛЬНОЙ ВЛАСТИ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ЕСТЕСТВЕННЫХ МОНОПОЛИЙ**

В соответствии с Федеральными законами «О внесении изменений и дополнений в Федеральный закон "О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации"» и «Об электроэнергетике» и в целях государственного регулирования тарифов в электроэнергетике Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Установить, что система отчетности, представляемой в федеральный орган исполнительной власти по регулированию естественных монополий организациями, осуществляющими деятельность в сфере регулируемого ценообразования в электроэнергетике, включает в себя:

а) отчетность, представляемую в соответствии с Федеральным законом «О бухгалтерском учете»;

б) государственную статистическую отчетность, представляемую по формам, установленным для федерального государственного статистического наблюдения, подлежащую представлению в федеральный орган исполнительной власти по регулированию естественных монополий;

в) государственную отчетность, представляемую по формам, утверждаемым и вводимым в действие в установленном законодательством Российской Федерации порядке федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий.

Отчетность представляется на бумажных и электронных носителях.

2. Федеральный орган исполнительной власти по регулированию естественных монополий принимает предусмотренную настоящим Постановлением отчетность организаций, осуществляющих деятельность в сфере регулируемого ценообразования в электроэнергетике, обеспечивает сохранность и защиту содержащейся в ней информации в соответствии с законодательством Российской Федерации, ведет контроль за поступлением указанной отчетности, обработку и анализ соответствующих данных.

3. Данные предусмотренной настоящим Постановлением отчетности, полученные федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий, могут служить основанием для пересмотра принятого решения или корректировки проекта решения в сфере государственного регулирования тарифов в электроэнергетике Российской Федерации.

*Председатель Правительства*  
*Российской Федерации*  
*М. КАСЬЯНОВ*



**ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ПОСТАНОВЛЕНИЕ**  
**от 24 октября 2003 г. № 643**

**О ПРАВИЛАХ ОПТОВОГО РЫНКА**  
**ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ) ПЕРЕХОДНОГО ПЕРИОДА**

(в ред. Постановлений Правительства РФ от 01.02.2005 № 49,  
от 16.02.2005 № 81, от 15.04.2005 № 219, от 17.10.2005 № 620,  
от 07.11.2005 № 661, от 11.11.2005 № 676)

В соответствии со статьей 6 Федерального закона «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона "Об электроэнергетике"» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1178) Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Утвердить прилагаемые Правила оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода (далее именуются - Правила).  
2. Определить ценовые зоны оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода, объединяющие территории субъектов Российской Федерации согласно приложению, в границах которых всем субъектам электроэнергетики предоставляется право осуществления купли-продажи электрической энергии по свободным (нерегулируемым) ценам в порядке, установленном Правилами.

(п. 2 в ред. Постановления Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

3. Установить, что Федеральная служба по тарифам:

- утверждает методику расчета стоимости отклонения объемов фактического производства (потребления) электрической энергии участниками оптового рынка от объемов их планового почасового производства (потребления), основанной на тарифах на электрическую энергию (мощность) и увеличенной (уменьшенной) в зависимости от причины отклонения;

- устанавливает тарифы на электрическую энергию, продаваемую на оптовом рынке электрической энергии (мощности), для каждой электростанции, принадлежащей акционерным обществам энергетики и электрификации и удовлетворяющей требованиям, предъявляемым к участникам оптового рынка электрической энергии (мощности);

- утверждает совместно с Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации и Министерством промышленности и энергетики Российской Федерации перечень поставщиков электрической энергии, расходы на содержание генерирующей мощности которых оплачиваются в полном объеме покупателями, получившими право приобретать электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке по установленным тарифам.

(п. 3 в ред. Постановления Правительства РФ от 01.02.2005 № 49)

4. Министерству экономического развития и торговли Российской Федерации совместно с Министерством энергетики Российской Федерации, Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации, Министерством Российской Федерации по атомной энергии, Министерством Российской Федерации по антимонопольной политике и поддержке предпринимательства и с участием Российского акционерного общества «ЕЭС России», федерального государственного унитарного предприятия «Российский государственный концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях» и некоммерческого партнерства «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии Единой энергетической системы» провести до 1 августа 2004 г. анализ эффективности функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности) и представить в Правительство Российской Федерации его результаты, а также предложения о необходимости внесения изменений в Правила в целях дальнейшей либерализации оптового рынка электрической энергии (мощности), повышения конкуренции на оптовом рынке, увеличения числа ценовых зон оптового рынка электрической энергии (мощности) и уточнения их состава.

5. Установить, что до 1 января 2004 г. сохраняется действующий порядок расчетов за генерирующую мощность поставщиков электрической энергии (мощности). В указанный период в пунктах 18, 29 и 56 Правил в части порядка оплаты электрической энергии, генерирующей мощности, услуг по резервированию генерирующей мощности вместо тарифов на электрическую энергию с учетом мощности и цен на электрическую энергию и мощность в регулируемом секторе применяются действующие тарифы на электрическую энергию, утвержденные для участника регулируемого сектора оптового рынка, а пункт 74 не применяется.

6. Установить, что для подготовки субъектов оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода к участию в секторе отклонений объемы отклонений фактического производства (потребления) электрической энергии участниками оптового рынка от объемов их планового почасового производства (потребления) определяются до 1 января 2004 г. суммарно за расчетный период, а предусмотренные разделом XI Правил коэффициенты для расчета стоимости отклонений применяются с 1 декабря 2003 г.

Установить, что для подготовки функционирующих в границах второй ценовой зоны субъектов оптового рынка, а также субъектов оптового рынка, расположенных на территории Томской области, для которых электрическая энергия поставляется с территории объединенной энергетической системы Урала, к участию в секторе отклонений:

(абзац введен Постановлением Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

- объемы отклонений фактического производства электрической энергии этих участников оптового рынка от объемов их планового почасового производства определяются до 1 октября 2005 г. суммарно по группам точек поставки одного субъекта оптового рынка, используемым для определения обязательств по поставке электрической энергии с тепловых электростанций и относящимся к одному энергорайону, определяемому в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка;

(абзац введен Постановлением Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

– объемы отклонений фактического потребления электрической энергии этих участников оптового рынка от объемов их планового почасового потребления определяются до 1 октября 2005 г. суммарно по группам точек поставки одного субъекта оптового рынка, используемым для определения обязательств по покупке электрической энергии и относящимся к одному энергорайону, определяемому в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.

(абзац введен Постановлением Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

Указанные объемы до 1 июля 2005 г. определяются суммарно за расчетный период, а с 1 июля до 1 октября 2005 г. – ежечасно, при этом предусмотренные разделом XI Правил коэффициенты для расчета стоимости отклонений применяются с 1 июня 2005 г.

(абзац введен Постановлением Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

7. Настоящее Постановление вступает в силу с 1 ноября 2003 г.

*Председатель Правительства  
Российской Федерации  
М. КАСЬЯНОВ*

Утверждены  
Постановлением Правительства  
Российской Федерации  
от 24 октября 2003 г. № 643

## ПРАВИЛА ОПТОВОГО РЫНКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ) ПЕРЕХОДНОГО ПЕРИОДА

(в ред. Постановлений Правительства РФ  
от 16.02.2005 № 81, от 15.04.2005 № 219, от 17.10.2005 № 620,  
от 07.11.2005 № 661, от 11.11.2005 № 676)

### I. Общие положения

1. Настоящие Правила в соответствии со статьей 6 Федерального закона «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона "Об электроэнергетике"» устанавливают правовые основы функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности) (далее именуется – оптовый рынок) в течение переходного периода реформирования электроэнергетики (далее именуется – переходный период) в пределах ценовых зон, определяемых Правительством Российской Федерации. В течение переходного периода на оптовом рынке осуществляется торговля электрической энергией и мощностью в объемах, определяемых по результатам функционирования:

– регулируемого сектора, в котором оптовая торговля частью объемов электрической энергии и мощности осуществляется с использованием тарифов, утверждаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов. Система отношений между субъектами оптового рынка в рамках регулируемого сектора, связанная с обращением электрической энергии в объемах, соответствующих разнице между объемами ее фактического и запланированного производства (потребления), для целей настоящих Правил именуется сектором отклонений;

(в ред. Постановлений Правительства РФ от 15.04.2005 № 219, от 17.10.2005 № 620)

– сектора свободной торговли, в котором осуществляется оптовая торговля частью объемов электрической энергии в форме заключения и исполнения двусторонних договоров купли-продажи и в форме отбора ценовых заявок покупателей и продавцов по свободным (нерегулируемым) ценам.

2. В настоящих Правилах используются следующие основные понятия:

а) **«участники оптового рынка»** – поставщики электрической энергии и мощности (генерирующие компании) и покупатели электрической энергии и мощности (энергосбытовые организации, крупные потребители электрической энергии, гарантирующие поставщики), получившие статус субъектов оптового рынка;

б) **«участник регулируемого сектора»** – участник оптового рынка, получивший право участвовать в отношениях, связанных с обращением электрической энергии и мощности в регулируемом секторе;

в) **«участник сектора свободной торговли»** – участник оптового рынка, получивший право участвовать в отношениях, связанных с обращением электрической энергии в секторе свободной торговли, в соответствии с настоящими Правилами и договором о присоединении к торговой системе оптового рынка;

г) **«собственное плановое почасовое потребление»** – суммарные объемы собственного потребления электрической энергии участником оптового рынка и потребления обслуживаемыми им на розничном рынке потребителями, не являющимися участниками оптового рынка (при наличии таковых), запланированные на каждый час соответствующих суток;

д) **«плановое почасовое потребление»** – сумма собственного планового почасового потребления электрической энергии участником оптового рынка и собственного планового почасового потребления обслуживаемыми им на розничном рынке участниками сектора свободной торговли (при наличии таковых), определяемая на каждый час соответствующих суток в каждой точке поставки участника оптового рынка;

е) **«плановое почасовое производство»** – объемы производства участником оптового рынка электрической энергии, запланированные на каждый час соответствующих суток, определенные в порядке, установленном настоящими Правилами и договором о присоединении к торговой системе оптового рынка;

ж) **«плановые объемы продажи (покупки)»** – объемы электрической энергии, проданные (купленные) в секторе свободной торговли, являющиеся частью планового почасового производства (потребления);

з) **«плановые объемы сектора свободной торговли»** – определенные по результатам конкурентного отбора ценовых заявок плановые объемы покупки и плановые объемы продажи электрической энергии;

и) **«отклонение»** – объем электрической энергии, определяемый как разница между объемами ее фактического производства (потребления) и планового производства (потребления) участником оптового рынка в соответствующий час суток;

к) **«ценовая заявка»** – оформленный в соответствии с настоящими Правилами и договором о присоединении к торговой системе оптового рынка документ, отражающий намерение участника сектора свободной торговли купить или продать в определенной точке (группе точек) поставки электрическую энергию и устанавливающий планируемые объемы электрической энергии на каждый час суток, с указанием предлагаемых для каждого из планируемых объемов цен покупки (продажи);

л) **«ценопринимая заявка»** – ценовая заявка участника сектора свободной торговли, отражающая намерение данного участника продать (купить) указанный в заявке объем электрической энергии по сложившейся в результате конкурентного отбора ценовых заявок равновесной цене;

м) **«конкурентный отбор ценовых заявок»** – процедура отбора ценовых заявок покупателей и ценовых заявок продавцов по фактору минимальных цен на электрическую энергию;

н) **«расчетный период»** – единый для всех участников оптового рынка период времени, установленный договором о присоединении к торговой системе оптового рынка для определения размеров обязательств по оплате электрической энергии (мощности);

о) **«коммерческий учет»** – система измерений объемов фактического производства и потребления электрической энергии (мощности) на оптовом рынке и сбора информации о них;

п) **«точка поставки»** – место в электрической сети, определяемое для каждого участника оптового рынка системным оператором и администратором торговой системы по согласованию с сетевыми компаниями и указанным участником оптового рынка и используемое для определения и исполнения участником оптового рынка обязательств по договорам купли-продажи электрической энергии и владельцем объектов электросетевого хозяйства обязательств по оплате потерь электрической энергии;

р) **«группа точек поставки»** – определяемая системным оператором и администратором торговой системы совокупность нескольких точек поставки участника оптового рынка, относящаяся к одному узлу расчетной модели и (или) к единому технологически неделимому энергетическому объекту;

с) **«системные ограничения»** – предельно допустимые значения технологических параметров функционирования Единой энергетической системы России (далее именуется – ЕЭС России);

т) **«вынужденный режим»** – технологические параметры работы генерирующих мощностей в теплофикационном режиме, системных генераторов, атомных электростанций, а также гидроэлектростанций в условиях технологического пропуска воды;

у) **«расчетная модель»** – описание электроэнергетической системы, предназначенное для построения математической модели процесса производства, передачи и потребления электрической энергии, с помощью которой рассчитываются реализуемые в этой электро-энергетической системе объемы производства и потребления электрической энергии и соответствующие им равновесные цены;

ф) **«узел расчетной модели»** – составная часть расчетной модели, соответствующая соединениям электрических сетей, описанных в расчетной модели, и местам присоединения к ним потребляющих и (или) генерирующих объектов (при этом каждый генерирующий объект, присоединенный к сетям высокого напряжения, описывается в расчетной модели отдельно);

х) **«участник с регулируемым потреблением»** – участник регулируемого сектора, который в силу режимов работы влияет на качество электрической энергии и надежность работы ЕЭС России и имеет на оптовом рынке используемые для определения обязательств по покупке электрической энергии точки (группы точек) поставки, к которым отнесены энергопринимающие устройства и (или) не представленные на оптовом рынке отдельной точкой (группой точек) поставки генерирующие объекты, в отношении которых участник в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка имеет возможность принимать и в определенный указанным договором срок (не более одного часа) исполнять диспетчерские команды об изменении объемов потребления (производства) электрической энергии.

(пп. «х» введен Постановлением Правительства РФ от 17.10.2005 № 620)

## II. Основные принципы организации оптовой торговли электрической энергией в переходный период

3. Организация функционирования оптового рынка переходного периода основывается на самостоятельном определении покупателями – участниками оптового рынка собственного планового почасового потребления. Участники оптового рынка заявляют системному оператору о собственном плановом почасовом потреблении в порядке, установленном договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, по каждой точке (группе точек) поставки.

4. Исходя из заявленных участниками оптового рынка объемов собственного планового почасового потребления, сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности), тарифов на электрическую энергию, продаваемую производителями на оптовом рынке, системный оператор составляет предварительный почасовой диспетчерский график производства и потребления электрической энергии участниками оптового рынка на предстоящие сутки (далее именуется – предварительный диспетчерский график). Указанный график описывает реализуемый режим работы ЕЭС России и включает в себя такие почасовые объемы производства электрической энергии всеми участниками оптового рынка, которые обеспечивают заявленное ими собственное плановое почасовое потребление, с учетом системных ограничений, потерь электрической энергии в электрических сетях, требований по поддержанию резервов мощности, нормативов по резервам мощности в ЕЭС России.

Учитывая особенности технологических режимов работы гидроэлектростанций, обуславливающие необходимость использования производства электрической энергии на гидроэлектростанциях в целях частотного регулирования функционирования ЕЭС России, системный оператор устанавливает максимальный почасовой объем производства электрической энергии на гидроэлектростанциях. Указанный объем учитывается при торговле электрической энергией в секторе свободной торговли и обеспечивает возможность продажи в этом секторе в первой ценовой зоне в течение суток суммарно до 15 процентов объема электрической энергии, запланированного в предварительном диспетчерском графике, во второй ценовой зоне – до 2 процентов указанного объема.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

В случае возникновения на гидроэлектростанциях, функционирующих в границах второй ценовой зоны, вынужденных режимов работы, связанных с паводковым периодом и обуславливающих необходимость резкого увеличения объема производства электрической энергии на этих гидроэлектростанциях, системный оператор вводит в действие на период функционирования гидроэлектростанций в указанных условиях особый режим работы второй ценовой зоны (далее именуется – особый режим работы), предоставляющий участникам, за которыми на оптовом рынке зарегистрированы группы точек поставки, используемые для определения обязательств по поставке производимой на таких

гидроэлектростанциях электрической энергии, возможность продажи в секторе свободной торговли до 15 процентов объема электрической энергии, запланированного в предварительном диспетчерском графике и производимого этими гидроэлектростанциями.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

На основании предварительного диспетчерского графика и по результатам конкурентного отбора ценовых заявок в секторе свободной торговли администратор торговой системы определяет плановое почасовое производство каждого участника оптового рынка, которое сообщается каждому участнику не позднее дня, предшествующего дню фактической поставки электрической энергии.

Администратор торговой системы в своей деятельности руководствуется принципом минимизации стоимости электрической энергии для потребителей, с учетом системных ограничений, потерь и стоимости функционирования системы.

5. Оптовая торговля электрической энергией в секторе свободной торговли основывается на принципах конкуренции и свободы выбора субъектами оптового рынка порядка купли-продажи электрической энергии с использованием следующих механизмов ценообразования:

- свободное определение цен и объемов поставки электрической энергии в рамках двусторонних договоров купли-продажи электрической энергии (далее именуются – двусторонние договоры), заключаемых участниками сектора свободной торговли в соответствии с настоящими Правилами и договором о присоединении к торговой системе оптового рынка;

- механизм, основанный на конкурентном отборе ценовых заявок участников сектора свободной торговли, обеспечивающий установление свободных цен, уравнивающих спрос и предложение электрической энергии (далее именуются – равновесные цены).

6. В секторе свободной торговли обеспечиваются равные права для всех его участников со следующими ограничениями:

- каждый поставщик вправе продавать каждый час объем электрической энергии, не превышающий объем, производимый в каждой точке (группе точек) поставки с использованием 15 процентов установленной (рабочей) мощности генерирующего оборудования, принадлежащего ему на праве собственности или на ином законном основании, либо генерирующего оборудования, производящего электрическую энергию (мощность), правом продажи которой он обладает, в первой ценовой зоне и 5 процентов – во второй с учетом выбранного системным оператором при составлении предварительного диспетчерского графика состава работающего генерирующего оборудования, а также с учетом положений пункта 4 настоящих Правил, касающихся максимального производства электрической энергии на гидроэлектростанциях;

(в ред. Постановлений Правительства РФ от 15.04.2005 № 219, от 11.11.2005 № 676)

- каждый покупатель вправе приобретать до 30 процентов собственного планового почасового потребления в первой ценовой зоне и до 15 процентов – во второй, а в период действия особого режима работы покупателя, определяемые системным оператором при введении в соответствии с пунктом 4 настоящих Правил такого режима, вправе приобретать до 20 процентов собственного планового почасового потребления.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

7. Оптовая торговля электрической энергией и мощностью в регулируемом секторе производится по тарифам, установленным федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

8. Каждый поставщик – участник регулируемого сектора продает в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений) не менее 85 процентов объема электрической энергии (мощности), запланированного в предварительном диспетчерском графике в отношении каждого генерирующего объекта, удовлетворяющего требованиям пункта 14 настоящих Правил, в первой ценовой зоне, и 95 процентов – во второй с учетом положений пункта 4 настоящих Правил для гидроэлектростанций, функционирующих в границах второй ценовой зоны. Для участников регулируемого сектора, осуществляющих поставку (покупку) электрической энергии в этом секторе и на розничном рынке в отношении одной и той же точки (группы точек) поставки, применяются положения раздела XII настоящих Правил.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

Если минимально возможный по технологическим ограничениям объем производства электрической энергии или объем производства электрической энергии в вынужденном режиме превышает указанные объемы продаж в регулируемом секторе, такой объем электрической энергии реализуется в секторе свободной торговли по равновесной цене или в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений) по тарифам, установленным федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

9. Участник сектора свободной торговли, не являющийся участником регулируемого сектора, покупает электрическую энергию в объеме, равном разнице между собственным плановым почасовым потреблением и объемом электрической энергии, приобретенным в секторе свободной торговли, вне оптового рынка (на розничном рынке), в том числе у энергосбытовых и энергоснабжающих организаций, а также гарантирующих поставщиков электрической энергии.

Не допускается дифференциация тарифов на электрическую энергию (мощность) для покупателей в зависимости от их участия в секторе свободной торговли.

10. Объем электрической энергии, приобретаемый в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений) каждым его участником, определяется как разница между плановым почасовым потреблением этого участника и суммой объемов покупки электрической энергии в секторе свободной торговли этим участником и обслуживаемыми им на розничном рынке участниками сектора свободной торговли в соответствующих группах точек поставки.

11. Стоимость отклонений определяется в порядке, предусмотренном разделом XI настоящих Правил.

(п. 11 в ред. Постановления Правительства РФ от 17.10.2005 № 620)

12. Системный оператор управляет технологическими режимами работы объектов электроэнергетики на основе планового почасового производства и заявленного участниками оптового рынка собственного планового почасового потребления. В случае отклонения (угрозы возникновения отклонения) значений параметров функционирования ЕЭС России и качества электрической энергии от установленных обязательных требований системный оператор изменяет технологические режимы работы объектов электроэнергетики исходя из требования минимизации совокупной стоимости отклонений.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 17.10.2005 № 620)

13. В случае возникновения аварийной ситуации окончательный расчет стоимости отклонений производится с учетом определенной в установленном порядке причины возникновения такой ситуации.

**III. Порядок получения статуса субъекта  
оптового рынка – участника обращения электрической  
энергии на оптовом рынке**

14. Поставщики и покупатели электрической энергии получают статус субъекта оптового рынка – участника обращения электрической энергии на оптовом рынке при выполнении ими следующих требований:

а) соответствие количественным характеристикам, применяемым к объектам, в отношении которых заявитель планирует участие в оптовом рынке:

– поставщик электрической энергии владеет на праве собственности или на ином законном основании генерирующим оборудованием, установленная генерирующая мощность которого в совокупности равна или превышает 25 МВт и в каждой предполагаемой точке поставки электрической энергии составляет не менее 5 МВт, и (или) имеет право продажи электрической энергии (мощности), производимой на указанном генерирующем оборудовании;

(в ред. Постановления Правительства РФ от 11.11.2005 № 676)

– потребитель электрической энергии владеет на праве собственности или на ином законном основании энергопринимающим оборудованием, суммарная присоединенная мощность которого равна или превышает 20 МВА и в каждой группе точек поставки соответствует минимальному значению совокупной присоединенной мощности или превышает его;

– энергосбытовая организация или энергоснабжающая организация имеют по совокупности заключенных с потребителями договоров суммарную присоединенную мощность энергопринимающего оборудования не менее 20 МВА при условии, что в каждой группе точек поставки она соответствует минимальному значению совокупной присоединенной мощности или превышает его.

Минимальное значение совокупной присоединенной мощности определяется федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

Указанные в настоящем подпункте количественные характеристики не применяются к гарантирующим поставщикам электрической энергии.

Каждая точка (группа точек) поставки может быть представлена на оптовом рынке только одним покупателем и (или) поставщиком.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 11.11.2005 № 676)

В отношении организаций, осуществляющих экспортно-импортные операции, указанные количественные характеристики применяются к мощности, передаваемой в точке (группе точек) поставки в соответствии с заключенными этими организациями договорами;

б) выполнение требований технического характера, установленных нормативными правовыми актами и договором о присоединении к торговой системе оптового рынка:

– обеспечение коммерческого учета произведенной (потребленной) на оптовом рынке электрической энергии (мощности);

– обеспечение системы связи, включая систему передачи данных, с системным оператором и администратором торговой системы;

в) наличие заключенного в установленном порядке договора об оказании услуг по передаче электрической энергии (в случае, если поставщик (покупатель) электрической энергии в соответствии с законодательством Российской Федерации является плательщиком по такому договору);

(в ред. Постановления Правительства РФ от 11.11.2005 № 676)

г) наличие у субъектов электроэнергетики заключенного в установленном порядке договора об оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению (в случае, если поставщик (покупатель) электрической энергии в соответствии с законодательством Российской Федерации является плательщиком по такому договору).

(пп. «г» введен Постановлением Правительства РФ от 17.10.2005 № 620, в ред. Постановления Правительства РФ от 11.11.2005 № 676)

15. Организации, включенные до 1 ноября 2005 г. федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов в перечень коммерческих организаций – субъектов федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии (мощности), тарифы на электрическую энергию (размер платы за услуги) для которых устанавливаются федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов, являются участниками регулируемого сектора. Такие организации, заключившие договор о присоединении к торговой системе оптового рынка, имеют право участвовать в отношениях, связанных с обращением электрической энергии в любом из секторов оптового рынка. Объемы электрической энергии (мощности), включенные в отношении указанных организаций в сводный прогнозный баланс производства и поставок электрической энергии (мощности) до 1 ноября 2005 г., считаются принятыми в отношении точек (групп точек) поставки этих организаций, утвержденных в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 11.11.2005 № 676)

В отношении указанных организаций устанавливаются следующие особенности:

– количественные характеристики, указанные в пункте 14 настоящих Правил, к ним не применяются;

– допускается использование систем коммерческого учета, имеющих у них на дату вступления в силу настоящих Правил. При этом указанные организации обязаны в течение 2 лет с даты вступления в силу настоящих Правил, а организации, функционирующие в границах второй ценовой зоны, – до 1 июля 2006 г. привести системы коммерческого учета, используемые для определения обязательств в соответствующей ценовой зоне оптового рынка, в соответствии с требованиями договора о присоединении к торговой системе оптового рынка. При неисполнении этого требования участниками оптового рынка их обязательства определяются в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.

(в ред. Постановлений Правительства РФ от 15.04.2005 № 219, от 17.10.2005 № 620, от 07.11.2005 № 661)



16. Акционерные общества, создаваемые в процессе реформирования организаций, указанных в пункте 15 настоящих Правил, с даты их государственной регистрации становятся участниками тех секторов оптового рынка, участником которых являлась соответствующая реформированная организация, в порядке, установленном федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов. (в ред. Постановления Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

Организация, которая приобрела в порядке правопреемства энергопринимающие устройства (генерирующее оборудование), ранее принадлежавшие участнику регулируемого сектора, становится участником регулируемого сектора в текущем периоде регулирования и для определения обязательств в регулируемом секторе использует закрепленные в сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии (мощности) точки (группы точек) поставки (их часть) участника регулируемого сектора, правопреемником которого данная организация является.

(абзац введен Постановлением Правительства РФ от 11.11.2005 № 676)

Организация, которая приобрела генерирующее оборудование, ранее принадлежавшее поставщику электрической энергии в регулируемом секторе, и (или) право продажи электрической энергии (мощности), производимой на указанном оборудовании, становится участником регулируемого сектора в текущем периоде регулирования и для определения обязательств в регулируемом секторе использует закрепленные в сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии (мощности) точки (группы точек) поставки (их часть) поставщика, владевшего данным оборудованием (распоряжавшегося соответствующей электрической энергией (мощностью)).

(абзац введен Постановлением Правительства РФ от 11.11.2005 № 676)

17. Организация подлежит включению в реестр субъектов оптового рынка (с указанием сектора (секторов) оптового рынка, участником которого она является) при условии выполнения требований, установленных пунктом 14 настоящих Правил, или в случаях, предусмотренных пунктом 15 настоящих Правил. Организация становится участником сектора свободной торговли после заключения договора о присоединении к торговой системе оптового рынка.

Поставщики и покупатели электрической энергии, в отношении которых администратором торговой системы подтвержден факт заключения ими договора о присоединении к торговой системе оптового рынка и иных договоров, заключаемых в регулируемом секторе (которые могут содержать отлагательное (отменительное) условие вступления их в силу), в том числе выполнения установленных пунктом 14 настоящих Правил требований, становятся участниками регулируемого сектора на основании решений федерального органа исполнительной власти в области регулирования тарифов о предоставлении такого права с одновременным принятием решений о закреплении соответствующих точек (групп точек) поставки в сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии (мощности) и установлении для них тарифов на электрическую энергию (мощность), поставляемую (покупаемую) в регулируемом секторе (далее именуются – балансовые решения).

(п. 17 в ред. Постановления Правительства РФ от 11.11.2005 № 676)

17.1. Решение о предоставлении покупателю электрической энергии права на участие в регулируемом секторе принимается при соблюдении следующих условий:

а) наличие заключенного покупателем электрической энергии в установленном порядке договора об оказании услуг по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России (в случае если покупатель в соответствии с законодательством Российской Федерации является плательщиком по такому договору), который может содержать отлагательное (отменительное) условие вступления его в силу;

б) наличие в договоре об оказании услуг по передаче электрической энергии, заключенном покупателем (его представителем), положений, предусматривающих оплату услуг всех сетевых организаций, стоимость которых в установленном порядке включена в тариф на электрическую энергию (мощность) данного покупателя на розничном рынке;

в) отсутствие у покупателя задолженности по оплате электрической энергии (мощности) за расчетные периоды, предшествующие дате направления в федеральный орган исполнительной власти в области регулирования тарифов всех документов, подтверждающих соблюдение указанных в настоящем пункте условий. Отсутствие задолженности подтверждается актом сверки взаиморасчетов, подписанным руководителями или иными уполномоченными лицами покупателя (потребителя, переходящего на обслуживание к данному покупателю) и гарантирующих поставщиков (иных энергосбытовых (энергоснабжающих) организаций), с которыми покупателем (потребителем, переходящим на обслуживание к данному покупателю) заключены договоры энергоснабжения или купли-продажи электрической энергии (мощности);

г) обеспечение в случае получения покупателем права на участие в регулируемом секторе соответствия тарифов, устанавливаемых на розничном рынке органом исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации в области регулирования тарифов, установленным согласно законодательству Российской Федерации предельным уровням тарифов, подтверждаемого обоснованными расчетами указанного органа исполнительной власти, учитывающими в том числе величину компенсации возможных убытков (с учетом снижения затрат) гарантирующих поставщиков и иных энергосбытовых (энергоснабжающих) организаций, с которыми покупателем (потребителем, переходящим на обслуживание к данному покупателю) заключены договоры энергоснабжения или купли-продажи электрической энергии (мощности), а также оценку возможных социально-экономических последствий для соответствующего субъекта Российской Федерации.

(п. 17.1 введен Постановлением Правительства РФ от 11.11.2005 № 676)

17.2. Решение федерального органа исполнительной власти в области регулирования тарифов о предоставлении (отказе в предоставлении) организации права на участие в регулируемом секторе в текущем периоде регулирования принимается не позднее 30 дней с даты поступления всех документов, подтверждающих соблюдение условий, установленных пунктами 17 и 17.1 настоящих Правил.

Решение о предоставлении (отказе в предоставлении) организации права на участие в регулируемом секторе с начала следующего периода регулирования принимается при формировании сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) на следующий период регулирования.

В случае если покупатель электрической энергии не представил документы, подтверждающие соблюдение установленных подпунктами «в» и «г» пункта 17.1 настоящих Правил условий, в связи с уклонением соответствующих организаций от их выдачи (подписания) в течение 30 дней с даты поступления письменного запроса покупателя, федеральный орган исполнительной власти в области регулирования тарифов направляет в данные организации письменный запрос о представлении указанных документов. В случае, если данными организациями указанные документы не представлены в течение 5 дней с даты поступления запроса, федеральный орган исполнительной власти в области регулирования тарифов принимает решение о предоставлении (отказе в предоставлении) права на участие в регулируемом секторе на основании имеющейся у него информации.

Срок принятия решения о предоставлении (отказе в предоставлении) организации права на участие в регулируемом секторе может быть продлен федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов не более чем на 30 дней.

Право на участие в регулируемом секторе предоставляется покупателю электрической энергии с начала следующего периода регулирования, за исключением случаев, предусмотренных пунктом 16 настоящих Правил.

Администратор торговой системы включает организации в реестр участников регулируемого сектора на основании решений федерального органа исполнительной власти в области регулирования тарифов о предоставлении права на участие в регулируемом секторе или в случаях, предусмотренных пунктом 15 настоящих Правил.

(п. 17.2 введен Постановлением Правительства РФ от 11.11.2005 № 676)

17.3. Для определения обязательств поставщика (покупателя) электрической энергии в регулируемом секторе используются точки (группы точек) поставки, утвержденные в порядке, предусмотренном договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, и закрепленные в принятом в отношении данного поставщика (покупателя) балансовом решении.

Участник регулируемого сектора вправе использовать новые точки (группы точек) поставки для определения обязательств в регулируемом секторе после их утверждения в порядке, предусмотренном договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, и принятия в отношении этого участника соответствующего балансового решения. Новые точки (группы точек) поставки используются в регулируемом секторе с начала следующего периода регулирования, за исключением случаев их использования по основаниям, предусмотренным пунктом 16 настоящих Правил, в текущем периоде регулирования.

(п. 17.3 введен Постановлением Правительства РФ от 11.11.2005 № 676)

18. Если объема электрической энергии, приобретенного участником сектора свободной торговли в этом секторе, недостаточно для покрытия его собственного планового почасового потребления, он вправе приобрести недостающий объем электрической энергии (мощности) по договору с энергоснабжающей организацией и (или) гарантирующим поставщиком, которые по характеру своей деятельности заключают такие договоры с каждым, кто к ним обратится.

При этом в соответствии с указанным договором энергоснабжающая организация и (или) гарантирующий поставщик обязаны поставить произведенную или купленную для указанного участника электрическую энергию (мощность) в объеме, обеспечивающем его фактическое потребление (включая недостающий объем электрической энергии (мощности)), и оказать услуги по передаче электрической энергии в этом объеме, а участник сектора свободной торговли обязан оплатить поставленную энергоснабжающей организацией и (или) гарантирующим поставщиком электрическую энергию (мощность), стоимость отклонений и оказанные ему услуги по соответствующим тарифам, утвержденным в установленном порядке.

Стоимость единицы электрической энергии (мощности), приобретаемой участником сектора свободной торговли вне оптового рынка, определяется исходя из суммы принятых при установлении тарифов стоимости электрической энергии и стоимости мощности, отнесенной к объему потребляемой электрической энергии.

При определении стоимости отклонений участников сектора свободной торговли, не являющихся участниками регулируемого сектора, применяются тарифы на электрическую энергию (мощность), поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, утверждаемые органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов. Указанные тарифы применяются в соответствии с утверждаемой федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов методикой расчета стоимости отклонения объемов фактического производства (потребления) электрической энергии в точках (группах точек) поставки участников оптового рынка от объемов планового почасового производства (потребления), основанной на применении тарифов на электрическую энергию (мощность), увеличенных (уменьшенных) в зависимости от причины отклонения (далее именуется – методика расчета стоимости отклонений).

19. В случае нарушения участником сектора свободной торговли требований пункта 14 настоящих Правил (с учетом особенностей, установленных пунктами 15 и 16 настоящих Правил) администратор торговой системы предупреждает его о необходимости устранения нарушения. За неоднократные нарушения или несоблюдение срока их устранения администратор торговой системы вправе исключить такого участника из реестра участников сектора свободной торговли.

19.1. Участник регулируемого сектора может быть лишен права на участие в регулируемом секторе на основании решения федерального органа исполнительной власти в области регулирования тарифов в случаях:

а) неоднократного нарушения данным участником настоящих Правил, в том числе в виде наличия в отношении оплаты электрической энергии (мощности), приобретаемой в регулируемом секторе, и (или) услуг, оказываемых по договорам, заключение которых является условием получения права на участие в регулируемом секторе, задолженности, равной денежным обязательствам более чем за один расчетный период;

б) неучастия данной организации в отношениях по купле-продаже электрической энергии (мощности) в регулируемом секторе более 6 месяцев. Участник регулируемого сектора не может быть лишен права на участие в регулируемом секторе, если его неучастие вызвано уклонением от заключения необходимых в соответствии с настоящими Правилами договоров, обеспечивающих обращение электрической энергии (мощности) в регулируемом секторе оптового рынка, со стороны организаций, оказывающих на оптовом рынке соответствующие услуги, или наличием неурегулированных и переданных в суд разногласий по условиям данных договоров;

в) прекращения обязательств данного участника по договору о присоединении к торговой системе оптового рынка;

г) реорганизации данного участника, если это влечет невозможность осуществления им деятельности по купле-продаже электрической энергии (мощности) в регулируемом секторе;

д) ликвидации данного участника в соответствии с законодательством Российской Федерации.

(п. 19.1 введен Постановлением Правительства РФ от 11.11.2005 № 676)

19.2. Принятие решения о лишении участника регулируемого сектора права на участие в регулируемом секторе является основанием для прекращения соответствующих обязательств по поставке электрической энергии (мощности) в регулируемом секторе.

В случае лишения покупателя права на участие в регулируемом секторе в течение периода регулирования федеральный орган исполнительной власти в области регулирования тарифов принимает решение о применении до конца текущего периода регулирования балансовых решений, принятых в отношении точек (групп точек) поставки этого покупателя, к гарантирующему поставщику или иной энергосбытовой (энергоснабжающей) организации, в границах балансовой принадлежности (зоны деятельности) которой находятся эти точки (группы точек) поставки.

Условием применения указанных балансовых решений является подтверждение органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов соответствующего субъекта Российской Федерации факта заключения в установленном на розничном рынке порядке договоров, необходимых для обеспечения электрической энергией (мощностью) покупателя, лишенного права участия в регулируемом секторе, либо потребителей, для которых он приобретал электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке.

(п. 19.2 введен Постановлением Правительства РФ от 11.11.2005 № 676)

#### **IV. Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка**

20. Условия договора о присоединении к торговой системе оптового рынка определяются администратором торговой системы в соответствии с настоящими Правилами. Администратор торговой системы и системный оператор подписывают договор о присоединении к торговой системе оптового рынка в целях обеспечения функционирования технологической и коммерческой инфраструктуры оптового рынка.

В соответствии с условиями договора о присоединении к торговой системе оптового рынка администратор торговой системы и системный оператор оказывают услуги участникам оптового рынка и владельцам объектов электросетевого хозяйства. Договором о присоединении также предусматриваются порядок взаимодействия между администратором торговой системы и системным оператором, их права и обязанности. Внесение изменений в договор о присоединении к торговой системе оптового рынка осуществляется в порядке, предусмотренном указанным договором.

21. Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка должен включать следующие существенные условия:

- а) права и обязанности сторон и порядок их взаимодействия;
- б) содержание и порядок оплаты услуг, предоставляемых администратором торговой системы участникам оптового рынка, с учетом требований нормативных правовых актов, регулирующих доступ к услугам администратора торговой системы;
- в) содержание и порядок оплаты услуг, предоставляемых системным оператором участникам оптового рынка, с учетом требований нормативных правовых актов, регулирующих доступ к услугам системного оператора;
- г) порядок заключения и исполнения договоров купли-продажи электрической энергии на оптовом рынке;
- д) взаимная ответственность сторон;
- е) основания, условия и порядок внесения в договор изменений и (или) дополнений, включая процедуру рассмотрения соответствующих изменений органами управления администратора торговой системы.

*Участники оптового рынка обязаны полностью выполнить предусмотренные пунктом 22 (с учетом изменений, внесенных Постановлением Правительства РФ от 17.10.2005 № 620) технические требования к системе связи, обеспечивающей передачу данных системному оператору, до истечения 2 лет с даты вступления в силу Постановления Правительства РФ от 17.10.2005 № 620 с соблюдением предусмотренных договором о присоединении к торговой системе оптового рынка этапов введения в действие этих требований.*

22. Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка содержит в том числе:

- а) требования к участникам оптового рынка для допуска к торговой системе, включающие в том числе технические требования к системе связи, обеспечивающей передачу данных системному оператору, этапы введения в действие этих требований, начиная с минимально допустимых (наличие телефонной (голосовой) связи и возможности немедленной передачи системному оператору данных об активной мощности объектов по производству электрической энергии (энергопринимающих устройств участников с регулируемым потреблением), спецификацию оборудования, по которому должна передаваться информация, число каналов связи, их пропускную способность, а также состав передаваемой информации;

(пп. «а» в ред. Постановления Правительства РФ от 17.10.2005 № 620)

- б) порядок допуска участника оптового рынка к торговой системе оптового рынка, включающий:

- процедуру оформления документов для подтверждения соответствия заявителя требованиям, предъявляемым к участникам оптового рынка, с учетом требований нормативных правовых актов, регулирующих доступ к услугам администратора торговой системы;
- процедуру проверки представленных документов;
- порядок заключения договора;

- в) порядок утверждения точек (группы точек) поставки и их отнесения к узлам расчетной модели;

- г) процедуру подачи заявок участниками оптового рынка, включающую:

- процедуру представления системному оператору заявок в форме уведомления о собственном плановом почасовом потреблении и (или) о готовности генерирующих агрегатов поставщиков к работе и передаче этой информации администратору торговой системы;
- процедуру подачи ценовых заявок администратору торговой системы;
- процедуру подачи заявок участниками оптового рынка в секторе отклонений;

(абзац введен Постановлением Правительства РФ от 17.10.2005 № 620)

д) процедуру определения размера и порядка предоставления участниками оптового рынка обеспечения исполнения договоров купли-продажи электрической энергии;

е) процедуру конкурентного отбора ценовых заявок, определения равновесных цен и объемов электрической энергии в секторе свободной торговли, а также планового почасового производства, включающую:

- порядок взаимодействия администратора торговой системы и системного оператора;
- математическую модель централизованного расчета равновесных цен и объемов электрической энергии в секторе свободной торговли и объемов электрической энергии (мощности) в регулируемом секторе;
- порядок учета двусторонних договоров купли-продажи в секторе свободной торговли;
- перечень информации, предоставляемой участникам оптового рынка системным оператором и администратором торговой системы по результатам торговли электрической энергией на оптовом рынке;

ж) процедуру изменения технологических режимов работы объектов электроэнергетики исходя из требования минимизации совокупной стоимости отклонений, включающую:

- порядок взаимодействия администратора торговой системы и системного оператора для обеспечения запланированных технологических режимов;
- установление критериев минимизации стоимости отклонений;
- перечень информации о фактических режимах, передаваемой системным оператором администратору торговой системы и участникам оптового рынка;
- математическую модель централизованного расчета цен и объемов в секторе отклонений;

(абзац введен Постановлением Правительства РФ от 17.10.2005 № 620)

з) особенности коммерческого учета, касающиеся:

- порядка сбора данных коммерческого учета;
- порядка расчета фактических объемов производства/потребления электрической энергии и мощности в точках (группах точек) поставки каждого участника за расчетный период;

и) процедуру определения величин и инициатив отклонений в соответствии с требованиями раздела XI настоящих Правил;

к) порядок определения требований и обязательств участников оптового рынка в секторе свободной торговли, регулируемом секторе и секторе отклонений, а также требований и обязательств по оплате оперативного резерва мощности;

(в ред. Постановления Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

л) порядок проведения расчетов на оптовом рынке;

м) порядок внесения изменений в договор;

н) порядок и срок исполнения решения администратора торговой системы по устранению участниками сектора свободной торговли нарушений настоящих Правил, а также порядок исключения их из реестра участников сектора свободной торговли;

о) порядок контроля за соблюдением настоящих Правил, включая контроль за действиями системного оператора;

п) порядок разрешения споров между субъектами оптового рынка, который может предусматривать процедуру досудебного урегулирования споров.

23. Стоимость части неоплаченных объемов электрической энергии, купленных в секторе свободной торговли, регулируемом секторе и (или) секторе отклонений, определяется в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка или договором купли-продажи электрической энергии в регулируемом секторе в порядке, установленном положениями раздела XI настоящих Правил, регулирующими порядок расчета стоимости отклонений, произошедших по собственной инициативе участника оптового рынка, с применением максимального повышающего коэффициента из предусмотренных методикой расчета стоимости отклонений.

(п. 23 в ред. Постановления Правительства РФ от 17.10.2005 № 620)

## **V. Технологическая и коммерческая инфраструктура оптового рынка электрической энергии**

24. Участники оптового рынка заключают договоры об оказании услуг по передаче электрической энергии с сетевыми организациями, к сетям которых они технологически присоединены.

Передача электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети и территориальным распределительным сетям осуществляется на возмездной договорной основе.

25. В случае, если в соответствии с разделом XIII настоящих Правил владельцы объектов электросетевого хозяйства подпадают под требование оплаты на оптовом рынке потерь электрической энергии в электрических сетях, они обязаны заключить договор о присоединении к торговой системе оптового рынка и производить указанную оплату в соответствии с установленными указанным договором условиями.

26. Оперативно-диспетчерское управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики осуществляется на возмездной договорной основе системным оператором и иными субъектами оперативно-диспетчерского управления в соответствии с настоящими Правилами, иными нормативными правовыми актами, регламентирующими доступ к услугам и оказание услуг по оперативно-диспетчерскому управлению, и договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.

27. Администратор торговой системы оказывает участникам оптового рынка на возмездной договорной основе услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка. Тарифы на указанные услуги устанавливаются федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

Уполномоченный федеральный орган исполнительной власти осуществляет контроль за деятельностью администратора торговой системы, включая контроль за привлечением администратором торговой системы иных организаций в целях обеспечения оказания им услуг по организации функционирования торговой системы оптового рынка.

## **VI. Особенности организации обращения электрической энергии в регулируемом секторе оптового рынка**

28. Основой системы обращения электрической энергии в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений) являются формируемые при участии системного оператора и администратора торговой системы федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов ежегодные сводные прогнозные балансы производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках ЕЭС России.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

Указанные балансы формируются на основе прогнозов объемов потребления электрической энергии.

29. Федеральный орган исполнительной власти в области регулирования тарифов устанавливает для каждого участника регулируемого сектора тарифы на электрическую энергию (мощность), продаваемую на оптовом рынке (далее именуются – тарифы регулируемого сектора), с учетом сформированных сводных прогнозных балансов производства и поставок электрической энергии (мощности).

(в ред. Постановления Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

Убытки или дополнительные доходы, получаемые участниками оптового рынка от участия в отношениях, связанных с обращением электрической энергии в секторе свободной торговли и в секторе отклонений, не учитываются при установлении тарифов регулируемого сектора и (или) на розничном рынке, за исключением случая, указанного в пункте 67 настоящих Правил.

В регулируемом секторе осуществляются расчеты в отношении 85 процентов установленной генерирующей мощности каждого участника регулируемого сектора – поставщика электрической энергии и мощности – в первой ценовой зоне и 95 процентов (в отношении гидроэлектростанций – 98 процентов) – во второй. Расчеты в отношении оставшихся 15, 5 и 2 процентов соответственно не осуществляются. В период действия особого режима работы расчеты в регулируемом секторе во второй ценовой зоне осуществляются в отношении 85 процентов установленной генерирующей мощности определяемых в соответствии с пунктом 4 настоящих Правил гидроэлектростанций. Принимаемый для расчетов объем генерирующей мощности участника регулируемого сектора корректируется с учетом выполнения им запланированного объема рабочей генерирующей мощности, отраженного в уточненном сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии (мощности).

(в ред. Постановления Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

В регулируемом секторе расчеты за установленную генерирующую мощность поставщиков электрической энергии, работа которых необходима для поддержания установленных технологических параметров функционирования ЕЭС России или для поддержания резервов мощности в ЕЭС России, осуществляются в полном объеме, если доходы от их участия в оптовом рынке не обеспечивают установленный уровень экономически обоснованных затрат. Перечень указанных поставщиков определяется федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов совместно с федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим разработку и реализацию государственной социально-экономической политики, и федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим государственную политику в сфере топливно-энергетического комплекса Российской Федерации.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

Совокупная установленная генерирующая мощность электрических станций, принадлежащих поставщикам, включенным в перечень, не может превышать 10 процентов установленной генерирующей мощности электростанций, функционирующих в границах соответствующей ценовой зоны. При определении перечня поставщиков учитываются особенности участия поставщиков в оптовом рынке, связанные с условиями закупки топлива.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

Участники регулируемого сектора – покупатели электрической энергии оплачивают приобретенную ими в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений) электрическую энергию и мощность исходя из стоимости единицы электрической энергии в регулируемом секторе (далее именуется – цена на электрическую энергию и мощность в регулируемом секторе), равной стоимости единицы электрической энергии, увеличенной на стоимость потребляемой указанным участником мощности, отнесенной к объему потребления электрической энергии. При этом стоимость единицы электрической энергии и стоимость потребляемой мощности определяются на основании установленных для данного покупателя тарифов на электрическую энергию (мощность), а объемы потребляемой электрической энергии и мощности определяются в соответствии с утвержденным сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности).

30. Минимальный объем продажи электрической энергии в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений) в каждый час для каждого поставщика определяется размером доли установленной генерирующей мощности, оплачиваемой в регулируемом секторе в соответствии с пунктом 29 настоящих Правил, и рассчитывается исходя из объема производства электрической энергии, запланированного в предварительном диспетчерском графике, с учетом пунктов 4 и 8 настоящих Правил. Указанное требование применяется к объему производства электрической энергии каждым генерирующим объектом каждого поставщика.

(п. 30 в ред. Постановления Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

31. В случае, если по результатам конкурентного отбора ценовых заявок плановые объемы продажи в секторе свободной торговли и минимальные объемы продажи в регулируемом секторе в совокупности не обеспечивают плановое почасовое потребление участников оптового рынка, администратор торговой системы определяет объемы продажи электрической энергии в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений) сверх минимальных. Определение объемов продаж в регулируемом секторе производится с учетом ценовых заявок поставщиков и тарифов на электрическую энергию, установленных для них федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

С учетом положений, установленных пунктом 8 настоящих Правил, оплата дополнительного объема электрической энергии, произведенного поставщиком в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений), осуществляется по тарифу на электрическую энергию, установленному для этого поставщика.

32. Объем продажи электрической энергии поставщиком в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений) определяется как разность между его плановым почасовым производством и плановым объемом продажи в секторе свободной торговли.

33. Объем покупки электрической энергии участником оптового рынка в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений) определяется как разность между его плановым почасовым потреблением и объемом электрической энергии, приобретенным в секторе свободной торговли этим участником и обслуживаемыми им на розничном рынке участниками сектора свободной торговли.

#### **VII. Организация обращения электрической энергии в секторе свободной торговли**

34. Обращение электрической энергии в секторе свободной торговли обеспечивается путем заключения участниками сектора свободной торговли двусторонних договоров купли-продажи электрической энергии и конкурентного отбора ценовых заявок с определением равновесных цен на электрическую энергию и объемов электрической энергии, включаемых в плановые объемы сектора свободной торговли, отдельно для каждой ценовой зоны.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

35. Предельный уровень цен на электрическую энергию, продаваемую производителями на оптовом рынке электрической энергии (мощности) по нерегулируемым ценам, устанавливается федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов и применяется в случае превышения минимальной из цен, указанных в ценовых заявках на продажу, над максимальной из цен, указанных в ценовых заявках на покупку, если при этом на покупку не подано ни одной ценопринимавшей заявки.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

36. Если при проведении конкурентного отбора ценовых заявок администратором торговой системы зафиксированы нарушения требований, установленных договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, или выявлена невозможность определения объемов и (или) равновесных цен, отвечающих требованиям пункта 48 настоящих Правил, а также в иных случаях, предусмотренных договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, администратор торговой системы принимает решение о том, что продажа (покупка) электрической энергии в секторе свободной торговли (включая продажу (покупку) электрической энергии по двусторонним договорам купли-продажи) в целом или на какой-либо ограниченной территории не состоялась. Основания для принятия указанного решения рассматриваются наблюдательным советом администратора торговой системы на очередном заседании. Ответственность должностных лиц администратора торговой системы за принятие необоснованного решения определяется договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.

#### **VIII. Двусторонние договоры купли-продажи электрической энергии в секторе свободной торговли**

37. Каждый покупатель вправе покупать по двусторонним договорам купли-продажи до 30 процентов объема собственного планового почасового потребления электрической энергии в первой ценовой зоне и до 15 процентов – во второй. В период действия особого режима работы покупателя во второй ценовой зоне, определяемые системным оператором при введении в соответствии с пунктом 4 настоящих Правил такого режима, вправе приобретать до 20 процентов объема собственного планового почасового потребления электрической энергии, но исключительно у поставщиков, функционирующих в границах соответствующей ценовой зоны.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

В случае, если совокупный объем электрической энергии, указанный в двусторонних договорах купли-продажи, превышает 30, 15 или 20 процентов соответственно собственного планового почасового потребления покупателя, администратор торговой системы вправе самостоятельно определить объемы электрической энергии (в пределах превышения), не включаемые в плановые объемы сектора свободной торговли.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

Заключенные участниками сектора свободной торговли двусторонние договоры купли-продажи электрической энергии подлежат регистрации администратором торговой системы в порядке, определенном договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, для включения указанных в них объемов электрической энергии в плановые объемы сектора свободной торговли и определения финансовых обязательств участников оптового рынка. При регистрации двусторонних договоров купли-продажи предусматриваются особенности регистрации двусторонних договоров купли-продажи, заключенных с учетом положений пункта 41 настоящих Правил.

38. Покупатель электрической энергии, заключивший двусторонний договор купли-продажи, обязан оплатить поставщику электрической энергии стоимость электрической энергии, определенную в договоре, независимо от плановых объемов покупки электрической энергии данного участника в секторе свободной торговли, если иное не установлено в указанном договоре или договоре о присоединении к торговой системе оптового рынка.

39. Если плановых объемов продажи электрической энергии поставщиком в секторе свободной торговли недостаточно для выполнения его обязательств по поставке электрической энергии по двусторонним договорам купли-продажи, он обязан закупить недостающий объем электрической энергии в секторе свободной торговли в соответствующей ценовой зоне.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

В случае, если стороны двустороннего договора купли-продажи подают ценопринимавшие заявки на указанный в договоре объем электрической энергии, объем электрической энергии определяется в процессе конкурентного отбора ценовых заявок, с учетом очередности, указанной в пункте 52 настоящих Правил.

В случае, если в результате конкурентного отбора ценовых заявок отсутствует возможность включения указанного договорного объема в плановые объемы сектора свободной торговли, устанавливаются следующие особенности расчетов за электрическую энергию в секторе свободной торговли отдельно для каждой ценовой зоны:

(в ред. Постановления Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

- определяются поставщики первой и второй очереди, объемы производства электрической энергии которых были приняты вместо указанного договорного объема;
- не определяются равновесные цены электрической энергии в узлах расчетной модели, к которым относится группа точек поставки поставщика по указанному договору, и группы точек поставки поставщиков первой и второй очереди;
- не учитывается при расчете финансовых обязательств участников в секторе свободной торговли за соответствующий расчетный период стоимость объемов электрической энергии, проданной (купленной) в указанных узлах расчетной модели поставщиком по договору и поставщиками первой и второй очереди.

40. В порядке, определенном договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, продавцы и покупатели электрической энергии, заключившие двусторонние договоры купли-продажи, обязаны на равных со всеми остальными участниками сектора свободной торговли условиях оплачивать потери электрической энергии и стоимость системных ограничений. Размер платы определяется в порядке, установленном договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, на основании разности между равновесными ценами в группах точек поставки покупателя и продавца по каждому договору.

41. Участники сектора свободной торговли, функционирующие в границах одной ценовой зоны и заключившие двусторонний договор купли-продажи электрической энергии, оплачивают потери электрической энергии и не оплачивают стоимость системных ограничений в случае, если точки поставки сторон по договору и объем электрической энергии, указанный в договоре, соответствуют следующим требованиям:

(в ред. Постановления Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

а) между указанными в договоре точками поставки продавца и покупателя отсутствуют существенные системные ограничения нормального режима работы электрических сетей, что подтверждается системным оператором;

б) указанные точки поставки находятся в электрических сетях с номинальным классом напряжения не ниже 220 кВ. За номинальный класс напряжения при определении точек поставки и величины потерь принимается значение первичного номинального напряжения подстанции, к которой присоединен покупатель;

в) протяженность линий электропередачи, рассчитанная по кратчайшему пути, соединяющему указанные точки поставки, составляет не более 80 километров;

г) объем собственного производства электрической энергии поставщика в точке поставки позволяет обеспечить плановое почасовое потребление покупателя, указанное в договоре.

42. В соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка стороны двустороннего договора купли-продажи, указанные в пункте 41 настоящих Правил, по своему усмотрению либо оплачивают потери электрической энергии, либо компенсируют их дополнительным производством электрической энергии. Стоимость и величина указанных потерь электрической энергии определяются расчетным путем как отношение стоимости и величины суммарных потерь в электрических сетях соответствующего номинального класса напряжения, учитываемых в расчете равновесных цен в секторе свободной торговли, к совокупной заявленной мощности в секторе свободной торговли. Расчет стоимости и величины потерь производится отдельно для территорий, определенных федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов для целей расчета тарифа на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

Системный оператор ведет учет двусторонних договоров купли-продажи, в которых указаны точки поставки и объем электрической энергии, соответствующие требованиям, установленным пунктом 41 настоящих Правил, включая требование, касающееся отсутствия существенных системных ограничений.

Системное ограничение не считается существенным для двустороннего договора купли-продажи, если оно позволяет обеспечить переток мощности в объеме, необходимом для исполнения этого договора и всех ранее учтенных системным оператором двусторонних договоров, для которых отсутствуют существенные системные ограничения (без учета иных объемов перетоков мощности, не включенных в указанные двусторонние договоры).

Для определения существенности системных ограничений для двустороннего договора купли-продажи во внимание принимаются исключительно ограничения на переток мощности по электрическим сетям, соединяющим точки поставки сторон этого договора. Информация о таких ограничениях является публичной и раскрывается системным оператором и администратором торговой системы.

#### **IX. Конкурентный отбор ценовых заявок и определение равновесных цен и объемов электрической энергии в секторе свободной торговли**

43. До начала суток фактической поставки электрической энергии, приобретаемой в секторе свободной торговли, администратор торговой системы проводит конкурентный отбор ценовых заявок. Указанный отбор производится в форме расчета почасовых равновесных цен и объемов электрической энергии, включаемых в плановые объемы сектора свободной торговли и формирующих обязательства участников по всем договорам, заключаемым в секторе свободной торговли.

44. Ценовые заявки подаются участниками сектора свободной торговли в отношении каждой точки (группы точек) поставки на каждый час суток.

Каждый участник сектора свободной торговли имеет право подать ценовую заявку на объем электрической энергии, не превышающий установленные пунктами 4 и 6 настоящих Правил предельные значения объемов электрической энергии, продаваемой (покупаемой) в секторе свободной торговли.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

45. При проведении конкурентного отбора ценовых заявок объемы электрической энергии, указанные в ценопринимающих заявках, включаются в плановые объемы сектора свободной торговли, за исключением следующих случаев:

а) отсутствие технологической возможности осуществления поставок электрической энергии в требуемых объемах с учетом объемов продажи электрической энергии в регулируемом секторе;

б) превышение объема электрической энергии, указанного в ценопринимающих заявках покупателей (продавцов), над суммарными объемами электрической энергии, указанными в ценовых заявках продавцов (покупателей) соответственно.

В указанных случаях ценопринимающие заявки удовлетворяются в порядке очередности, определенном в пункте 52 настоящих Правил.

46. При проведении конкурентного отбора ценовых заявок администратор торговой системы учитывает следующие предоставленные системным оператором сведения:

а) действующая (актуальная) для суток торговли расчетная модель;

б) сведения по ограничениям режимов работы гидроэлектростанций;

в) сведения о величине и территориальном размещении резервов мощности или требования к резервам мощности;

г) предварительный диспетчерский график;

д) графики плановых ремонтов генерирующих агрегатов и объектов электросетевого хозяйства;

е) объемы экспорта/импорта электроэнергии.

47. При проведении конкурентного отбора ценовых заявок администратор торговой системы обязан при соблюдении ограничений, указанных в пункте 6 настоящих Правил, и в порядке, установленном договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, включить в плановые объемы сектора свободной торговли объемы электрической энергии, на которые в ценовых заявках поставщиков указана наиболее низкая цена электрической энергии, и объемы электрической энергии покупателей, на которые в ценовых заявках покупателей указана наиболее высокая цена электрической энергии, при условии, что на электрическую энергию указанных поставщиков (покупателей) существует спрос (предложение) с учетом стоимости потерь и системных ограничений.

48. Равновесная цена электрической энергии устанавливается для каждого часа планируемых суток и каждого узла расчетной модели с соблюдением следующих обязательных условий:

а) равновесные цены одинаковы для всех объемов электрической энергии, точка поставки которых отнесена к одному узлу расчетной модели;

б) для поставщика электрической энергии равновесная цена не может быть ниже цены, указанной им в ценовой заявке на объем электрической энергии, отнесенный к соответствующему узлу расчетной модели и включенный администратором торговой системы в плановые объемы сектора свободной торговли;

в) для покупателя электрической энергии равновесная цена не может быть выше цены, указанной им в ценовой заявке на объем электрической энергии, отнесенный к соответствующему узлу расчетной модели и включенный администратором торговой системы в плановые объемы сектора свободной торговли.

Равновесные цены должны отражать стоимость системных ограничений и величину потерь электрической энергии, зависящих от электроэнергетических режимов.

Объемы электрической энергии, включаемые администратором торговой системы в плановые объемы сектора свободной торговли по результатам конкурентного отбора ценовых заявок, устанавливаются для каждого часа планируемых суток и каждой группы точек поставки.

49. В установленной Правительством Российской Федерации каждой ценовой зоне при проведении конкурентного отбора ценовых заявок сопоставляются ценовые заявки, поданные в отношении точек поставки, относящихся к одной ценовой зоне, с учетом объемов перетока электрической энергии между зонами. При этом устанавливаются равновесные цены для каждого узла расчетной модели каждой ценовой зоны.

50. Если по итогам расчетного периода в секторе свободной торговли в соответствующей ценовой зоне финансовые обязательства покупателей превышают финансовые требования поставщиков, в том числе за счет использования ограниченной пропускной способности электрической сети, то сумма превышения учитывается при составлении окончательного расчета по итогам расчетного периода путем увеличения финансовых требований концерна «Росэнергоатом» в данной ценовой зоне для обеспечения выполнения обязанностей эксплуатирующей организации, осуществляющей деятельность в области использования атомной энергии, а на оставшуюся после этого сумму уменьшаются финансовые обязательства покупателей в данной ценовой зоне пропорционально суммарному объему электрической энергии, купленному ими в течение соответствующего расчетного периода в секторе свободной торговли в данной ценовой зоне.

(п. 50 в ред. Постановления Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

51. Порядок расчета равновесных цен и плановых объемов сектора свободной торговли устанавливается в договоре о присоединении к торговой системе оптового рынка.

#### **Х. Специальные случаи расчета равновесных цен в секторе свободной торговли**

52. Заявленные в ценопринимающих заявках и (или) по двусторонним договорам объемы производства электрической энергии включаются в плановые объемы сектора свободной торговли, в следующей очередности:

а) в первую очередь включаются объемы электрической энергии, указанные в ценопринимающих заявках на продажу и производимые:

– с использованием генерирующих мощностей, определенных системным оператором как обеспечивающие системную надежность (системные генераторы) в соответствии с пунктом 54 настоящих Правил;

– на атомных электростанциях в объемах, соответствующих требованиям технологического регламента эксплуатации атомных электростанций и иных нормативных правовых актов Российской Федерации об использовании атомной энергии, а также норм и правил;

б) во вторую очередь включаются объемы электрической энергии, указанные в ценопринимающих заявках на продажу и производимые:



- тепловыми электростанциями в объеме, соответствующем производству электрической энергии в теплофикационном режиме;
- гидроэлектростанциями в объеме, обусловленном технологическими причинами и (или) необходимостью обеспечения экологической безопасности;

в) в третью очередь включаются объемы производства электрической энергии, направляемые участниками оптового рынка для исполнения их обязательств по двусторонним договорам купли-продажи электрической энергии, включая договоры по экспортно-импортным операциям;

г) в четвертую очередь включаются все прочие объемы производства электрической энергии, указанные в ценопринимающих заявках.

Объемы электрической энергии, включаемые в плановые объемы сектора свободной торговли в первую и вторую очередь, направляются на исполнение двухсторонних договоров, если это указано в ценопринимающей заявке.

Если объемы производства третьей очереди не были включены полностью в плановые объемы сектора свободной торговли по причине удовлетворения объемов первой или второй очереди, применяется порядок определения цен и расчета финансовых обязательств, установленный в пункте 39 настоящих Правил.

53. Если в секторе свободной торговли спрос превышает предложение, равновесная цена электрической энергии принимается равной минимальной из цен, указанных в ценовых заявках покупателей на объем электроэнергии, включенный в плановые объемы сектора свободной торговли.

Действие настоящего пункта не распространяется на случаи, указанные в пункте 52 настоящих Правил.

54. Под генерирующими мощностями, обеспечивающими системную надежность (системными генераторами), в настоящих Правилах понимаются генерирующие объекты, без особого режима работы которых в силу их расположения в электрической сети или уникальности характеристик (скорости сброса/набора нагрузки) невозможно обеспечить режимы работы ЕЭС России с заданными параметрами функционирования. Системные генераторы обеспечивают в том числе:

(в ред. Постановления Правительства РФ от 17.10.2005 № 620)

- поддержание уровня напряжения в сети;
- обеспечение необходимого объема пропускной способности сети;
- обеспечение скорости изменения объемов производства электрической энергии, соответствующей скорости изменения объемов потребления электрической энергии в ЕЭС России.

#### **XI. Порядок организации обращения электрической энергии в секторе отклонений**

(в ред. Постановления Правительства РФ от 17.10.2005 № 620)

55. В целях формирования сбалансированного режима производства и потребления электрической энергии и управления режимами работы объектов электроэнергетики системный оператор после определения планового почасового производства и потребления и не позднее чем за час до фактической поставки электрической энергии осуществляет в каждой ценовой зоне отбор заявок на соответствующие отклонения объемы электрической энергии поставщиков электрической энергии (мощности) и участников с регулируемым потреблением на час фактической поставки (далее именуется – отбор заявок в секторе отклонений).

55.1. Стоимость отклонений определяется в соответствии с настоящим разделом для каждого участника регулируемого сектора за расчетный период исходя из:

- цен на электрическую энергию, определяемых при отборе заявок в секторе отклонений для каждого часа и применяемых в зависимости от направления изменения объемов фактического производства (потребления) по сравнению с плановыми объемами (далее именуется – цены для балансирования системы при увеличении (уменьшении) объемов);
- размеров составляющих частей отклонений, рассчитываемых с учетом направления отклонений и причины их возникновения (по собственной инициативе участника оптового рынка или по причине, не зависящей от участника оптового рынка, а вызванной действиями иных участников оптового рынка, владельцев объектов электросетевого хозяйства, администратора торговой системы или системного оператора (далее именуется – внешняя инициатива)).

55.2. Стоимость отклонений в отношении участников сектора свободной торговли, не являющихся участниками регулируемого сектора, а также организаций, осуществляющих экспорт и (или) импорт электрической энергии, определяется в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка с применением тарифов и коэффициентов, предусмотренных методикой расчета стоимости отклонений.

56. Отбор заявок в секторе отклонений осуществляется исходя из критерия минимизации (с учетом текущих условий функционирования ЕЭС России) стоимости объемов электрической энергии, запланированных для производства и потребления в точках (группах точек) поставки поставщиков и участников с регулируемым потреблением по итогам отбора заявок в секторе отклонений (далее именуется – диспетчерские объемы электрической энергии). Указанный отбор производится путем расчета диспетчерских объемов электрической энергии, условной стоимости единицы электрической энергии, соответствующей диспетчерским объемам (далее именуется – индикатор стоимости), и цен для балансирования системы при увеличении (уменьшении) объемов.

При отборе заявок в секторе отклонений диспетчерские объемы электрической энергии и соответствующие им цены рассчитываются с помощью расчетной модели, используемой для конкурентного отбора ценовых заявок в секторе свободной торговли. Значения параметров и ограничений, используемых для описания этой модели, а также предусмотренные пунктом 46 настоящих Правил сведения и прогнозные объемы потребления должны обновляться системным оператором при проведении отбора заявок в секторе отклонений с периодичностью, определенной договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.

*Пункт 56.1 вступает в силу с 20 декабря 2005 года (пункт 4 Постановления Правительства РФ от 17.10.2005 № 620).*

56.1. При отборе в секторе отклонений учитываются следующие типы заявок:

а) ценовые и ценопринимающие заявки поставщиков электрической энергии, поданные ими в секторе свободной торговли на рассматриваемый час фактической поставки;

б) ценовые и ценопринимающие заявки участников регулируемого сектора, для которых в соответствии с пунктом 64 настоящих Правил и договором о присоединении к торговой системе оптового рынка объем продажи (покупки) электрической энергии (мощности) в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений) определяется как разница объемов производства и потребления электроэнергии в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений) и которые не подали ценовые заявки на поставку электрической энергии в секторе свободной торговли по точкам (группам точек) поставки, используемым для определения обязательств по поставке электрической энергии и не зарегистрированным на оптовом рынке отдельно за производителем этой электрической энергии, а также заявки участников с регулируемым потреблением, которые подаются в срок и порядке, определяемые договором о присоединении к торговой системе оптового рынка;

в) ценопринимающие заявки на увеличение или уменьшение объемов производства (потребления) электроэнергии (далее именуются – оперативные заявки), направляемые для корректировки заявок, поданных в соответствии с подпунктами «а» и «б» настоящего пункта. Оперативные заявки подаются системному оператору до начала отбора заявок в секторе отклонений в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.

56.2. Заявки, поданные в отношении точек (групп точек) поставки, прием заявок в отношении которых приостановлен в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, при отборе в секторе отклонений не учитываются.

57. При проведении отбора заявок в секторе отклонений системный оператор в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка включает в диспетчерские объемы электрической энергии те объемы, на которые в заявках, учитываемых при отборе заявок в секторе отклонений в соответствии с пунктами 56.1 и 56.2 настоящих Правил, указана наиболее низкая цена с учетом стоимости потерь и системных ограничений, при условии, что на заявленные объемы прогнозируется соответствующий этим объемам уровень спроса.

57.1. Объемы электрической энергии, указанные в учитываемых ценопринимающих и оперативных заявках, включаются в диспетчерские объемы электрической энергии, за исключением следующих случаев:

а) отсутствие технологической возможности осуществления поставок электрической энергии в требуемых объемах;

б) превышение объема электрической энергии, указанного в ценопринимающих заявках и оперативных заявках на увеличение производства (уменьшение потребления) по отношению к плановому почасовому производству (потреблению), над приростом фактического потребления электрической энергии с учетом потерь, прогнозируемым системным оператором на рассматриваемый час;

в) превышение объема потребления электрической энергии с учетом потерь, прогнозируемого системным оператором на рассматриваемый час, над суммарным плановым почасовым производством, уменьшенным на объем электрической энергии, указанный в ценопринимающих заявках и оперативных заявках на уменьшение производства и увеличение потребления электрической энергии.

57.2. В случаях, указанных в пункте 57.1 настоящих Правил, диспетчерский объем электрической энергии определяется в процессе отбора заявок в секторе отклонений с учетом очередности, установленной пунктом 52 настоящих Правил.

Объемы производства (потребления) электрической энергии, указанные в заявках, не отнесенных к типам заявок, которые учитываются в соответствии с пунктами 56.1 и 56.2 настоящих Правил при отборе в секторе отклонений, а также объемы, на которые не были поданы ценовые заявки, включаются в диспетчерские объемы электрической энергии в последнюю очередь после объемов электрической энергии, указанных в учитываемых при отборе заявках.

58. Величина отклонения по внешней инициативе определяется на каждый час в каждой точке (группе точек) поставки поставщиков и участников с регулируемым потреблением путем сложения разницы между диспетчерским объемом электрической энергии и плановым почасовым производством (потреблением) и величины внеплановых отклонений, возникших по не зависящей от указанных субъектов причине в результате действия систем автоматического регулирования, противоаварийной автоматики и (или) выполнения команд и распоряжений, полученных от системного оператора в течение часа фактической поставки в соответствии с пунктом 62.10 настоящих Правил.

В случае, если в течение часа величина фактического отклонения участника оптового рынка не совпадает с величиной отклонения, произошедшего по внешней инициативе, разница между величиной фактического отклонения и величиной отклонения, произошедшего по внешней инициативе, считается отклонением по его собственной инициативе. Отклонения по собственной инициативе рассчитываются по каждой группе точек поставки.

Отклонения, произошедшие на энергопринимающих объектах потребителей, не относящихся к категории участников с регулируемым потреблением, признаются отклонениями по внешней инициативе, если они возникли в результате введения в установленном порядке ограничения режима потребления по основаниям, не связанным с нарушением такими потребителями своих обязательств по заключенным на оптовом рынке договорам, или в результате объявления в установленном порядке на рассматриваемый час системным оператором аварийной ситуации.

59. Индикаторы стоимости определяются на каждый час суток фактической поставки в каждом узле расчетной модели с соблюдением следующих обязательных условий:

а) индикаторы стоимости одинаковы для всех диспетчерских объемов электрической энергии, отнесенных к одному узлу расчетной модели;

б) индикатор стоимости не может быть ниже указанной поставщиком электрической энергии в заявке, которая учитывается согласно пунктам 56.1 и 56.2 настоящих Правил при отборе заявок в секторе отклонений, цены на объем электрической энергии, включенный в диспетчерский объем электрической энергии для данного поставщика;

в) индикатор стоимости не может быть выше указанной участником с регулируемым потреблением в заявке, которая учитывается согласно пунктам 56.1 и 56.2 настоящих Правил при отборе заявок в секторе отклонений, цены на объем электрической энергии, включенный в диспетчерский объем электрической энергии для данного участника.

59.1. Индикаторы стоимости должны также отражать влияние системных ограничений и стоимость потерь электрической энергии, зависящих от электроэнергетических режимов, соответствующих диспетчерским объемам электрической энергии.

59.2. Цена для балансирования системы при увеличении (уменьшении) объемов определяется на каждый час суток фактической поставки в каждом узле расчетной модели. Ценой для балансирования системы при увеличении объемов является максимальная величина из значения индикатора стоимости и цены сектора свободной торговли в соответствующем узле расчетной модели. Ценой для балансирования системы при уменьшении объемов является минимальная из указанных величин.

60. Предварительно рассчитанные объемы обязательств и требований участников оптового рынка по оплате отклонений определяются за расчетный период как сумма определенных на каждый час расчетного периода расчетных показателей стоимости отклонений.

Расчетный показатель стоимости отклонения участника оптового рынка определяется на каждый час расчетного периода как произведение величины отклонения с учетом его направления на величину, применяемую для расчета стоимости отклонений и определяемую с учетом инициативы отклонения в узле расчетной модели, к которому относится точка (группа точек) поставки данного участника, в соответствии с требованиями настоящего пункта.

При увеличении поставщиками объема производства электрической энергии по внешней инициативе:

- стоимость объемов электрической энергии, указанных в заявках, которые учитываются при отборе заявок в секторе отклонений в соответствии с подпунктами «а» и «б» пункта 56.1 настоящих Правил, в части соответствующего отклонения рассчитывается на основании наибольшей величины из цены для балансирования системы при увеличении объемов и цены, указанной в таких заявках;

- стоимость объемов электрической энергии, производимых на гидроэлектростанциях, гидроаккумулирующих электростанциях (далее именуются – ГАЭС), в части соответствующего отклонения рассчитывается на основании наибольшей величины из цены для балансирования системы при увеличении объемов и утвержденного для данного участника тарифа на электрическую энергию (для ГАЭС – тарифа на электрическую энергию с учетом мощности);

- стоимость объемов электрической энергии, принятых по оперативным заявкам, в части соответствующего отклонения рассчитывается на основании индикатора стоимости;

- стоимость объемов электрической энергии, заявки на которые не подавались или не соответствовали предусмотренным в пунктах 56.1 и 56.2 настоящих Правил требованиям к учитываемым при отборе в секторе отклонений заявкам, в части соответствующего отклонения рассчитывается на основании наибольшей величины из значения индикатора стоимости и утвержденного для данного участника тарифа на электрическую энергию.

При снижении поставщиками объема производства электрической энергии по внешней инициативе:

- стоимость объемов электрической энергии, указанных в заявках, которые учитываются при отборе заявок в секторе отклонений в соответствии с подпунктами «а» и «б» пункта 56.1 настоящих Правил, в части соответствующего отклонения рассчитывается на основании наименьшей величины из цены для балансирования системы при уменьшении объемов и цены, указанной в таких заявках;

- стоимость объемов электрической энергии, производимых на гидроэлектростанциях и ГАЭС, в части соответствующего отклонения рассчитывается на основании наименьшей величины из цены для балансирования системы при уменьшении объемов и утвержденного для данного участника тарифа на электрическую энергию (для ГАЭС – тарифа на электрическую энергию, покупаемую ими на оптовом рынке);

- стоимость объемов электрической энергии, принятых по оперативным заявкам, в части соответствующего отклонения рассчитывается на основании индикатора стоимости;

- стоимость объемов электрической энергии, заявки на которые не подавались или не соответствовали предусмотренным в пунктах 56.1 и 56.2 настоящих Правил требованиям к учитываемым при отборе в секторе отклонений заявкам, в части соответствующего отклонения рассчитывается на основании наименьшей величины из значения индикатора стоимости и утвержденного для данного участника тарифа на электрическую энергию.

При увеличении объема производства электрической энергии по собственной инициативе стоимость соответствующего отклонения рассчитывается на основании наименьшей величины из цены для балансирования системы при уменьшении объемов и утвержденного для данного участника тарифа на электрическую энергию.

При снижении объема производства электрической энергии по собственной инициативе стоимость соответствующего отклонения рассчитывается на основании наибольшей величины из цены для балансирования системы при увеличении объемов и утвержденного для данного участника тарифа на электрическую энергию с учетом мощности.

При увеличении покупателями объема потребления электрической энергии по собственной инициативе стоимость соответствующего отклонения рассчитывается на основании наибольшей величины из цены для балансирования системы при увеличении объемов и цены на электрическую энергию и мощность в регулируемом секторе.

При снижении покупателями объема потребления электрической энергии по внешней инициативе стоимость соответствующего отклонения участников с регулируемым потреблением рассчитывается на основании наибольшей величины из значения индикатора стоимости и цены в заявке, учитываемой при отборе заявок в секторе отклонений в соответствии с пунктами 56.1 и 56.2 настоящих Правил, стоимость соответствующего отклонения у иных категорий покупателей – на основании удвоенной наибольшей величины из цены для балансирования системы при увеличении объемов и цены на электрическую энергию и мощность в регулируемом секторе.

При увеличении покупателями объема потребления электрической энергии по внешней инициативе стоимость соответствующего отклонения участников с регулируемым потреблением рассчитывается на основании наименьшей величины из значения индикатора стоимости и цены в заявке, учитываемой при отборе заявок в секторе отклонений в соответствии с пунктами 56.1 и 56.2 настоящих Правил, стоимость соответствующего отклонения у иных категорий покупателей – на основании уменьшенной вдвое наименьшей величины из цены для балансирования системы при уменьшении объемов и утвержденного для данных категорий покупателей тарифа на электрическую энергию.

При снижении покупателями объема потребления электрической энергии по собственной инициативе стоимость соответствующего отклонения рассчитывается на основании наименьшей величины из цены для балансирования системы при уменьшении объемов и утвержденного для данного участника тарифа на электрическую энергию.

В качестве указанных в настоящем пункте тарифов регулируемого сектора применяются тарифы, установленные для участника оптового рынка в отношении генерирующего объекта и (или) группы точек поставки, где зафиксированы соответствующие отклонения.

Указанный в настоящем пункте тариф на электрическую энергию с учетом мощности определяется для поставщика как сумма тарифа на электрическую энергию поставщика и величины, равной отношению произведения генерирующей мощности и тарифа на генерирующую мощность данного поставщика к объему электрической энергии, включенному в сводный прогнозный баланс производства и поставок электрической энергии (мощности) для данного поставщика.

В случае, если какой-либо из указанных в настоящем пункте тарифов на покупку (продажу) для участника регулируемого сектора не установлен, применяется действовавший на 20 октября 2005 г. тариф, утвержденный федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов.

61. При проведении отбора заявок в секторе отклонений на час фактической поставки системный оператор также рассчитывает почасовые прогнозные величины диспетчерских объемов электрической энергии, индикаторов стоимости и цен для балансирования системы при увеличении (уменьшении) объемов на 6-часовой период, следующий за часом фактической поставки.

В случае, если при проведении отбора заявок в секторе отклонений системным оператором выявлена невозможность определения соответствующих системным ограничениям объемов или реализации рассчитанных электроэнергетических режимов, а также в иных случаях, предусмотренных договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, системный оператор принимает решение о применении для соответствующего часа фактической поставки прогнозных величин диспетчерских объемов, индикаторов стоимости и цен для балансирования системы при увеличении (уменьшении) объемов, рассчитанных на данный час при проведении отбора заявок на ближайший по времени к рассматриваемому час, соответствующий сложившимся условиям.

В случае, если администратором торговой системы зафиксированы нарушения установленных договором о присоединении к торговой системе оптового рынка требований к порядку проведения отбора заявок в секторе отклонений, расчет стоимости отклонений в ценовой зоне в целом или в отдельной ее части осуществляется с применением предоставленных системным оператором прогнозных величин, определенных на данный час при проведении отбора заявок на предыдущие часы фактической поставки, а в случае отсутствия прогнозных величин – с применением индикаторов стоимости, рассчитанных для дня, аналогичного дню фактической поставки по условиям функционирования ЕЭС России.

В случае, если после выставления участникам счетов по итогам расчетного периода в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка выявлена необходимость перерасчета обязательств и требований участников оптового рынка по оплате отклонений по указанным в абзаце третьем настоящего пункта основаниям или в связи с обнаружением факта определения объемов и инициатив отклонений с нарушением установленного порядка, результаты указанного перерасчета учитываются при осуществлении расчетов обязательств и требований участников по оплате отклонений в следующих расчетных периодах.

62. При формировании предварительного диспетчерского графика в соответствии с пунктом 4 настоящих Правил системный оператор определяет максимальные и минимальные почасовые значения генерирующей мощности объектов по производству электрической энергии. По результатам конкурентного отбора заявок в секторе свободной торговли системный оператор выдает на каждый час в отношении отдельных групп точек поставки, удовлетворяющих определенным им условиям, диспетчерские команды и (или) распоряжения о снижении максимальных почасовых значений мощности электростанций на определенный объем генерирующей мощности (далее именуется – внешняя регулировочная инициатива).

После проведения конкурентного отбора заявок в секторе свободной торговли до начала отбора заявок в секторе отклонений системный оператор определяет суммарный объем генерирующей мощности, на который должны быть дополнительно снижены или увеличены соответственно максимальные или минимальные почасовые значения генерирующей мощности объектов по производству электрической энергии, и по результатам отбора заявок в секторе отклонений выдает на каждый час в отношении отдельных групп точек поставки, удовлетворяющих определенным им условиям, диспетчерские команды о снижении (увеличении) по сравнению с ранее запланированными значениями максимальных (минимальных) почасовых значений генерирующей мощности электростанций на величину, в совокупности соответствующую указанному суммарному объему (далее именуется – оперативная внешняя регулировочная инициатива по уменьшению (увеличению)).

В случае, если определенное системным оператором максимальное (минимальное) значение генерирующей мощности объекта по производству электрической энергии изменяется без соответствующей внешней регулировочной инициативы системного оператора, такое изменение считается произведенным по собственной инициативе поставщика (далее именуется – собственная регулировочная инициатива по уменьшению (увеличению)).

62.1. Отклонение по внешней регулировочной инициативе определяется для поставщика как объем электрической энергии, соответствующий величине, на которую максимальный объем электрической энергии, указанный в поданной для участия в секторе свободной торговли заявке по цене, уровень которой ниже равновесной цены сектора свободной торговли, и не превышающий объем, производимый с использованием соответствующей установленному системным оператором максимальному значению генерирующей мощности (до его снижения по внешней регулировочной инициативе, но с учетом снижения по собственной регулировочной инициативе), превышает максимальный объем из следующих объемов:

- а) объем планового почасового производства электрической энергии, суммированный с объемом, составляющим отклонение по внешней инициативе;
- б) объем электрической энергии, производимой с использованием соответствующей сниженному по внешней регулировочной инициативе максимальному значению генерирующей мощности;
- в) фактический объем производства электрической энергии, учитываемый в данной группе точек поставки в соответствующий час.

62.2. Отклонение по оперативной внешней регулировочной инициативе по уменьшению в секторе отклонений определяется для поставщика как объем электрической энергии, соответствующий величине, на которую максимальный объем электрической энергии, указанный в поданной для участия в секторе свободной торговли заявке по цене, уровень которой ниже индикатора стоимости, и не превышающий объем электрической энергии, производимый с использованием соответствующей установленному системным оператором максимальному значению генерирующей мощности (до его снижения по оперативной внешней регулировочной инициативе, но с учетом снижения по собственной регулировочной инициативе), превышает максимальный объем из следующих объемов:

- а) объем планового почасового производства электрической энергии;
- б) объем планового почасового производства электрической энергии, суммированный с объемом, составляющим отклонение по внешней инициативе;
- в) объем фактического производства электрической энергии, учитываемый в данной группе точек поставки в соответствующий час;
- г) объем электрической энергии, производимый с использованием соответствующей сниженному по оперативной внешней регулировочной инициативе максимальному значению генерирующей мощности.

62.3. Отклонение по оперативной внешней регулировочной инициативе по увеличению в секторе отклонений определяется для поставщика как объем электрической энергии, соответствующий величине, на которую минимальный объем из объемов, указанных в подпунктах «а» – «в» пункта 62.2, и объема электрической энергии, производимого с использованием соответствующей увеличенному по оперативной внешней регулировочной инициативе минимальному значению генерирующей мощности, превышает минимальный объем электрической энергии, указанный в поданной для участия в секторе свободной торговли заявке по цене, уровень которой выше индикатора стоимости, и превышающий объем электрической энергии, производимый с использованием соответствующей установленному системным оператором минимальному значению генерирующей мощности (до его увеличения по оперативной внешней регулировочной инициативе, но с учетом увеличения по собственной регулировочной инициативе).

62.4. Отклонение по собственной регулировочной инициативе по уменьшению определяется как разница между объемом электрической энергии, производимым с использованием соответствующей установленному системным оператором максимальному значению генерирующей мощности (до его снижения по внешней регулировочной инициативе), и объемом, производимым с использованием генерирующей мощности, которую поставщик готов предоставить в данный час. Отклонение по собственной регулировочной инициативе по увеличению определяется как разница между объемом электрической энергии, производимым с использованием генерирующей мощности, которую поставщик готов предоставить в данный час, и объемом, производимым с использованием соответствующей установленному системным оператором минимальному значению генерирующей мощности (до его увеличения по внешней регулировочной инициативе).

62.5. Предварительно рассчитанный объем требований поставщика увеличивается на:

- стоимость отклонения по внешней регулировочной инициативе, определяемую как произведение величины такого отклонения и разницы между равновесной ценой в секторе свободной торговли и ценой, указанной таким поставщиком в отношении соответствующего объема электрической энергии в ценовой заявке, поданной для участия в конкурентном отборе ценовых заявок в секторе свободной торговли, если указанный поставщик не подал на рассматриваемый час оперативную ценопринимаящую заявку на уменьшение объемов производства;
- стоимость отклонения по оперативной внешней регулировочной инициативе по уменьшению в секторе отклонений, определяемую как произведение величины такого отклонения и разницы между величиной, применяемой в соответствии с пунктом 60 настоящих Правил для расчета стоимости отклонений при увеличении объема производства электрической энергии по внешней инициативе, и ценой, указанной таким поставщиком в отношении соответствующего объема электрической энергии в заявке, поданной для участия при отборе заявок в секторе отклонений, если указанный поставщик не подал на рассматриваемый час оперативную ценопринимаящую заявку на уменьшение объемов производства;
- стоимость отклонения по оперативной внешней регулировочной инициативе по увеличению в секторе отклонений, определяемую как произведение величины такого отклонения и разницы между ценой, указанной таким поставщиком в отношении соответствующего объема электрической энергии в заявке, поданной для участия при отборе заявок в секторе отклонений, и величиной, применяемой в соответствии с пунктом 60 настоящих Правил для расчета стоимости отклонений при снижении объема производства электрической энергии по внешней инициативе, если указанный поставщик не подал на рассматриваемый час оперативную ценопринимаящую заявку на увеличение объемов производства.

Отклонения по собственной регулировочной инициативе поставщику электрической энергии иными участниками оптового рынка не оплачиваются.

62.6. Для оплаты отклонений, вызванных предоставлением участником оптового рынка услуг в соответствии с требованиями раздела XIV настоящих Правил, федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов устанавливаются специальные коэффициенты, отражающие причины возникновения отклонений и характер услуги, при предоставлении которой указанные отклонения произошли.

*Пункт 62.7 вступает в силу с 20 января 2006 года (пункт 4 Постановления Правительства РФ от 17.10.2005 № 620).*

62.7. Поставщики и участники с регулируемым потреблением вправе заключать двусторонние договоры купли-продажи электрической энергии в объемах, соответствующих отклонениям, с указанием их причины и направления, но не превышающих объем электрической энергии, продажа которого в соответствии с настоящими Правилами допускается по свободным (нерегулируемым) ценам, в любых точках (группах точек) поставки одной ценовой зоны, за исключением точек (групп точек) поставки, прием заявок по которым приостановлен в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка. Объемы электрической энергии, указанные в таких двусторонних договорах, включаются в диспетчерские объемы электрической энергии на общих основаниях (в том числе в соответствии с требованиями пунктов 56.1 и 56.2 настоящих Правил к учету заявок при отборе в секторе отклонений).

Указанные двусторонние договоры подлежат регистрации администратором торговой системы в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.

В случае, если совокупный объем электрической энергии по всем заключенным участником оптового рынка двусторонним договорам купли-продажи электрической энергии по свободным (нерегулируемым) ценам превышает объем электрической энергии, продажа которого в соответствии с настоящими Правилами допускается по свободным (нерегулируемым) ценам, администратор торговой системы вправе самостоятельно определить объемы электрической энергии (в пределах величины такого превышения), не включаемые в объемы электрической энергии по этим двусторонним договорам в секторе отклонений в данный час.

Покупатель по двустороннему договору купли-продажи электрической энергии в секторе отклонений оплачивает продавцу фактически поставленный в рамках договора объем электрической энергии по определенной в договоре цене. Отклонения сверх договорного объема оплачиваются в соответствии с пунктом 60 настоящих Правил.

Участники оптового рынка, заключившие двусторонние договоры купли-продажи электрической энергии в секторе отклонений, оплачивают в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка разницу между расчетными показателями стоимости отклонений в группах точек поставки покупателя и продавца электрической энергии по каждому договору. Отклонения, оплачиваемые по двусторонним договорам купли-продажи электрической энергии в секторе отклонений, учитываются при распределении разницы между суммой предварительно рассчитанных объемов обязательств и суммой предварительно рассчитанных объемов требований в соответствии с пунктом 62.8 настоящих Правил.

62.8. В случае, если в секторе отклонений сумма предварительно рассчитанных объемов обязательств участников по оплате отклонений отличается от суммы предварительно рассчитанных объемов требований по оплате отклонений в одной ценовой зоне, указанная разница учитывается при составлении окончательного расчета по итогам расчетного периода путем корректировки предварительно рассчитанных объемов обязательств и требований участников данной ценовой зоны в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка с учетом следующих требований:

а) если сумма предварительно рассчитанных объемов обязательств превышает сумму предварительно рассчитанных объемов требований, разница между указанными величинами распределяется среди всех поставщиков и участников с регулируемым потреблением пропорционально сумме величин составляющих частей отклонений, возникших в результате исполнения внешней инициативы, за расчетный период путем уменьшения их обязательств и (или) увеличения требований. Также в случаях и порядке, предусмотренных договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, часть указанной разницы может распределяться среди покупателей, увеличение (снижение) объемов потребления по собственной инициативе которых не превышает определенную этим договором величину;

б) если сумма предварительно рассчитанных объемов обязательств меньше суммы предварительно рассчитанных объемов требований, разница между указанными величинами распределяется среди всех поставщиков и покупателей пропорционально сумме составляющих величин отклонений по собственной инициативе участников за расчетный период путем увеличения их обязательств и (или) уменьшения требований. Также в случаях и порядке, предусмотренных договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, часть указанной разницы может распределяться среди участников оптового рынка, отклонения которых возникли в результате исполнения внешней инициативы.

62.9. Итоговая стоимость отклонений за расчетный период определяется для участника оптового рынка как предварительно рассчитанный объем обязательства (требования) по оплате отклонений, скорректированный на объем обязательств по оплате отклонений по двусторонним договорам купли-продажи электрической энергии с учетом разницы между расчетными показателями стоимости отклонений в группах точек поставки покупателя и продавца, оплачиваемой в соответствии с пунктом 62.7 настоящих Правил, и на распределенную в соответствии с пунктом 62.8 настоящих Правил часть разницы между суммой предварительно рассчитанных объемов обязательств и суммой предварительно рассчитанных объемов требований.

62.10. В случае, если после проведения отбора заявок в секторе отклонений параметры расчетной модели, в частности, системные ограничения, а также производство или потребление на час фактического производства и потребления электрической энергии отличаются от используемых при проведении отбора, системный оператор управляет технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей так, чтобы при соблюдении нормативов функционирования ЕЭС России и качества электрической энергии обеспечить минимально возможную стоимость электрической энергии, компенсирующую отклонения участников оптового рынка, произошедшие по собственной инициативе участника.

62.11. Системный оператор ведет учет оперативных диспетчерских команд, выданных участникам рынка, инициатив субъектов оптового рынка (владельцев объектов электросетевого хозяйства, администратора торговой системы и системного оператора), а также изменений системных ограничений, повлекших отклонения.

Указанную информацию системный оператор передает администратору торговой системы и участникам оптового рынка в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.

62.12. Для обеспечения возможности получения команд по изменению активной мощности и контроля за их исполнением поставщики и участники с регулируемым потреблением обеспечивают постоянное информационное взаимодействие с системным оператором в соответствии с техническими требованиями, установленными договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.

## **XII. Особенности участия отдельных категорий поставщиков и покупателей электрической энергии в отношениях, связанных с обращением электрической энергии на оптовом рынке**

63. В отношении объемов электрической энергии, производимой на гидроэлектростанциях в связи с технологической необходимостью и (или) обеспечением экологической безопасности, поставщики – участники сектора свободной торговли имеют право подавать только ценопринимающие заявки, что не лишает их права на заключение двусторонних договоров купли-продажи электрической энергии.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

64. Участие акционерных обществ энергетики и электрификации в оптовом рынке осуществляется в соответствии со следующими особенностями:

а) плановые и фактические режимы работы электростанций, входящих в состав акционерных обществ энергетики и электрификации, а также объемы продажи (покупки) электрической энергии в секторе свободной торговли и в секторе отклонений устанавливаются и реализуются раздельно по объемам производства и по объемам потребления электрической энергии данного акционерного общества энергетики и электрификации и в соответствии с общими для всех участников оптового рынка правилами;

б) акционерное общество энергетики и электрификации подает администратору торговой системы отдельные ценовые заявки на поставку и на покупку электрической энергии для участия в конкурентном отборе ценовых заявок в секторе свободной торговли;

в) объем продажи (покупки) электроэнергии и мощности акционерными обществами энергетики и электрификации в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений) равен разнице объемов продажи и покупки электроэнергии в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений), определенных в соответствии с настоящими Правилами, суммированных за расчетный период;

г) в целях планирования и ведения технологических режимов производства и потребления электрической энергии, а также с целью определения равновесных цен на продажу и покупку электрической энергии в секторе свободной торговли и определения стоимости отклонений в секторе отклонений акционерное общество энергетики и электрификации рассматривается как два отдельных участника – поставщик и покупатель.

65. Организации, осуществляющие экспортно-импортные операции, – участники регулируемого сектора, не являющиеся участниками сектора свободной торговли, продают (покупают) электрическую энергию в объемах планового почасового производства (потребления), необходимую для исполнения договоров, по которым проводятся такие операции в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений).

Отклонения, произошедшие в указанных организациях в результате исполнения договоров, по которым проводятся экспортно-импортные операции, заключенных до даты вступления в силу настоящих Правил, суммируются по всем точкам поставки, относящимся к отдельному договору, а также по часам (суткам) расчетного периода.

66. Для организаций, владеющих объектами потребления и генерирующими объектами и не являющихся участниками регулируемого сектора, устанавливаются следующие особенности участия в оптовом рынке:

а) точки поставки на оптовом рынке совпадают с точками поставки на розничном рынке (место в электрической сети, используемое для определения и исполнения обязательств участником розничного рынка);

б) в случае продажи такими организациями электрической энергии в секторе свободной торговли к ним применяются требования настоящих Правил, установленные для поставщиков электрической энергии;

в) в случае покупки такими организациями электрической энергии в секторе свободной торговли к ним применяются требования настоящих Правил, установленные для покупателей электрической энергии.

Указанные требования не распространяются на объем электрической энергии, используемый для внутреннего потребления.

67. Федеральный орган исполнительной власти в области регулирования тарифов определяет объем средств, необходимых для обеспечения деятельности и выполнения обязанностей эксплуатирующей организации атомных электростанций концерна «Росэнергоатом». В случае нехватки средств, образовавшейся в силу сложившихся цен на электрическую энергию в свободном секторе, их недостаток определяется как разница между необходимой валовой выручкой, установленной на расчетный период регулирования, и выручкой на оптовом рынке с учетом выручки в секторе свободной торговли и компенсируется соответствующим увеличением тарифа на генерирующую мощность в регулируемом секторе оптового рынка.

(в ред. Постановлений Правительства РФ от 16.02.2005 № 81, от 15.04.2005 № 219)

### **XIII. Порядок оплаты сетевыми организациями потерь электрической энергии**

68. Потери электрической энергии, не учтенные в тарифах (ценах) на электрическую энергию в регулируемом секторе и в секторе свободной торговли, оплачиваются на оптовом рынке владельцами объектов электросетевого хозяйства – участниками оптового рынка.

69. До образования сетевых компаний, созданных на базе электрических сетей акционерных обществ энергетики и электрификации, указанные акционерные общества компенсируют потери электрической энергии за счет собственного производства электрической энергии и (или) оплачивают потери на оптовом рынке в составе тарифов (цен) на электрическую энергию в регулируемом секторе и в секторе свободной торговли.

70. Потери электрической энергии в любых электрических сетях независимо от их собственника, не учтенные в тарифах (ценах) на электрическую энергию в регулируемом секторе и в секторе свободной торговли, а также в объемах фактического почасового потребления участников оптового рынка, оплачиваются на оптовом рынке по тарифам регулируемого сектора организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью.

Расходы по оплате указанных потерь компенсируются организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью иными владельцами объектов электросетевого хозяйства в процессе осуществления взаиморасчетов.

### **XIV. Особенности коммерческого учета электрической энергии**

71. Особенности коммерческого учета электрической энергии в точках поставки определяются настоящими Правилами, иными нормативными правовыми актами и договором о присоединении к торговой системе оптового рынка с учетом следующих требований:

а) для определения фактических почасовых объемов поставки (потребления) электрической энергии используются данные измерений, выполненных с помощью средств коммерческого учета, которые обеспечивают хранение данных измерений (интервальный учет);

б) при отсутствии средств интервального учета для определения фактических почасовых объемов поставки (потребления) электрической энергии используются данные измерений, выполненных с помощью средств коммерческого учета, обеспечивающих учет электрической энергии суммарно на определенный момент времени (интегральный учет).

При использовании интегрального учета применяются математические методы на основании данных оперативно-измерительного комплекса системного оператора (при их наличии) или согласованных системным оператором графиков потребления (производства) электрической энергии. При этом суммарно за расчетный период величина фактических почасовых объемов потребления электрической энергии должна быть равна показателям, полученным при интегральном учете.

72. Администратор торговой системы обеспечивает создание системы коммерческого учета, обеспечивающей получение сбалансированных данных о фактическом производстве (потреблении) электрической энергии на оптовом рынке с учетом потерь.

**XV. Оплата оперативного резерва мощности,  
а также услуг, предоставляемых участниками на оптовом рынке**

(в ред. Постановления Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

73. В течение переходного периода предоставление оперативного резерва мощности, а также оказание услуг по поддержанию частоты в системе и обеспечению контроля напряжения и реактивной мощности осуществляются участниками оптового рынка в секторе свободной торговли и в регулируемом секторе с учетом сектора отклонений.

(в ред. Постановлений Правительства РФ от 15.04.2005 № 219, от 17.10.2005 № 620)

74. В секторе отклонений оперативный резерв мощности оплачивается поставщикам, объемы продаж электрической энергии которых в секторе свободной торговли ограничиваются из-за необходимости резервирования части мощности, в соответствии с пунктом 62 настоящих Правил.

(п. 74 в ред. Постановления Правительства РФ от 17.10.2005 № 620)

75. Выбор поставщиков услуг, указанных в пункте 73 настоящих Правил, осуществляется системным оператором совместно с администратором торговой системы исходя из минимизации их суммарной стоимости.

76. Для расчета стоимости отклонений потребителей с управляемой нагрузкой, вызванных предоставлением ими услуг на оптовом рынке, применяются специальные величины, предусмотренные подпунктом «б» пункта 60 настоящих Правил.

(п. 76 в ред. Постановления Правительства РФ от 17.10.2005 № 620)



**ПЕРЕЧЕНЬ  
СУБЪЕКТОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ, ТЕРРИТОРИИ КОТОРЫХ  
ОБЪЕДИНЕНЫ В ЦЕНОВЫЕ ЗОНЫ ОПТОВОГО РЫНКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ  
ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ) ПЕРЕХОДНОГО ПЕРИОДА**

(в ред. Постановления Правительства РФ от 15.04.2005 № 219)

**I. Первая ценовая зона (зона Европы и Урала)**

Республика Адыгея, Республика Башкортостан, Республика Дагестан, Республика Ингушетия, Кабардино-Балкарская Республика, Республика Калмыкия, Карачаево-Черкесская Республика, Республика Карелия, Республика Марий Эл, Республика Мордовия, Республика Северная Осетия – Алания, Республика Татарстан, Удмуртская Республика, Чеченская Республика, Чувашская Республика

Краснодарский край, Ставропольский край

Астраханская область, Белгородская область, Брянская область, Владимирская область, Волгоградская область, Вологодская область, Воронежская область, Ивановская область, Калужская область, Кировская область, Костромская область, Курганская область, Курская область, Ленинградская область, Липецкая область, Московская область, Мурманская область, Нижегородская область, Новгородская область, Оренбургская область, Орловская область, Пензенская область, Пермская область, Псковская область, Ростовская область, Рязанская область, Самарская область, Саратовская область, Свердловская область, Смоленская область, Тамбовская область, Тверская область, часть территории Томской области, для которой электрическая энергия поставляется с территории объединенной энергетической системы Урала, Тульская область, Тюменская область, Ульяновская область, Челябинская область, Ярославская область

г. Москва, г. Санкт-Петербург

Коми-Пермяцкий автономный округ, Ненецкий автономный округ, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Ямало-Ненецкий автономный округ

**II. Вторая ценовая зона (зона Сибири)**

Республика Алтай, Республика Бурятия, Республика Тыва, Республика Хакасия

Алтайский край, Красноярский край

Иркутская область, Кемеровская область, Новосибирская область, Омская область, Томская область, за исключением территории, входящей в первую ценовую зону, Читинская область

Агинский Бурятский автономный округ, Усть-Ордынский Бурятский автономный округ.

*Примечание к документу:*

*изменения, внесенные Постановлением Правительства РФ от 11.11.2005 № 676, вступили в силу с 15 ноября 2005 года.*



**ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ПОСТАНОВЛЕНИЕ**  
**от 28 октября 2003 г. № 648**

**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ПОЛОЖЕНИЯ ОБ ОТНЕСЕНИИ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО  
ХОЗЯЙСТВА К ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ  
И О ВЕДЕНИИ РЕЕСТРА ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА, ВХОДЯЩИХ  
В ЕДИНУЮ НАЦИОНАЛЬНУЮ (ОБЩЕРОССИЙСКУЮ) ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ СЕТЬ**

(в ред. Постановления Правительства РФ от 07.10.2004 № 530)

В соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике» Правительство Российской Федерации постановляет:

Утвердить прилагаемое Положение об отнесении объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети и о ведении реестра объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть.

*Председатель Правительства  
Российской Федерации  
М. КАСЬЯНОВ*

Утверждено  
Постановлением Правительства  
Российской Федерации  
от 28 октября 2003 года № 648

**ПОЛОЖЕНИЕ  
ОБ ОТНЕСЕНИИ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА К ЕДИНОЙ  
НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И О ВЕДЕНИИ  
РЕЕСТРА ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА, ВХОДЯЩИХ В ЕДИНУЮ  
НАЦИОНАЛЬНУЮ (ОБЩЕРОССИЙСКУЮ) ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ СЕТЬ**

(в ред. Постановления Правительства РФ от 07.10.2004 № 530)

**I. Общие положения**

1. Настоящее Положение, разработанное в соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике», устанавливает условия отнесения объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети и порядок ведения реестра объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть.

2. Термины, используемые в настоящем Положении, означают следующее:

**«реестр»** – реестр объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть. Реестр представляет собой единую государственную систему записей о составе, месте нахождения, технических и технологических характеристиках объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, их собственниках или иных законных владельцев;

**«реестровый номер»** – не повторяющийся на территории Российской Федерации номер объекта электросетевого хозяйства, который присваивается ему при включении в реестр в соответствии с процедурой, установленной настоящим Положением, и сохраняется, пока данный объект существует.

Понятия «единая национальная (общероссийская) электрическая сеть» и «объекты электросетевого хозяйства» употребляются в значениях, предусмотренных Федеральным законом «Об электроэнергетике».

**II. Условия отнесения объектов электросетевого хозяйства  
к единой национальной (общероссийской) электрической сети  
и включения их в реестр**

3. Решение об отнесении объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети и о включении их в реестр принимается Министерством промышленности и энергетики Российской Федерации по предложению постоянно действующей рабочей группы (далее – рабочая группа), которая образуется в составе 5 человек. В состав рабочей группы входят представители Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации, Министерства экономического развития и торговли Российской Федерации, открытого акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (далее – организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью) и открытого акционерного общества «Системный оператор – центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы» (далее – системный оператор), а также представитель иного заинтересованного федерального органа исполнительной власти или организации.

Регламент деятельности рабочей группы по отнесению объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети утверждается Министерством промышленности и энергетики Российской Федерации.

4. Условием отнесения объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети и включения их в реестр является их соответствие критериям отнесения магистральных линий электропередачи и объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети, утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации от 21 декабря 2001 г. № 881 (далее – критерии).

Отнесение объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети и включение их в реестр осуществляются в течение 2 месяцев со дня поступления в рабочую группу заявления:

- собственника или иного законного владельца указанных объектов электросетевого хозяйства;
- Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации;
- организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью;
- системного оператора.

5. Собственники или иные законные владельцы объектов электросетевого хозяйства, в отношении которых рассматривается вопрос об их отнесении к единой национальной (общероссийской) электрической сети и включении в реестр, представляют в рабочую группу следующие сведения и документы:

- полное наименование объекта электросетевого хозяйства с указанием его места нахождения и с приложением территориального плана-схемы;
- паспорт объекта электросетевого хозяйства, включающий полный перечень основного электротехнического оборудования, устройств, зданий и сооружений, входящих в состав объекта электросетевого хозяйства, в том числе их проектно-технологические характеристики;

- сведения о напряжении и протяженности линий электропередачи, максимальной электрической мощности энергетических установок (энергопринимающих устройств), присоединенных к объекту электросетевого хозяйства (количество и мощность подключаемых к сети генераторов и трансформаторов и их характеристики);
- главная схема электрических соединений выдачи и (или) приема электрической мощности;
- проектная документация на объект электросетевого хозяйства;
- сведения о наличии или об отсутствии государственной регистрации прав на объект (в случае наличия государственной регистрации прав – нотариально заверенная копия свидетельства о государственной регистрации прав), иные документы, подтверждающие права на объект электросетевого хозяйства, возникшие до момента вступления в силу Федерального закона «О государственной регистрации прав на недвижимое имущество и сделок с ним».

Копии указанных документов должны быть прошиты, пронумерованы, заверены подписью руководителя или иного лица, уполномоченного на это учредительными документами, и печатью организации-собственника или иного законного владельца объектов электросетевого хозяйства, в отношении которых рассматривается вопрос о включении их в реестр.

6. Перед принятием решения об отнесении объекта электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети и о включении его в реестр рабочая группа осуществляет проверку его соответствия критериям.

В случае принятия рабочей группой решения о необходимости проведения обследования объекта электросетевого хозяйства на месте с целью определения его соответствия критериям Министерство промышленности и энергетики Российской Федерации направляет собственнику или иному законному владельцу объекта электросетевого хозяйства не позднее чем за 5 дней до даты начала проведения обследования уведомление о его проведении.

Указанное уведомление должно содержать сведения о лицах, проводящих обследование, об объектах, подлежащих обследованию, и о сроках проведения обследования.

7. Собственники или иные законные владельцы объектов электросетевого хозяйства при проведении обследования обязаны обеспечить лицам, проводящим обследование, беспрепятственный доступ к объектам электросетевого хозяйства и документам, необходимым для принятия решения об отнесении объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети и о включении объектов электросетевого хозяйства в реестр (в том числе к документам, подтверждающим права на указанные объекты, а также их технические характеристики).

В случае необходимости федеральные органы исполнительной власти, органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органы местного самоуправления, юридические или физические лица предоставляют по письменному запросу Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации рабочей группе дополнительные документы или сведения об объектах электросетевого хозяйства, подтверждающие их соответствие критериям.

8. В случае если действия (бездействие) собственников или иных законных владельцев объектов электросетевого хозяйства, обследование которых осуществляет рабочая группа, препятствуют его проведению в указанный срок, рабочая группа уведомляет федеральный орган исполнительной власти по регулированию естественных монополий об указанных фактах. В этом случае установленный в пункте 4 срок отнесения объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети и включения их в реестр по решению рабочей группы продлевается.

В случае необеспечения собственниками или иными законными владельцами объектов электросетевого хозяйства доступа к объектам, подлежащим обследованию, а также их отказа или уклонения от предоставления необходимых документов и информации рабочая группа может принять решение об отнесении объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети и о включении их в реестр на основании имеющихся документов или информации либо отказать в рассмотрении указанного вопроса.

9. По результатам проверки соответствия объекта электросетевого хозяйства критериям рабочая группа принимает решение об отнесении объекта электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети и о включении его в реестр или об отказе во включении объекта электросетевого хозяйства в реестр. Данное решение подлежит утверждению Министерством промышленности и энергетики Российской Федерации.

Рабочая группа вправе принять одно решение об отнесении нескольких объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети и о включении их в реестр.

Объекты электросетевого хозяйства, образующие единый технологический комплекс, могут быть включены в реестр под единым реестровым номером.

10. Решение должно содержать описание объекта электросетевого хозяйства и мотивированное заключение о его соответствии (несоответствии) критериям, а также иные сведения, определяемые организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью.

Решение подписывается всеми членами рабочей группы. В случае если кто-либо из ее членов имеет особое мнение, оно прилагается к решению и является его неотъемлемой частью.

11. Организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью на основании утвержденного Министерством промышленности и энергетики Российской Федерации решения об отнесении объекта электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети и о внесении его в реестр вносит соответствующие сведения об этом в реестр не позднее 5 дней с даты утверждения решения.

12. При включении объекта электросетевого хозяйства в реестр ему присваивается реестровый номер, о чем его собственнику или иному законному владельцу не позднее 10 дней с даты включения в реестр направляется уведомление. В случае вынесения решения об отказе во включении объекта электросетевого хозяйства в реестр его собственнику или иному законному владельцу не позднее 10 дней с даты вынесения решения направляется уведомление об отказе, содержащее обоснование отказа.

### **III. Порядок ведения реестра объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть**

13. Форма реестра разрабатывается организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и утверждается Министерством промышленности и энергетики Российской Федерации.

Организационно-техническое обеспечение ведения реестра осуществляется организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью.

14. Реестр состоит из двух разделов, содержащих:

- сведения об объектах электросетевого хозяйства, включаемых в реестр в качестве единого технологического комплекса под единым реестровым номером;

- данные об объектах электросетевого хозяйства, включаемых в реестр в качестве самостоятельных объектов.

Каждый раздел реестра состоит из двух частей.

В первой части содержатся следующие сведения о каждом объекте электросетевого хозяйства: место нахождения, название, назначение, основные технические характеристики (проектный номинальный класс напряжения, характеристики пропускной способности, реверсивности потоков электрической энергии и др.) и иная необходимая информация.

Во вторую часть вносятся записи о праве собственности и об иных вещных правах на каждый объект электросетевого хозяйства, полное фирменное наименование правообладателя, место нахождения и иные реквизиты юридического лица.

Сведения об одном и том же объекте электросетевого хозяйства должны включаться только в один из разделов реестра.

15. Неотъемлемыми частями реестра являются:

1) дело, открываемое на каждый объект электросетевого хозяйства, включающее в себя копии:

- документов, представленных при рассмотрении вопроса об отнесении объекта электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети;

- решений об отнесении объекта электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети;

2) книги учета документов.

Правила ведения дел и книг учета документов определяются организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью.

16. Реестр является документом строгой отчетности. Хранение документов, составляющих реестр, осуществляется в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации.

17. Реестр ведется на бумажном носителе и в электронном виде. При несоответствии записей на бумажном носителе и информации в электронном виде приоритет имеет запись на бумажном носителе.

Реестр на бумажном носителе хранится в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации. Копия реестра на бумажном носителе хранится в организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью.

Абзацы третий – четвертый исключены. – Постановление Правительства РФ от 07.10.2004 № 530.

### **IV. Порядок принятия решений о внесении изменений в реестр**

18. Исключение объектов электросетевого хозяйства из реестра (в том числе в случае их гибели, уничтожения, изменения технических характеристик, не позволяющего относить их к единой национальной (общероссийской) электрической сети), а также внесение изменений в реестр (в том числе в случае внесения изменений в технические характеристики объектов электросетевого хозяйства или сведения о правах на них) осуществляются в порядке, предусмотренном в разделе II настоящего Положения, с учетом особенностей, предусмотренных в настоящем разделе.

19. Заявление о внесении изменений в реестр или об исключении объектов электросетевого хозяйства из реестра представляется лицами или организациями, указанными в пункте 4 настоящего Положения.

Изменения в реестр в части сведений о вещных правах на объект электросетевого хозяйства могут быть внесены также по инициативе нового правообладателя.

20. Решение о внесении изменений в реестр или об исключении объектов электросетевого хозяйства из реестра принимается рабочей группой с последующим утверждением Министерством промышленности и энергетики Российской Федерации.

Решение об исключении объекта электросетевого хозяйства из реестра в случае его гибели или уничтожения принимается без предварительных проверок на основании документов, подтверждающих указанный факт.

**ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ПОСТАНОВЛЕНИЕ**  
**от 5 ноября 2003 г. № 674**

**О ПОРЯДКЕ РАССМОТРЕНИЯ РАЗНОГЛАСИЙ, ВОЗНИКАЮЩИХ МЕЖДУ  
ОРГАНАМИ ИСПОЛНИТЕЛЬНОЙ ВЛАСТИ СУБЪЕКТОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
В ОБЛАСТИ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ТАРИФОВ, ОРГАНИЗАЦИЯМИ,  
ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИМИ РЕГУЛИРУЕМЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, И ПОТРЕБИТЕЛЯМИ**

В соответствии со статьей 5 Федерального закона «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Утвердить прилагаемые Правила рассмотрения разногласий, возникающих между органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности, и потребителями.

2. Установить, что:

– Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации является федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на рассмотрение разногласий, возникающих между органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности, и потребителями;

– размер сбора за рассмотрение разногласий, уплачиваемого в федеральный бюджет, составляет 50 000 рублей.

3. Признать утратившим силу Постановление Правительства Российской Федерации от 15 сентября 1997 года № 1174 «Об утверждении Правил рассмотрения Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации разногласий, связанных с государственным регулированием тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации, и уплаты сбора за рассмотрение таких разногласий» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1997, № 38, ст. 4388).

*Председатель Правительства  
Российской Федерации  
М. КАСЬЯНОВ*

Утверждены  
Постановлением Правительства  
Российской Федерации  
от 5 ноября 2003 года № 674

**ПРАВИЛА  
РАССМОТРЕНИЯ РАЗНОГЛАСИЙ, ВОЗНИКАЮЩИХ МЕЖДУ ОРГАНАМИ  
ИСПОЛНИТЕЛЬНОЙ ВЛАСТИ СУБЪЕКТОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
В ОБЛАСТИ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ТАРИФОВ,  
ОРГАНИЗАЦИЯМИ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИМИ РЕГУЛИРУЕМЫЕ ВИДЫ  
ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, И ПОТРЕБИТЕЛЯМИ**

1. Настоящие Правила, разработанные в соответствии со статьей 5 Федерального закона «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации», определяют процедуру рассмотрения разногласий, возникающих между органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности, и потребителями (далее – стороны).

2. Основанием для рассмотрения разногласий является письменное заявление одной из сторон. Срок подачи заявления о разногласиях составляет 30 календарных дней со дня принятия органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов решения об установлении тарифов (цен).

3. В случае подачи заявления позже установленного срока оно может быть принято, если причины опоздания будут признаны правлением Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации уважительными. Ходатайство о принятии заявления в этом случае рассматривается в течение 10 рабочих дней со дня его поступления.

4. Заявление о разногласиях, подписанное заявителем либо его представителем, с прилагаемыми к нему документами (в подлиннике или копии, заверенной уполномоченным заявителем лицом) направляется в Федеральную энергетическую комиссию Российской Федерации.

Форма заявления, а также перечень и формы документов, представляемых для рассмотрения разногласий, утверждаются Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации.

5. Заявление о разногласиях с прилагаемыми к нему документами подлежит регистрации в день поступления с присвоением ему регистрационного номера и проставлением штампа Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации. При последующей работе с этим документом обязательна ссылка на регистрационный номер.

6. В случае несоответствия заявления с прилагаемыми к нему документами требованиям настоящих Правил заявление подлежит возврату в течение 5 дней со дня поступления с указанием причин возврата.

7. Заявление о разногласиях подлежит рассмотрению в течение 5 дней со дня поступления. Заявителю направляется уведомление о принятии заявления к рассмотрению или об отказе в его рассмотрении (с указанием причины отказа).

8. В рассмотрении заявления может быть отказано в случае, если:

- а) заявление подано позже установленного срока;
- б) содержащиеся в заявлении данные не являются предметом разногласий или удовлетворение изложенных в заявлении требований не относится к компетенции Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации;
- в) в одном заявлении содержится несколько не связанных между собой требований.

9. Заявитель в 10-дневный срок со дня получения уведомления о принятии заявления к рассмотрению направляет другим сторонам копии заявления и прилагаемых к нему документов, а также уплачивает в установленном порядке сбор за рассмотрение разногласий.

Решение о рассмотрении разногласий принимается после предъявления документов (подлинника или заверенной уполномоченным заявителем лицом копии), подтверждающих уплату сбора и направление указанных копий другим сторонам.

10. Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации вправе привлечь для анализа представленных материалов экспертов, заключение которых не позднее чем за 5 календарных дней до даты рассмотрения разногласий представляется сторонам.

11. В ходе подготовки к рассмотрению разногласий Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации вправе:

- запрашивать дополнительные документы и материалы, необходимые для рассмотрения разногласий;
- привлекать к работе лиц, участие которых необходимо при рассмотрении разногласий, или иных лиц, права и обязанности которых могут быть затронуты решением, принятым по результатам рассмотрения разногласий.

12. Стороны должны быть извещены о дате, времени и месте рассмотрения разногласий не позднее чем за 5 календарных дней до даты рассмотрения.

13. Решение по результатам рассмотрения разногласий принимается не позднее 30 рабочих дней со дня принятия решения о рассмотрении разногласий.

Срок рассмотрения разногласий может быть продлен по решению председателя Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации, но не более чем на 30 рабочих дней, по письменному заявлению одной из сторон и при необходимости проведения дополнительной экспертизы или получения дополнительных документов и материалов.

14. Разногласия рассматриваются в присутствии сторон или их представителей.

Разногласия могут быть рассмотрены в отсутствие сторон (стороны) на основании их письменного заявления или в случае неявки стороны, если эта сторона была надлежащим образом уведомлена о месте и времени рассмотрения разногласий.

15. В процессе рассмотрения разногласий ведется протокол, утверждаемый председателем и подписываемый членами правления Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации, присутствовавшими при рассмотрении, в котором указываются:

- а) дата и место рассмотрения разногласий;



- б) существо рассматриваемого вопроса;
- в) сведения о явке лиц, участвующих в рассмотрении разногласий;
- г) сведения о представленных в Федеральную энергетическую комиссию Российской Федерации документах, удостоверяющих личность и подтверждающих полномочия лиц, участвующих в рассмотрении разногласий;
- д) устные заявления и ходатайства лиц, участвующих в рассмотрении разногласий;
- е) результаты голосования и принятое правлением Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации решение;
- ж) иные сведения, имеющие существенное значение для принятия решения.

16. Рассмотрение разногласий может быть приостановлено на основании решения Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации в следующих случаях:

- а) получение мотивированного ходатайства одной из сторон о приостановлении рассмотрения разногласий;
- б) необходимость получения дополнительных сведений или привлечения к рассмотрению разногласий других лиц;
- в) наличие документально подтвержденной информации о нахождении документов, связанных с рассмотрением разногласий, в иных органах государственной власти, решения которых могут иметь существенное значение для результатов рассмотрения разногласий;
- г) необходимость получения дополнительного заключения или проведения экспертизы;
- д) невозможность разрешить разногласия на одном заседании.

Причина приостановления рассмотрения разногласий и основания его возобновления должны быть указаны в решении о приостановлении рассмотрения разногласий.

17. В случае приостановления рассмотрения разногласий срок их рассмотрения прерывается и продолжается со дня возобновления рассмотрения разногласий.

18. Рассмотрение разногласий может быть прекращено до вынесения решения, если стороны достигли согласия или отозвали заявление о разногласиях.

19. Решения Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации о продлении срока вынесения решения, приостановлении или прекращении рассмотрения разногласий в течение 5 дней со дня их принятия направляются сторонам и лицам, привлеченным к участию в рассмотрении разногласий.

20. Решение, принятое по результатам рассмотрения разногласий, в 3-дневный срок со дня его принятия направляется сторонам и подлежит официальному опубликованию в установленном порядке.

21. Решение, принятое по результатам рассмотрения разногласий, подлежит исполнению в течение одного месяца со дня его принятия, если в решении не указан иной срок.

22. Решение, принятое по результатам рассмотрения разногласий, может быть обжаловано в установленном законом порядке.



**ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ПОСТАНОВЛЕНИЕ**  
**от 30 декабря 2003 г. № 792**

**О ПЕРЕЧНЕ УСЛУГ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ И РАЗВИТИЮ**  
**ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РОССИИ**

В целях обеспечения надежного и бесперебойного функционирования Единой энергетической системы России в переходный период реформирования электроэнергетики и в соответствии с Федеральными законами «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» и «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона "Об электроэнергетике"» Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Утвердить следующий перечень услуг по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России, оказываемых в течение переходного периода реформирования электроэнергетики субъектам оптового рынка электрической энергии (мощности) – потребителям электрической энергии и энергоснабжающим организациям (за исключением федерального государственного унитарного предприятия «Концерн "Росэнергоатом"») на основании двусторонних договоров с Российским акционерным обществом «ЕЭС России»:

1) организация деятельности субъектов оптового рынка электрической энергии (мощности) в области производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии;

2) анализ, разработка и систематический пересмотр нормативных характеристик генерирующего оборудования электростанций независимо от их организационно-правовой формы;

3) осуществление координации и контроля топливообеспечения производителей энергии – субъектов оптового рынка электрической энергии (мощности);

4) обеспечение координации инвестиционной деятельности субъектов оптового рынка электрической энергии (мощности) в области производства, передачи и распределения электрической энергии, финансирования строительства важнейших генерирующих объектов Единой энергетической системы России;

5) организация работы по формированию плановых балансов электрической энергии и мощности, а также балансов стоимости электрической энергии и мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности);

6) проведение ежегодно оценки готовности организаций к работе на оптовом рынке электрической энергии (мощности) с выдачей соответствующих паспортов готовности в порядке, установленном Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации;

7) анализ работы Единой энергетической системы России и оптового рынка электрической энергии (мощности) и доведение его результатов до всех субъектов этого рынка;

8) обеспечение развития конкурентных рынков электрической энергии;

9) осуществление мониторинга работы Единой энергетической системы России для раннего выявления признаков и предотвращения нарушений и кризисов энергоснабжения, а также организация проведения на объектах электроэнергетики аварийно-восстановительных работ;

10) организация проведения научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ.

2. Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации разработать с участием Министерства экономического развития и торговли Российской Федерации и Министерства энергетики Российской Федерации и утвердить порядок и условия оплаты услуг по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России.

3. Признать утратившим силу абзац первый пункта 9 Основных принципов функционирования и развития Федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии (мощности), утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 12 июля 1996 года № 793 «О федеральном (общероссийском) оптовом рынке электрической энергии (мощности)» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1996, № 30, ст. 3654).

*Председатель Правительства  
Российской Федерации  
М. КАСЬЯНОВ*



**ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ПОСТАНОВЛЕНИЕ**  
**от 19 января 2004 г. № 19**

**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ПРАВИЛ СОГЛАСОВАНИЯ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОГРАММ**  
**СУБЪЕКТОВ ЕСТЕСТВЕННЫХ МОНОПОЛИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

В соответствии с Федеральными законами «Об электроэнергетике» и «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» Правительство Российской Федерации постановляет:

Утвердить прилагаемые Правила согласования инвестиционных программ субъектов естественных монополий в электроэнергетике.

*Председатель Правительства*  
*Российской Федерации*  
*М. КАСЬЯНОВ*

Утверждены  
Постановлением Правительства  
Российской Федерации  
от 19 января 2004 г. № 19

**ПРАВИЛА  
СОГЛАСОВАНИЯ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОГРАММ СУБЪЕКТОВ  
ЕСТЕСТВЕННЫХ МОНОПОЛИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

1. Настоящие Правила, разработанные в соответствии с Федеральными законами «Об электроэнергетике» и «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации», определяют порядок рассмотрения и согласования инвестиционных программ субъектов естественных монополий в электроэнергетике (далее – субъекты естественных монополий), а также контроля за выполнением этих программ.

2. Под инвестиционной программой субъекта естественной монополии в электроэнергетике (далее – инвестиционная программа) в настоящих Правилах понимается совокупность всех намечаемых к реализации или реализуемых субъектом естественной монополии инвестиционных проектов.

Иные понятия, используемые в настоящих Правилах, соответствуют определениям, данным в Федеральных законах «Об электроэнергетике», «О естественных монополиях», «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений» и «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации».

3. Инвестиционные программы подлежат согласованию в части мероприятий, реализация которых намечена в предстоящем году.

4. Инвестиционные проекты, входящие в состав инвестиционных программ, составляются на срок реализации проектов до ввода объекта в эксплуатацию. Указанные проекты проходят в установленном порядке государственную экспертизу.

5. Инвестиционные программы уточняются с учетом их фактической реализации за прошедший год.

6. Представляемая на рассмотрение инвестиционная программа и обосновывающие ее материалы включают в себя:

- список инвестиционных проектов, входящих в состав инвестиционной программы;
- информацию об источниках финансирования инвестиционной программы;
- обоснование необходимости реализации указанных инвестиционных проектов, сроки их реализации и объемы необходимых финансовых ресурсов;
- прогноз вывода из эксплуатации производственных мощностей на 3-летний период, составленный в соответствии с прогнозом спроса на продукцию (услуги) субъектов естественных монополий, с разбивкой по годам и распределением по регионам;
- финансовый план субъекта естественной монополии, составленный на 3-летний период с разделением по видам деятельности, а также в соответствии с программой реформирования субъекта естественной монополии (в случае его реформирования);
- пояснительную записку с аналитической информацией, содержащей запланированные и фактические показатели реализации инвестиционной программы за предыдущий и текущий годы;
- бухгалтерскую отчетность субъекта естественной монополии на последнюю отчетную дату.

7. Субъекты естественных монополий представляют свои инвестиционные программы и обосновывающие материалы в Министерство энергетики Российской Федерации до 15 мая года, предшествующего планируемому периоду. Министерство энергетики Российской Федерации направляет в течение 5 рабочих дней представленные инвестиционные программы субъектов естественных монополий в Министерство экономического развития и торговли Российской Федерации и Федеральную энергетическую комиссию Российской Федерации, а инвестиционную программу организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью – также в Министерство Российской Федерации по атомной энергии.

8. Министерство энергетики Российской Федерации, Министерство экономического развития и торговли Российской Федерации и Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации рассматривают в срок не более 30 календарных дней и согласовывают инвестиционные программы субъектов естественных монополий.

Предложения Министерства Российской Федерации по атомной энергии по инвестиционной программе организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью учитываются в процессе рассмотрения и согласования этой инвестиционной программы в Министерстве энергетики Российской Федерации в части:

- сроков ввода в действие объектов (энергоблоков) атомных электростанций и готовности объектов, обеспечивающих передачу электрической энергии (мощности) по единой национальной (общероссийской) электрической сети;
- обеспечения устойчивости работы атомных электростанций совместно с единой национальной (общероссийской) электрической сетью.

9. Форма представляемых инвестиционных программ, а также формы документов, представляемых для согласования инвестиционных программ, устанавливаются Министерством энергетики Российской Федерации по согласованию с Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации и Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации.

10. Представленные в Министерство энергетики Российской Федерации, Министерство экономического развития и торговли Российской Федерации и Федеральную энергетическую комиссию Российской Федерации инвестиционные программы и приложенные к ним документы подлежат обязательной регистрации в установленном порядке в день их поступления с присвоением им регистрационного номера. При согласовании инвестиционных программ ссылка на регистрационный номер обязательна.

11. Инвестиционные программы и приложенные к ним документы в случае их несоответствия требованиям, предусмотренным пунктами 6 и 9 настоящих Правил, к рассмотрению не принимаются и возвращаются на доработку субъекту естественной монополии не позднее 5 рабочих дней со дня поступления их в Министерство энергетики Российской Федерации с указанием причин возврата.

12. В ходе подготовки к рассмотрению инвестиционных программ Министерство энергетики Российской Федерации, Министерство экономического развития и торговли Российской Федерации и Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации вправе:

- запрашивать дополнительные материалы, необходимые для уточнения представленных документов и согласования инвестиционных программ;
- привлекать к рассмотрению инвестиционных программ иных лиц, участие которых необходимо при рассмотрении инвестиционных проектов, входящих в состав программ.

13. По результатам рассмотрения инвестиционной программы Министерство энергетики Российской Федерации, Министерство экономического развития и торговли Российской Федерации и Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации принимают решение о согласовании либо об отказе в согласовании инвестиционной программы, включая перечень важнейших объектов электроэнергетики, финансирование которых в очередном году предусматривается с использованием средств, учитываемых при формировании регулируемых государством тарифов. Принятое решение оформляется Министерством энергетики Российской Федерации протоколом.

14. Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации при формировании тарифов на электрическую энергию на очередной год, а также Министерство энергетики Российской Федерации и Министерство экономического развития и торговли Российской Федерации при формировании предложений для внесения в проект федеральной адресной инвестиционной программы, входящий в состав проекта федерального бюджета на очередной год, руководствуются согласованными инвестиционными программами.

15. Министерство энергетики Российской Федерации представляет до 15 августа года, предшествующего планируемому периоду, в Правительство Российской Федерации согласованные этим Министерством с Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации и Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации инвестиционные программы, включая перечни важнейших объектов электроэнергетики, указанных в пункте 13 настоящих Правил.

16. При реализации инвестиционных программ субъекты естественных монополий вправе вносить изменения в инвестиционные программы в рамках согласованных объемов и перечней объектов только после предварительного согласования с Министерством энергетики Российской Федерации, Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации и Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации.

17. Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации осуществляет контроль за целевым использованием инвестиционных ресурсов инвестиционных программ, учитываемых при формировании регулируемых государством тарифов.

18. Субъекты естественных монополий ежегодно, до 1 апреля, представляют в Федеральную энергетическую комиссию Российской Федерации, Министерство энергетики Российской Федерации и Министерство экономического развития и торговли Российской Федерации отчеты о выполнении инвестиционных программ за предыдущий год по форме, утверждаемой Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации по согласованию с Министерством энергетики Российской Федерации и Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации.

19. Для осуществления проверки целевого использования инвестиционных ресурсов Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации вправе создавать межведомственные рабочие группы с привлечением заинтересованных федеральных органов исполнительной власти.





**ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ПОСТАНОВЛЕНИЕ  
от 21 января 2004 г. № 24**

**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ СТАНДАРТОВ  
РАСКРЫТИЯ ИНФОРМАЦИИ СУБЪЕКТАМИ ОПТОВОГО  
И РОЗНИЧНЫХ РЫНКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ**

(в ред. Постановления Правительства РФ от 01.02.2005 № 49)

На основании статей 21 и 22 Федерального закона «Об электроэнергетике» Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Утвердить прилагаемые стандарты раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии.

2. Установить, что Федеральная антимонопольная служба и ее территориальные органы осуществляют государственный контроль за соблюдением стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 01.02.2005 № 49)

3. Установить, что порядок и сроки рассмотрения Федеральной антимонопольной службой, ее территориальными органами заявлений об оспаривании отказа в предоставлении информации, предусмотренной стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, а также порядок хранения этими субъектами указанной информации утверждаются Федеральной антимонопольной службой.

(п. 3 в ред. Постановления Правительства РФ от 01.02.2005 № 49)

*Председатель Правительства  
Российской Федерации  
М. КАСЬЯНОВ*

Утверждены  
Постановлением Правительства  
Российской Федерации  
от 21 января 2004 г. № 24

## **СТАНДАРТЫ РАСКРЫТИЯ ИНФОРМАЦИИ СУБЪЕКТАМИ ОПТОВОГО И РОЗНИЧНЫХ РЫНКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ**

### **I. Общие положения**

1. Настоящий документ в соответствии со статьями 21 и 22 Федерального закона «Об электроэнергетике» устанавливает требования к составу информации, раскрываемой субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, за исключением потребителей электрической энергии (далее – субъекты рынков электрической энергии), а также к порядку, способам и срокам ее раскрытия.

Под раскрытием информации в целях настоящего документа понимается обеспечение доступа к ней всех заинтересованных лиц независимо от цели получения данной информации.

2. Субъекты рынков электрической энергии обязаны раскрывать информацию в соответствии с настоящим документом.

3. Субъектами рынков электрической энергии информация раскрывается путем:

- опубликования в печатных изданиях, в которых в соответствии с федеральными законами и законами субъектов Российской Федерации публикуются официальные материалы органов государственной власти (далее – официальные печатные издания);
- опубликования в электронных средствах массовой информации;
- предоставления по письменному запросу заинтересованных лиц при условии возмещения ими расходов, связанных с предоставлением информации.

4. Фактическая информация раскрывается по окончании отчетного периода.

Прогнозная информация раскрывается до начала отчетного периода.

Любые изменения раскрытой информации подлежат опубликованию с даты принятия соответствующего решения:

- в официальных печатных изданиях – в течение 30 дней;
- в электронных средствах массовой информации – в течение 5 дней.

5. Субъекты рынков электрической энергии обязаны хранить раскрытую информацию в порядке, установленном федеральным антимонопольным органом.

6. Субъекты рынков электрической энергии ведут учет запросов информации, а также хранят копии отказов в предоставлении информации в течение 3 лет.

7. Отказ в предоставлении информации может быть обжалован в установленном законодательством Российской Федерации порядке в антимонопольный орган и (или) в суд.

8. Субъекты рынков электрической энергии несут ответственность за полноту и достоверность раскрываемой информации в соответствии с законодательством Российской Федерации.

9. Субъекты рынков электрической энергии раскрывают следующую информацию:

а) годовая финансовая (бухгалтерская) отчетность, а также аудиторское заключение (в случае, когда в соответствии с законодательством Российской Федерации в отношении субъекта рынка электрической энергии осуществлялась аудиторская проверка), если иное не установлено законодательством Российской Федерации;

б) показатели эффективности использования капитала – в случае применения метода расчета экономически обоснованного уровня доходности инвестированного капитала при государственном регулировании тарифов в отношении субъекта рынка электрической энергии:

- уровень доходности инвестированного капитала, установленный федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий, с указанием источника опубликования методики определения уровня доходности инвестированного капитала;

- фактический уровень доходности инвестированного капитала, использованного при осуществлении регулируемой деятельности, и обоснование причин его отклонения от уровня доходности инвестированного капитала, установленного федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий;

в) отчет о движении активов, учитываемых при установлении федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий уровня доходности инвестированного капитала, включающий:

- балансовую стоимость активов на начало года;
- балансовую стоимость активов на конец года;
- сведения о выбытии активов в течение года;
- сведения о вводе активов в течение года, в том числе за счет переоценки, модернизации, реконструкции, строительства и приобретения нового оборудования.

10. Указанная в пункте 9 настоящего документа информация подлежит опубликованию в официальном печатном издании ежегодно, не позднее 1 июня.

## **II. Стандарт раскрытия информации организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальными сетевыми организациями**

11. Организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальные сетевые организации помимо информации, предусмотренной пунктом 9 настоящего документа, раскрывают:

а) условия договоров об оказании услуг по передаче электрической энергии и об осуществлении технологического присоединения с указанием источника официального опубликования нормативного правового акта, регулирующего условия этих договоров;

б) сведения о тарифах на услуги по передаче электрической энергии с указанием источника официального опубликования решения регулирующего органа об установлении тарифов;

в) информацию о потерях, возникающих в электрических сетях данной сетевой организации, включая:

– сведения о размерах потерь в сетях, в том числе уровень нормативных потерь и отклонения от них (в целом по сетевой организации, а также по регионам обслуживания с учетом номинальных классов и уровней напряжения, с выделением размера оплачиваемых сетевой организацией потерь и размера потерь, оплачиваемых покупателями при осуществлении расчетов за электрическую энергию на оптовом рынке), процентное соотношение размера потерь в сетях и количества переданной электрической энергии за год с указанием источника официального опубликования решения об установлении уровня нормативных потерь;

– перечень мероприятий по снижению потерь в сетях, а также сроки их исполнения и источники финансирования;

– источник официального опубликования методических указаний по определению нормативов потерь в сетях, утверждаемых уполномоченным федеральным органом исполнительной власти;

– информацию о порядке закупки организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальными сетевыми организациями электрической энергии для компенсации потерь в сетях и ее стоимости;

г) сведения о границе зон деятельности организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью или территориальной сетевой организации;

д) информацию о техническом состоянии сетей, включающую:

– сведения о количестве аварийных ограничений (отключений) за отчетный период по границам зон деятельности организации с указанием причин аварий и мероприятий по их устранению;

– объем недопоставленной в результате аварийных ограничений (отключений) электрической энергии;

е) информацию об общей пропускной способности узлов электрической сети, к которым может быть присоединен потребитель сетевых услуг, резервах их мощности с учетом присоединенных потребителей и степени их загрузки;

ж) отчеты о выполнении планов капитальных вложений;

з) отчеты о выполнении годовых планов капитального ремонта электросетевых объектов;

и) планы капитальных вложений, касающиеся реконструкции и развития электрических сетей, согласованные в порядке, установленном Правительством Российской Федерации;

к) согласованные с системным оператором годовые графики капитального ремонта электросетевых объектов, а также информацию о планируемых ограничениях мощности по основным сечениям электрической сети в связи с ремонтными работами.

12. Информация, указанная в подпунктах «а», «б» и «г» пункта 11 настоящего документа, подлежит опубликованию не реже одного раза в год.

Информация, указанная в подпунктах «в» и «д» пункта 11 настоящего документа, подлежит опубликованию в официальном печатном издании ежегодно, не позднее 1 марта.

Информация, указанная в подпункте «е» пункта 11 настоящего документа, предоставляется субъектам, энергопринимающие устройства (энергетические установки) которых технологически присоединены к электрической сети, а также иным лицам в случаях, установленных законодательством Российской Федерации, в течение 7 дней с даты поступления соответствующего письменного запроса.

Информация, указанная в подпунктах «ж» - «к» пункта 11 настоящего документа, предоставляется в течение 20 дней с даты поступления соответствующего письменного запроса.

## **III. Стандарт раскрытия информации субъектами оперативно-диспетчерского управления**

13. Субъекты оперативно-диспетчерского управления помимо информации, предусмотренной пунктом 9 настоящего документа, раскрывают:

а) условия договора об оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению и договора о присоединении к торговой системе оптового рынка электрической энергии в части оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению с указанием источника официального опубликования нормативного правового акта, регулирующего условия этих договоров;

б) информацию о тарифе на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению с указанием источника официального опубликования решения регулирующего органа об установлении тарифа;

в) информацию о соответствии качества электрической энергии и уровня надежности функционирования Единой энергетической системы России и отдельных энергетических систем требованиям, установленным нормативными правовыми актами, а также о мерах, направленных на поддержание надежности работы энергетических систем;

г) информацию об объеме средств, предназначенных для страхования риска ответственности субъектов оперативно-диспетчерского управления за причинение ущерба субъектам электроэнергетики;

д) основные параметры расчетной модели оптового рынка электрической энергии (мощности) за отчетный период по субъектам Российской Федерации;

е) информацию о технологических резервах мощностей по производству электрической энергии в Единой энергетической системе России и в технологически изолированных энергетических системах с выделением сведений по федеральным округам за отчетный период, в том числе использованных и неиспользованных резервах мощностей по производству электрической энергии;

ж) информацию, связанную с предоставлением услуг по оперативно-диспетчерскому управлению, в том числе:

– о выводе объектов электроэнергетики, в отношении которых требуется согласование с субъектом оперативно-диспетчерского управления, в ремонт и из эксплуатации, а также о вводе их в эксплуатацию после ремонта в течение отчетного периода;

– актуальную расчетную модель электроэнергетической системы;

– информацию о расчетном диспетчерском графике, а также о величинах и инициативах отклонений субъектов оптового рынка от расчетного диспетчерского графика;

– информацию о причинах отклонений от расчетного диспетчерского графика субъектов оптового рынка не по их инициативе;

– перечень команд, выдаваемых диспетчерами, и условий, при которых они выдаются, а также основания принятия диспетчером решения;

– перечень системных ограничений пропускной способности по линиям электропередачи;

з) прогнозную информацию:

– планы совокупного потребления и производства электрической энергии по субъектам Российской Федерации на предстоящие сутки и на предстоящий месяц;

– прогноз совокупного потребления и производства электрической энергии по субъектам Российской Федерации на предстоящие 1 год и 5 лет;

– планы по выводу объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации и вводу их в эксплуатацию после ремонта, а также по вводу в эксплуатацию создаваемых объектов электроэнергетики, которые подлежат согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления, на предстоящие 1 год и 5 лет;

– прогноз состояния резервуаров гидроэлектростанций;

– прогноз достижения установленных пределов по системным ограничениям, а также условий, при которых данные пределы не достигаются.

14. Информация, указанная в подпунктах «а» и «б» пункта 13 настоящего документа, подлежит опубликованию в официальном печатном издании не реже одного раза в год.

Информация, указанная в подпунктах «в», «г» и в абзаце седьмом подпункта «ж» пункта 13 настоящего документа, подлежит опубликованию в официальном печатном издании ежегодно, не позднее 1 марта.

Информация, указанная в подпункте «д» и абзацах третьем и четвертом подпункта «з» пункта 13 настоящего документа, подлежит опубликованию в официальном печатном издании ежегодно, не позднее 1 февраля.

Информация, указанная в подпункте «е» и в абзацах первом, пятом и шестом подпункта «з» пункта 13 настоящего документа, подлежит опубликованию в официальном печатном издании не реже одного раза в месяц.

Информация, указанная в подпункте «ж» и в абзаце втором подпункта «з» пункта 13 настоящего документа, предоставляется субъектам оптового рынка электрической энергии, а также иным субъектам, услуги которым оказывают субъекты оперативно-диспетчерского управления, в течение 7 дней с даты поступления соответствующего письменного запроса.

#### **IV. Стандарт раскрытия информации производителями электрической энергии**

15. Производители электрической энергии помимо информации, предусмотренной пунктом 9 настоящего документа, раскрывают:

а) информацию о тарифах на поставку электрической энергии с указанием решения уполномоченного федерального органа исполнительной власти и (или) органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации об установлении тарифов и источника официального опубликования такого решения;

б) информацию о выбросах загрязняющих веществ, оказывающих негативное влияние на окружающую среду, и мероприятиях по их сокращению на следующий год.

16. Гидроэлектростанции помимо информации, предусмотренной пунктами 9 и 15 настоящего документа, раскрывают информацию о режиме использования и состоянии водных ресурсов.

17. Информация, указанная в пунктах 15 и 16 настоящего документа, подлежит опубликованию в официальном печатном издании ежегодно, не позднее 1 июня.

#### **V. Стандарт раскрытия информации администратором торговой системы**

18. Администратор торговой системы помимо информации, предусмотренной пунктом 9 настоящего документа, раскрывает:

а) перечень субъектов оптового рынка электрической энергии, включенных администратором торговой системы в соответствующий реестр, с указанием раздела реестра, в который включен каждый из субъектов, а также места нахождения такого субъекта, телефонов и адреса электронной почты;

- б) сведения о каждом из членов наблюдательного совета администратора торговой системы по форме, утверждаемой этим советом;
- в) источник официального опубликования правил оптового рынка электрической энергии (правил оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода), утверждаемых Правительством Российской Федерации;
- г) форму договора о присоединении к торговой системе оптового рынка электрической энергии, а также:
  - формы и условия договоров купли-продажи электрической энергии на оптовом рынке;
  - формы и условия иных договоров, обеспечивающих функционирование торговой системы оптового рынка электрической энергии;
- д) информацию об услугах администратора торговой системы, в том числе:
  - тарифы на услуги администратора торговой системы с указанием источника официального опубликования решения регулирующего органа об установлении тарифов;
  - сведения о вступительном и текущих членских взносах, уплачиваемых членами администратора торговой системы, размере комиссионного вознаграждения и об иных сборах, установленных наблюдательным советом администратора торговой системы, с указанием оснований их взимания;
- е) перечень организаций, с которыми администратором торговой системы заключены договоры об оказании услуг по организации функционирования торговой системы оптового рынка, с указанием реквизитов договора и стоимости оказываемых услуг;
- ж) статистическую информацию о функционировании оптового рынка электрической энергии (без указания объемов продажи и покупки электрической энергии конкретными субъектами оптового рынка электроэнергии), в том числе:
  - равновесные цены в 1000 наиболее крупных узлах расчетной модели электрической сети с почасовой разбивкой по итогам отбора ценовых заявок за текущие торговые сутки;
  - основные причины разницы равновесных цен в один час торговых суток (при разнице равновесных цен более 30 процентов) в узлах расчетной модели электрической сети;
  - суммарные физические объемы продажи и покупки электрической энергии на оптовом рынке (включая данные о минимальном и максимальном объемах), в секторе свободной торговли, регулируемом секторе и секторе отклонений (показатели отклонений указываются отдельно и раскрываются в установленные администратором торговой системы сроки), в том числе по двусторонним договорам купли-продажи электрической энергии;
  - планируемые совокупные объемы производства и потребления электрической энергии на оптовом рынке электрической энергии;
  - объемы продажи и покупки электрической энергии в секторе отклонений по часам;
  - график совокупного спроса и предложения (по ценовым зонам и (или) по всему рынку) по итогам отбора ценовых заявок за текущие торговые сутки;
  - информацию о планируемом объеме производства электрической энергии по итогам отбора ценовых заявок за текущие торговые сутки (в соответствии со структурой генерации);
- з) перечень системных генераторов, информацию о характеристиках плановых и фактических режимов системных генераторов;
- и) отчеты о результатах осуществляемого администратором торговой системы контроля за деятельностью системного оператора, утвержденные наблюдательным советом администратора торговой системы.

19. Информация, указанная в подпункте «а» пункта 18 настоящего документа, подлежит опубликованию не реже одного раза в квартал.

Информация, указанная в подпунктах «б» – «е» пункта 18 настоящего документа, подлежит опубликованию не реже одного раза в год.

Информация, указанная в подпункте «ж» пункта 18 настоящего документа, подлежит ежедневно опубликованию в электронных средствах массовой информации, за исключением указанной в абзаце третьем информации, которая подлежит раскрытию не позднее 15-го числа месяца, следующего за месяцем, в течение которого имели место случаи возникновения разницы равновесных цен.

Информация, указанная в подпунктах «з» и «и» пункта 18 настоящего документа, подлежит опубликованию в официальном печатном издании не реже одного раза в квартал.

Информация, указанная в подпункте «ж» пункта 18 настоящего документа (за два и более периодов), предоставляется по письменному запросу любому заинтересованному лицу в течение 7 дней с даты получения соответствующего запроса.

## **VI. Стандарт раскрытия информации энергоснабжающими, энергосбытовыми организациями и гарантирующими поставщиками**

20. Энергоснабжающие, энергосбытовые организации и гарантирующие поставщики помимо информации, предусмотренной пунктом 9 настоящего документа, раскрывают:

- а) цену на электрическую энергию, дифференцированную в зависимости от условий, определенных законодательством Российской Федерации. При этом отдельно раскрывается цена закупки электрической энергии, стоимость услуг по ее передаче, а также стоимость иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью поставки электрической энергии потребителю;
- б) основные условия договора купли-продажи электрической энергии, в том числе:
  - срок действия договора;
  - вид цены на электрическую энергию (фиксированная или переменная);
  - форму оплаты;
  - формы обеспечения исполнения обязательств сторон по договору;
  - зону обслуживания;
  - условия расторжения договора;
  - ответственность сторон;
  - иную информацию, являющуюся существенной для потребителей;

в) информацию о деятельности энергоснабжающей, энергосбытовой организации и гарантирующего поставщика, в том числе:

- информацию о гарантирующем поставщике, включая зону его обслуживания, место нахождения, почтовый адрес, телефоны, факс, адрес электронной почты;
- перечень лицензий на осуществление соответствующего вида деятельности;
- информацию о банковских реквизитах;
- информацию об изменении основных условий договора купли-продажи электрической энергии и условий обслуживания населения.

21. Информация, указанная в подпунктах «а» - «в» пункта 20 настоящего документа, за исключением абзаца пятого подпункта «в», подлежит опубликованию в официальном печатном издании не реже одного раза в год.

Информация, указанная в абзаце пятом подпункта «в» пункта 20 настоящего документа, раскрывается не позднее одного месяца до вступления изменений в силу.

22. Гарантирующие поставщики помимо информации, предусмотренной пунктами 9 и 20 настоящего документа, раскрывают следующую информацию:

- размер регулируемой сбытовой надбавки с указанием решения уполномоченного регулирующего органа об установлении тарифа (информация подлежит опубликованию в официальном печатном издании не реже одного раза в год);
- объем электрической энергии, покупаемой на оптовом рынке, в том числе в секторе свободной торговли и регулируемом секторе, по двусторонним договорам купли-продажи (информация раскрывается ежемесячно).

**ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ПОСТАНОВЛЕНИЕ  
от 26 февраля 2004 г. № 109**

**О ЦЕНООБРАЗОВАНИИ В ОТНОШЕНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ  
И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

(в ред. Постановлений Правительства РФ от 31.12.2004 № 893,  
от 17.10.2005 № 620, от 11.11.2005 № 676, от 07.12.2005 № 738)

Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Утвердить прилагаемые:

- Основы ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации;
- Правила государственного регулирования и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации.

2. Федеральным органам исполнительной власти разработать и утвердить методические указания и другие документы, предусмотренные Основами ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации и Правилами государственного регулирования и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации.

3. Признать утратившим силу Постановление Правительства Российской Федерации от 2 апреля 2002 г. № 226 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2002, № 15, ст. 1431).

*Временно исполняющий обязанности  
Председателя Правительства  
Российской Федерации  
В. ХРИСТЕНКО*

Утверждены  
Постановлением Правительства  
Российской Федерации  
от 26 февраля 2004 г. № 109

## ОСНОВЫ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ В ОТНОШЕНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

(в ред. Постановлений Правительства РФ от 31.12.2004 № 893,  
от 17.10.2005 № 620, от 11.11.2005 № 676, от 07.12.2005 № 738)

### I. Общие положения

1. Основы ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации, разработанные в соответствии с Федеральными законами «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» и «Об электроэнергетике», определяют основные принципы и методы регулирования тарифов (цен) на электрическую и тепловую энергию и на соответствующие услуги.

2. В настоящем документе используются следующие понятия:

**«регулирующие органы»** – Федеральная служба по тарифам и органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов;

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

**«регулируемая деятельность»** – деятельность, в рамках которой расчеты за поставляемую продукцию (услуги) осуществляются по тарифам (ценам), которые подлежат государственному регулированию. Настоящее понятие применяется исключительно с целью идентифицировать расходы, относящиеся к регулируемой деятельности, и не означает применения в отношении этой деятельности какого-либо иного регулирования, кроме установления тарифов (цен);

**«тарифы»** – система ценовых ставок, по которым осуществляются расчеты за электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию (мощность), а также за соответствующие услуги, оказываемые организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;

**«цена электрической энергии»** – стоимость единицы электрической энергии с учетом стоимости мощности, не включающая стоимость услуг по ее передаче и иных соответствующих услуг;

**«ценообразование»** – процесс расчета и установления регулируемых тарифов (цен), применяемых при расчетах за электрическую и тепловую энергию, а также за соответствующие услуги, оказываемые организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;

**«срок действия тарифов (цен)»** – период времени между изменениями тарифов (цен) регулирующими органами;

**«расчетный период регулирования»** – период продолжительностью не менее одного года, на который устанавливаются тарифы (цены);

**«необходимая валовая выручка»** – экономически обоснованный объем финансовых средств, необходимых организации для осуществления регулируемой деятельности в течение расчетного периода регулирования.

Значения иных понятий, используемых в настоящем документе, соответствуют принятым в законодательстве Российской Федерации.

### II. Система тарифов (цен)

3. В систему тарифов (цен) входят:

1) тарифы (цены) на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке и (или) их предельные (минимальные и (или) максимальные) уровни, включая регулируемый сектор, сектор отклонений и сектор свободной торговли;

2) тарифы на электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию (мощность) на розничном рынке;

3) тарифы (размер платы) на услуги, оказываемые на оптовом и розничном рынках электрической энергии (мощности) и на розничном рынке тепловой энергии (мощности).

### III. Принципы и методы регулирования тарифов (цен)

4. Регулирование тарифов (цен) осуществляется в соответствии с целями и принципами государственного регулирования, предусмотренными Федеральными законами «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» и «Об электроэнергетике».

5. Регулирование тарифов (цен) основывается на принципе обязательности раздельного учета организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, объемов продукции (услуг), доходов и расходов по производству, передаче и сбыту энергии в соответствии с законодательством Российской Федерации.

При установлении тарифов (цен) не допускается повторный учет одних и тех же расходов по указанным видам деятельности.

6. Организации, осуществляющие регулируемую деятельность, обязаны вести раздельный учет по следующим видам деятельности:

1) производство электрической энергии;

2) производство тепловой энергии;

3) передача электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети;

4) передача электрической энергии по распределительным сетям;



- 5) передача тепловой энергии;
- 6) оказание услуг по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России;
- 7) организация функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности);
- 8) обеспечение системной надежности;
- 9) технологическое присоединение к электрическим сетям;
- 10) оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике;
- 11) сбыт электрической энергии;
- 12) сбыт тепловой энергии.

7. При установлении тарифов регулирующие органы принимают меры, направленные на исключение из расчетов экономически необоснованных расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

В случае, если по итогам расчетного периода регулирования на основании данных статистической и бухгалтерской отчетности и иных материалов выявлены необоснованные расходы организаций, осуществляющих регулируемую деятельность за счет поступлений от регулируемой деятельности, регулирующие органы обязаны принять решение об исключении этих расходов из суммы расходов, учитываемых при установлении тарифов на следующий расчетный период регулирования.

8. Регулирующие органы на основе предварительно согласованных с ними мероприятий по сокращению расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, обязаны в течение 2 лет после окончания срока окупаемости расходов на проведение этих мероприятий сохранять расчетный уровень расходов, учтенных при регулировании тарифов на период, предшествующий сокращению расходов.

9. Если организация осуществляет кроме регулируемой иные виды деятельности, расходы на их осуществление и полученные от этих видов деятельности доходы (убытки) не учитываются при расчете регулируемых тарифов (цен).

Расходы на содержание социальной инфраструктуры федерального государственного унитарного предприятия "Концерн "Росэнергоатом" (далее – концерн "Росэнергоатом") и других организаций атомной энергетики – поставщиков электрической энергии на оптовый рынок, учитываются в тарифах в соответствии с порядком, утверждаемым Федеральной службой по тарифам по согласованию с Министерством Российской Федерации по атомной энергии.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

10. Если организации, осуществляющие регулируемую деятельность, в течение расчетного периода регулирования понесли экономически обоснованные расходы, не учтенные при установлении тарифов (цен), в том числе расходы, связанные с объективным и незапланированным ростом цен на продукцию, потребляемую в течение расчетного периода регулирования, эти расходы учитываются регулирующими органами при установлении тарифов (цен) на последующий расчетный период регулирования (включая расходы, связанные с обслуживанием заемных средств, привлекаемых для покрытия недостатка средств).

11. Если деятельность организации регулируется более чем одним регулирующим органом, то регулирующие органы обязаны согласовывать устанавливаемые ими размеры необходимой валовой выручки с тем, чтобы суммарный объем необходимой валовой выручки возмещал экономически обоснованные расходы и обеспечивал экономически обоснованную доходность инвестированного капитала этой организации в целом по регулируемой деятельности.

12. При установлении тарифов (цен) на электрическую энергию (мощность) в регулируемом секторе оптового рынка и на розничном рынке в необходимую валовую выручку не включаются финансовые результаты деятельности (прибыль или убытки) в секторе свободной торговли оптового рынка (за исключением случая, предусмотренного пунктом 49 настоящего документа).

13. При расчете тарифов (цен) на электрическую энергию (мощность) для производителей, осуществляющих поставку электрической энергии (мощности) одновременно на розничный и оптовый рынки, в необходимую валовую выручку от деятельности на одном из указанных рынков не включаются финансовые результаты деятельности (прибыль или убытки) на другом рынке.

14. При регулировании тарифов могут устанавливаться:

- тарифы (фиксированные размеры тарифов на единицу продукции, работ, услуг);
- предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов.

15. При регулировании тарифов может применяться:

- 1) метод экономически обоснованных расходов (затрат);
- 2) метод экономически обоснованной доходности инвестированного капитала;
- 3) метод индексации тарифов.

В случае применения метода экономически обоснованной доходности инвестированного капитала указанные в пунктах 30, 32, 33 и 34 настоящего документа расходы финансируются организацией, осуществляющей регулируемую деятельность, за счет полученной с использованием указанного метода валовой прибыли.

Метод индексации применяется с учетом пункта 37 настоящего документа.

16. При использовании метода экономически обоснованных расходов (затрат) тарифы рассчитываются на основе размера необходимой валовой выручки организации, осуществляющей регулируемую деятельность, от реализации каждого вида продукции (услуг) и расчетного объема производства соответствующего вида продукции (услуг) за расчетный период регулирования.

Расчетный годовой объем производства продукции и (или) оказываемых услуг определяется исходя из формируемого Федеральной службой по тарифам сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации (далее – сводный баланс).

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

Сводный баланс формируется Федеральной службой по тарифам с поквартальной и помесечной разбивкой на основе принципа минимизации суммарной стоимости электрической энергии (мощности), поставляемой потребителям, при участии органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, организации, оказывающей услуги по

организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России, администратора торговой системы и системного оператора оптового рынка электрической энергии.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

Порядок формирования сводного баланса, а также внесения в него изменений и уточнений определяется Федеральной службой по тарифам.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

Особенности расчета и установления тарифов на услуги, оказываемые организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, определяются в соответствии с разделом VI настоящего документа.

17. Определение состава расходов, включаемых в необходимую валовую выручку, и оценка их экономической обоснованности производятся в соответствии с законодательством Российской Федерации и нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета.

18. В необходимую валовую выручку включаются планируемые на расчетный период регулирования расходы, уменьшающие налоговую базу налога на прибыль организаций (расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), и внереализационные расходы), и расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль (относимые на прибыль после налогообложения).

19. Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают следующие группы расходов:

- 1) на топливо;
- 2) на покупаемую электрическую и тепловую энергию;
- 3) на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;
- 4) на сырье и материалы;
- 5) на ремонт основных средств;
- 6) на оплату труда и отчисления на социальные нужды;
- 7) на амортизацию основных средств и нематериальных активов;
- 8) прочие расходы.

20. Расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль (относимые на прибыль после налогообложения), включают в себя следующие основные группы расходов:

- 1) капитальные вложения (инвестиции) на расширенное воспроизводство;
- 2) выплата дивидендов и других доходов из прибыли после уплаты налогов;
- 3) взносы в уставные (складочные) капиталы организаций;
- 4) прочие экономически обоснованные расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включая затраты организаций на предоставление работникам льгот, гарантий и компенсаций в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями.

21. В необходимую валовую выручку включается сумма налога на прибыль организаций.

22. Расходы на топливо, включаемые в необходимую валовую выручку, определяются на основе:

1) нормативов удельного расхода топлива (за исключением ядерного), дифференцированных по типам генерирующего оборудования и видам топлива, на производство 1 киловатт-часа электрической энергии и 1 гигакалории тепловой энергии, утверждаемых Министерством энергетики Российской Федерации по согласованию с Федеральной службой по тарифам;

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

2) цен на топливо, определяемых в соответствии с пунктом 36 настоящего документа;

3) определяемой в установленном порядке потребности в ядерном топливе энергоблоков атомных электростанций, включая создание на них страхового запаса ядерного топлива;

4) расчетных объемов потребления топлива (за исключением ядерного) с учетом структуры его использования, сложившейся за последние 3 года;

5) нормативов создания запасов топлива (за исключением ядерного), рассчитываемых в соответствии с методикой, утверждаемой Министерством энергетики Российской Федерации по согласованию с Федеральной службой по тарифам.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

23. Расходы на покупаемую электрическую энергию определяются в соответствии с пунктом 36 настоящего документа.

24. В отдельную группу выделяются расходы на оплату услуг организаций, осуществляющих регулируемую деятельность. Расходы на оплату указанных услуг определяются на основе тарифов, установленных регулирующими органами, и объема оказываемых в расчетном периоде регулирования услуг в соответствии с положениями раздела VI настоящего документа.

25. Расходы на приобретение сырья и материалов, используемых для производственных и хозяйственных нужд, рассчитываются на основании цен, определяемых в соответствии с пунктом 36 настоящего документа и нормативами расходов, которые утверждаются соответственно Министерством энергетики Российской Федерации и Министерством Российской Федерации по атомной энергии.

26. При определении расходов на проведение ремонтных работ учитываются:

1) нормативы расходов (с учетом их индексации) на ремонт основных средств, утверждаемые соответственно Министерством энергетики Российской Федерации и Министерством Российской Федерации по атомной энергии по согласованию с Федеральной службой по тарифам;

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

2) цены, указанные в пункте 36 настоящего документа;

3) программы проведения ремонтных работ, обеспечивающих надежное и безопасное функционирование производственно-технических объектов и предотвращение аварийных ситуаций, утвержденные в установленном порядке.

27. При определении расходов на оплату труда, включаемых в необходимую валовую выручку, регулирующие органы определяют размер фонда оплаты труда в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями, заключенными соответствующими организациями, и фактическим объемом фонда оплаты труда в последнем расчетном периоде регулирования, а также с учетом прогнозного индекса потребительских цен.

28. Сумма амортизации основных средств для расчета тарифов определяется в соответствии с нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета. При расчете налога на прибыль организаций сумма амортизации основных средств определяется в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации.

29. В состав прочих расходов, которые учитываются в необходимой валовой выручке, включаются:

1) расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам с организациями на проведение регламентных работ (определяются в соответствии с пунктом 36 настоящего документа);

2) расходы на оплату работ и услуг непроизводственного характера, выполняемых по договорам с организациями, включая расходы на оплату услуг связи, вневедомственной охраны, коммунальных услуг, юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг и др. (определяются в соответствии с пунктом 36 настоящего документа);

3) отчисления на формирование резервов, предназначенных для обеспечения безопасности атомных электростанций на всех стадиях их жизненного цикла и развития, определяемые в установленном порядке;

4) плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ в окружающую природную среду;

5) плата за аренду имущества;

6) расходы на служебные командировки, включая оформление виз и сборов;

7) расходы на обучение персонала;

8) расходы на страхование;

9) отчисления на проведение мероприятий по надзору и контролю, производимые энергоснабжающими организациями по утверждаемым в установленном порядке нормативам;

9.1) расходы на обеспечение безопасности электрических станций, электрических сетей и других объектов электроэнергетики, согласованные с соответствующим регулирующим органом;

(пп. 9.1 введен Постановлением Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

10) другие расходы, связанные с производством и (или) реализацией продукции, определяемые в порядке, устанавливаемом Федеральной службой по тарифам.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

30. В необходимую валовую выручку включаются внереализационные расходы, в том числе расходы по сомнительным долгам. При этом в составе резерва по сомнительным долгам может учитываться дебиторская задолженность, возникшая при осуществлении соответствующего регулируемого вида деятельности. Уплата сомнительных долгов, для погашения которых был создан резерв, включенный в тариф в предшествующий период регулирования, признается доходом и исключается из необходимой валовой выручки в следующем периоде регулирования с учетом уплаты налога на прибыль организаций.

В состав внереализационных расходов включаются также расходы на консервацию основных производственных средств, используемых в регулируемых видах деятельности.

31. При отсутствии нормативов по отдельным статьям расходов допускается использовать в расчетах экспертные оценки, основанные на отчетных данных, представляемых организацией, осуществляющей регулируемую деятельность.

32. Расходы на инвестиции в расчетном периоде регулирования определяются на основе согласованных в установленном порядке инвестиционных программ (проектов) развития организаций, осуществляющих регулируемую деятельность. Инвестиционные программы (проекты) должны содержать перечень объектов, объем инвестиций, сроки их освоения, источники финансирования капитальных вложений, а также расчет срока окупаемости капитальных вложений.

Средства на финансирование капитальных вложений, направляемых на развитие производства, определяются с учетом амортизационных отчислений и сумм долгосрочных заемных средств, а также условий их возврата.

При этом регулирующие органы обязаны учитывать расходы, связанные с возвратом и обслуживанием долгосрочных заемных средств, направляемых на финансирование капитальных вложений, начиная с момента поступления средств на реализацию проекта, а также обеспечить учет таких расходов при расчете тарифов на последующие расчетные периоды регулирования в течение всего согласованного срока окупаемости проекта.

33. Расчетная величина дивидендов (распределяемого дохода), учитываемая на расчетный период регулирования в составе необходимой валовой выручки, определяется с учетом суммы дивидендов (распределяемого дохода), заявленной организацией, осуществляющей регулируемую деятельность, на расчетный период регулирования и исходя из сумм фактически выплаченных дивидендов за последние 3 года, а также с учетом размера оставшейся после уплаты налогов и сборов прибыли, полученной в последний отчетный период.

Платежи в федеральный бюджет за пользование имуществом, находящимся в федеральной собственности, учитываются на расчетный период регулирования в составе необходимой валовой выручки.

34. Экономически обоснованные расходы на уплату взносов в уставные (складочные) капиталы и на инвестиции в ценные бумаги организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, включаются в состав необходимой валовой выручки в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации.

35. При расчете тарифов с использованием метода экономически обоснованных расходов валовая прибыль должна соответствовать экономически обоснованному уровню доходности инвестированного капитала организаций, осуществляющих регулируемую деятельность. Рассчитанные таким методом тарифы не должны превышать предельных максимальных уровней тарифов, установленных в соответствии с пунктом 53 и подпунктом 2 пункта 63 настоящего документа.

Экономически обоснованный уровень доходности инвестированного капитала определяется регулирующим органом на основании прогноза уровня инфляции, принятого при формировании федерального бюджета на очередной финансовый год, с учетом стоимости долгосрочного заемного капитала, сложившейся на финансовом рынке в отчетный период. Указанный уровень доходности не должен превышать действующую ставку рефинансирования Центрального банка Российской Федерации, но не может быть ниже минимальной доходности облигаций федерального займа по состоянию на 1 июля последнего отчетного года.

Оценка величины инвестированного капитала на расчетный период регулирования осуществляется на основе бухгалтерского баланса организации, осуществляющей регулируемую деятельность, на последнюю отчетную дату. При этом учитываются решения органов управления организации, осуществляющей регулируемую деятельность, принятые во исполнение решений Правительства Российской Федерации и в соответствии с законодательством Российской Федерации, ведущие к изменению величины уставного и добавочного капитала, относимой на регулируемые виды деятельности, в расчетный период регулирования.

Величина инвестированного капитала определяется как сумма долей уставного и добавочного капитала, относимых на данный вид регулируемой деятельности, и долгосрочных обязательств (долгосрочного заемного капитала, обоснованно относимого на данный вид регулируемой деятельности) организации, осуществляющей регулируемую деятельность.

Методика расчета и определения уровня доходности инвестированного капитала (включая особенности его определения в переходный период реформирования электроэнергетики) утверждается Федеральной службой по тарифам по согласованию с Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации и применяется для следующих регулируемых видов деятельности: производство электрической энергии, производство тепловой энергии, передача электрической энергии, передача тепловой энергии и оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

36. При определении расходов, указанных в пунктах 22 – 26 и 29 настоящего документа, регулирующие органы используют:

- 1) регулируемые государством тарифы (цены);
- 2) цены, установленные на основании договоров, заключенных в результате проведения конкурсов, торгов, аукционов и иных закупочных процедур, обеспечивающих целевое и эффективное расходование денежных средств;
- 3) официально опубликованные прогнозные рыночные цены и тарифы, установленные на расчетный период регулирования, в том числе фьючерсные биржевые цены на топливо и сырье.

При отсутствии указанных данных применяются прогнозные индексы изменения цен по отраслям промышленности.

37. Если уровень инфляции (индекс потребительских цен), определенный в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации, не превышает 12 процентов в год в расчетном периоде регулирования, регулирующие органы вправе применять при регулировании тарифов метод индексации тарифов (в том числе на срок более одного года) на основе прогнозируемого уровня инфляции (индекса потребительских цен).

Индексации подлежат ранее утвержденные предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни тарифов и тарифы на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

При применении указанного метода тарифы устанавливаются в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам, которые учитывают:

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

- 1) программы сокращения расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, согласованные с регулирующими органами;
- 2) изменения состава и (или) объемов финансирования инвестиционной программы электроэнергетики;
- 3) отклонения фактических показателей выработки электроэнергии на гидроэлектростанциях от прогнозных;
- 4) отклонения фактических цен на топливо от прогнозных;
- 5) отклонения фактического индекса потребительских цен от принятого при установлении тарифов прогнозного индекса;
- 6) изменения нормативных правовых актов, включая налоговое законодательство, влияющие на размеры расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

Регулирующие органы ежегодно проводят анализ влияния установленных ими тарифов на финансово-экономическое состояние организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, на уровень инфляции, на финансово-экономическое состояние потребителей продукции (услуг) указанных организаций и на уровень жизни населения с целью учета результатов этого анализа при установлении тарифов на очередной расчетный период регулирования.

#### **IV. Ценообразование на оптовом рынке**

##### **Регулируемый сектор**

38. В регулируемом секторе купля-продажа электрической энергии (мощности), в том числе для последующей поставки на экспорт, осуществляется по регулируемым тарифам, устанавливаемым Федеральной службой по тарифам на расчетный период регулирования исходя из равенства сумм стоимости покупаемой и стоимости поставляемой на оптовый рынок электрической энергии, а также исходя из объемов поставки и потребления электрической энергии (мощности) на оптовом рынке (без учета сектора отклонений), утверждаемых Комиссией в сводном балансе.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

39. Выделение объемов производства и поставок электрической энергии (мощности) в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений) в сводном балансе осуществляется в установленном порядке.

40. В пределах одной ценовой зоны оптового рынка покупатели рассчитываются за электрическую энергию (мощность) по одинаковым ставкам тарифа, если иное не установлено законодательством Российской Федерации. Применение ставок тарифа, отличных от указанных ставок тарифа, действующих на дату вступления в силу настоящего документа, прекращается (в том числе поэтапно) по решению Федеральной службы по тарифам, согласованному с Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации и Министерством энергетики Российской Федерации.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

Ставки тарифа, отличные от указанных ставок, применяются в том числе по решению Федеральной службы по тарифам в случае получения поставщиками электрической энергии (мощности), осуществлявшими свою деятельность на розничном рынке, права на участие в регулируемом секторе в текущем периоде регулирования в отношении покупателей оптового рынка, для которых объем покупки электрической энергии (мощности) в регулируемом секторе до даты получения указанными поставщиками права на участие в регулируемом секторе определялся с учетом объемов электрической энергии (мощности) этих поставщиков. В следующих периодах регулирования либо в случае получения указанными поставщиками права на участие в регулируемом секторе с начала периода регулирования отличные от указанных ставки тарифов для всех покупателей оптового рынка, осуществляющих свою деятельность на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, устанавливаются с учетом тарифов и объемов электрической энергии (мощности), установленных для указанных поставщиков.

(абзац введен Постановлением Правительства РФ от 11.11.2005 № 676)

41. На оптовом рынке для поставщиков и покупателей устанавливаются двухставочные тарифы и (или) их предельные уровни, включающие в себя ставку за 1 киловатт-час электрической энергии и ставку за 1 киловатт установленной генерирующей мощности. В указанные тарифы не включается стоимость услуг, оказываемых на оптовом и розничном рынках электрической энергии (мощности).

Оплата покупателем электрической энергии (мощности) осуществляется по ценам на электрическую энергию (с учетом мощности), определяемым исходя из установленных двухставочных тарифов на электрическую энергию и мощность и объемов потребляемой этим покупателем электрической энергии (мощности), утверждаемых в сводном балансе.

Методические указания по расчету указанных тарифов и цен утверждает Федеральная служба по тарифам.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

Расчет цены на электрическую энергию с учетом мощности осуществляется на основании установленных для покупателей двухставочных тарифов в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода (далее – Правила оптового рынка), а также методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

42. При расчете ставки тарифа на установленную генерирующую мощность для поставщиков оптового рынка в необходимую валовую выручку включаются расходы на содержание максимально доступной генерирующей мощности каждого поставщика, учтенной в сводном балансе на расчетный период регулирования, включая расходы на содержание технологического резерва мощности.

43. Доля установленной генерирующей мощности каждого поставщика, расчеты в отношении которой осуществляются в регулируемом секторе, определяется в соответствии с Правилами оптового рынка.

44. Технологический резерв мощности, расходы на содержание которого включаются в соответствии с пунктом 42 настоящего документа в необходимую валовую выручку при расчете ставки тарифа на установленную генерирующую мощность, включает в себя оперативный и стратегический резервы мощности.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 07.12.2005 № 738)

Величина оперативного резерва мощности определяется Министерством энергетики Российской Федерации с участием системного оператора.

Величина стратегического резерва мощности определяется Министерством энергетики Российской Федерации по согласованию с Федеральной службой по тарифам, Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации и Министерством Российской Федерации по атомной энергии с участием организации, оказывающей услуги по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России, и системного оператора на основе перспективных балансов электрической энергии и мощности.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

Указанные виды технологического резерва мощности распределяются по отдельным электростанциям и генерирующему оборудованию (турбоагрегатам, гидроагрегатам) исходя из принципа минимизации суммарных расходов покупателей – участников оптового рынка на покупку электрической энергии и содержание мощности (производство электрической энергии).

(в ред. Постановления Правительства РФ от 07.12.2005 № 738)

45. Порядок формирования и размещения технологического резерва мощности в Единой энергетической системе России утверждается Министерством энергетики Российской Федерации по согласованию с Федеральной службой по тарифам, Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации и Министерством Российской Федерации по атомной энергии.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

46. Федеральная служба по тарифам может устанавливать в регулируемом секторе в границах одной ценовой зоны не менее чем на год предельные максимальные уровни тарифов на электрическую энергию (мощность), продаваемую по двусторонним договорам купли-продажи, заключенным:

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

- покупателями и поставщиками – в отношении объемов потребления и производства электрической энергии, превышающих объемы потребления и производства, включенные в сводный баланс на 2003 год;

- покупателями и поставщиками, имеющими генерирующие объекты, вводимые в эксплуатацию после 31 декабря 2003 г. за счет инвестиций, не включенных в согласованные в установленном порядке в соответствии с пунктом 32 настоящего документа инвестиционные программы организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, – в отношении генерирующих мощностей, не включенных в оперативный резерв мощности на момент заключения двусторонних договоров.

При установлении тарифов на очередной год не учитываются дополнительные доходы, а также убытки поставщиков, понесенные ими при реализации электрической энергии (мощности) по двусторонним договорам купли-продажи.

47. При оказании услуг по организации функционирования торговой системы оптового рынка, в том числе услуг по организации купли-продажи, и расчета за электрическую энергию (мощность) в регулируемом секторе применяются устанавливаемые Федеральной службой по тарифам тарифы для поставщиков и покупателей данной ценовой зоны.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

48. В случае, если по итогам отчетного периода регулирования выявляется несоответствие стоимости фактически поставленной и стоимости оплаченной электрической энергии, Федеральная служба по тарифам в очередном периоде регулирования принимает меры к его устранению.  
(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

49. Определение размера средств, необходимых для выполнения концерном «Росэнергоатом» обязанностей эксплуатирующей организации атомных электростанций и обеспечения безопасности функционирования и развития атомных электростанций, осуществляется Федеральной службой по тарифам.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

Недостаток средств на указанные цели у концерна «Росэнергоатом», образовавшийся в результате сложившихся в секторе свободной торговли цен на электрическую энергию, компенсируется путем увеличения тарифа на установленную генерирующую мощность в регулируемом секторе.

49.1. Тариф на электрическую энергию, выработанную объектом по производству электрической энергии, введенным в эксплуатацию в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 7 декабря 2005 г. № 738, определяется Федеральной службой по тарифам в соответствии с настоящим пунктом.

В случае использования газа в качестве основного топлива тариф на электрическую энергию определяется по формуле расчета тарифа на электрическую энергию, установленной утверждаемыми в соответствии с указанным Постановлением правилами проведения конкурсов инвестиционных проектов по формированию перспективного технологического резерва мощностей по производству электрической энергии, на основании заявленных в отобранном по итогам конкурса инвестиционном проекте параметров, в том числе цены на газ, удельного расхода газа, дифференцированного в зависимости от режима загрузки генерирующих объектов, суммы уплачиваемых исполнителем инвестиционного проекта платежей в сфере электроэнергетики, размер которых зависит от объема производства (потребления) и (или) поставки (покупки) электрической энергии и определяемого условиями конкурса единого для всех инвестиционных проектов показателя доходности капитала, используемого в производстве электрической энергии.

В случае использования при производстве электрической энергии в качестве основного иного вида топлива (уголь, мазут, гидроресурсы, иной источник первичной энергии) тариф на электрическую энергию определяется исходя из стоимости электрической энергии, приведенной в отобранном в соответствии с указанным Постановлением по итогам конкурса инвестиционном проекте на каждый год в течение всего срока оплаты услуг по формированию перспективного технологического резерва мощностей по производству электрической энергии отдельно для любых трех режимов загрузки объекта по производству электрической энергии, предусматривающих различные диапазоны использования установленной генерирующей мощности указанного объекта для производства электрической энергии, а также из размера зависящих от объема производства (потребления) и (или) поставки (покупки) электрической энергии платежей, вносимых в соответствии с договорами, необходимыми для осуществления деятельности в сфере электроэнергетики и участия в оптовом и розничных рынках электрической энергии (мощности) в соответствии с законодательством об электроэнергетике.

(п. 49.1 введен Постановлением Правительства РФ от 07.12.2005 № 738)

#### **Сектор отклонений**

50. Расчет стоимости отклонений объемов фактического производства (потребления) электрической энергии участников оптового рынка от объемов их планового почасового производства (потребления) осуществляется с использованием тарифов регулируемого сектора в соответствии с Правилами оптового рынка и методикой, утверждаемой Федеральной службой по тарифам.

(в ред. Постановлений Правительства РФ от 31.12.2004 № 893, от 17.10.2005 № 620)

#### **Сектор свободной торговли**

51. Цены в секторе свободной торговли не могут быть выше предельного уровня, устанавливаемого Федеральной службой по тарифам.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

Величина предельного уровня цен в секторе свободной торговли определяется в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам, и Правилами оптового рынка.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

52. Особенности ценообразования на оптовом рынке в части, не урегулированной настоящим документом, определяются Правилами оптового рынка.

### **V. Ценообразование на розничном рынке**

53. На основе прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на очередной год, одобренного Правительством Российской Федерации, Федеральная служба по тарифам устанавливает до принятия в первом чтении проекта федерального закона о федеральном бюджете на очередной год:

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

1) предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов на электрическую и тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, в том числе предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов для населения. Указанные тарифы могут устанавливаться с календарной разбивкой и с разбивкой по категориям потребителей с учетом региональных и иных особенностей;

2) предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

Указанные предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов устанавливаются (в том числе методом индексации) не менее чем на год.

54. Органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов до принятия закона о бюджете субъекта Российской Федерации на очередной финансовый год устанавливают на розничном рынке:

1) тарифы на электрическую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, в том числе тарифы для населения, в рамках установленных Федеральной службой по тарифам предельных минимальных и (или) максимальных уровней тарифов; (в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

2) тарифы на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в рамках установленных Федеральной службой по тарифам предельных минимальных и (или) максимальных уровней тарифов на указанную тепловую энергию; (в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

3) тарифы на тепловую энергию, за исключением тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;

4) сбытовые надбавки гарантирующих поставщиков (особенности формирования таких надбавок определяются согласно методическим указаниям, утверждаемым Федеральной службой по тарифам в соответствии с основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии и определения порядка присвоения статуса гарантирующего поставщика).

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

Указанные тарифы и сбытовые надбавки устанавливаются (в том числе методом индексации с разбивкой по годам) не менее чем на год в рамках установленных Федеральной службой по тарифам предельных минимальных и (или) максимальных уровней тарифов.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

Расчет указанных тарифов осуществляется в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

55. При установлении тарифов, указанных в пунктах 53 и 54 настоящего документа, регулирующие органы обязаны учитывать:

1) макроэкономические показатели прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на соответствующий год;

2) изменение видов и объемов топлива, используемого для производства электрической и тепловой энергии, а также цен на него;

3) изменение объемов покупаемой энергоснабжающими организациями и поставляемой потребителям электрической и тепловой энергии, в том числе за счет вывода потребителей электрической энергии на федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии (мощности) и перехода потребителей тепловой энергии на собственные источники теплоснабжения;

4) имевшее место в предыдущие периоды регулирования экономически не обоснованное сдерживание роста тарифов на электрическую и тепловую энергию отдельными органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов.

56. Государственное регулирование тарифов на розничном рынке может проводиться отдельно в отношении электрической энергии, поставляемой населению в пределах социальной нормы потребления и сверх социальной нормы потребления, определяемой в соответствии с законодательством Российской Федерации.

57. Тарифы на электрическую и тепловую энергию, поставляемую потребителям, представляют собой сумму следующих слагаемых:

1) стоимость единицы электрической (тепловой) энергии (мощности);

2) стоимость услуг по передаче единицы электрической (тепловой) энергии (мощности) и иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки энергии потребителям.

В счетах на оплату электрической и тепловой энергии помимо суммарного платежа должны разделяться стоимость отпущенной потребителю энергии и стоимость услуг по ее передаче и иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки энергии потребителям.

58. Тарифы на электрическую энергию (мощность), поставляемую потребителям, устанавливаются регулирующим органом одновременно в 3 вариантах:

1) одноставочный тариф, включающий в себя полную стоимость 1 киловатт-часа поставляемой электрической энергии;

2) двухставочный тариф, включающий в себя ставку за 1 киловатт-час электрической энергии и ставку за 1 киловатт установленной генерирующей мощности;

3) одноставочный (двухставочный) тариф, дифференцированный по зонам (часам) суток.

Потребители, в том числе покупающие часть электрической энергии в секторе свободной торговли, самостоятельно выбирают для проведения расчетов за электрическую энергию один из указанных вариантов тарифа, уведомив об этом организацию, поставляющую ему электрическую энергию, не менее чем за месяц до вступления в установленном порядке в силу указанных тарифов. При отсутствии такого уведомления расчет за электрическую энергию (если иное не будет установлено по взаимному соглашению сторон) производится по варианту тарифа, действовавшему в период, предшествующий расчетному. В расчетном периоде регулирования не допускается изменение варианта тарифа, если иное не будет установлено по взаимному соглашению сторон.

Потребители, покупающие часть электрической энергии в секторе свободной торговли, производят расчеты за электрическую энергию (мощность), купленную на розничном рынке, по тарифам, установленным для данных потребителей в соответствии с настоящим пунктом.

59. Дифференциация тарифов по группам (категориям) потребителей электрической энергии (мощности) должна отражать различия в стоимости производства, передачи и сбыта электрической энергии для групп потребителей и производиться исходя из следующих критериев:

1) величина присоединенной (заявленной) мощности потребителей электрической энергии;

2) режим использования потребителями электрической мощности;

3) категория надежности электроснабжения;

- 4) уровни напряжения электрической сети;
- 5) иные критерии в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Тарифы на тепловую энергию устанавливаются в расчете на 1 гигакалорию отдельно по потребителям, получающим горячую воду и пар, с дифференциацией по параметрам давления пара.

Федеральная служба по тарифам утверждает методические указания по формированию групп (категорий) потребителей электрической и тепловой энергии и применению указанных критериев.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

Тарифы на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, дифференцированные регулирующим органом по группам потребителей, должны обеспечивать получение в расчетном периоде регулирования указанными организациями необходимой валовой выручки.

Не допускается дифференциация тарифов на электрическую энергию (мощность) для потребителей в зависимости от их участия (неучастия) в секторе свободной торговли.

60. На розничном рынке для целей определения регулируемых тарифов на электрическую и тепловую энергию (мощность), отпускаемую энергоснабжающими (энергосбытовыми) организациями другим энергоснабжающим (энергосбытовым) организациям, последние рассматриваются в качестве потребителей, в отношении которых действуют положения пункта 59 настоящего документа.

61. На розничном рынке при расчетах по двусторонним (в том числе долгосрочным) договорам купли-продажи электрической (тепловой) энергии (мощности) применяются тарифы, устанавливаемые в соответствии с пунктами 53 и 54 настоящего документа.

62. На розничном рынке для определения размера оплаты электрической энергии, потребленной сверх количества, установленного договором, а также для определения стоимости отклонений участников сектора свободной торговли, не являющихся участниками регулируемого сектора, применяются тарифы на электрическую энергию (мощность), поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, утверждаемые органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов. При этом применяются повышающие (понижающие) коэффициенты, рассчитанные в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

#### **VI. Особенности ценообразования в отношении услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность**

63. В отношении услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, Федеральная служба по тарифам устанавливает:

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

- 1) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети;
- 2) предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям;
- 3) тарифы на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике;
- 4) размер абонентной платы за услуги по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России;
- 5) тарифы на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности);
- 6) цены (тарифы) на услуги по обеспечению системной надежности;
- 7) размер платы за технологическое присоединение к электрическим сетям.

Федеральная служба по тарифам утверждает методические указания по расчету (определению) указанных тарифов и размеров платы.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

64. Тарифы на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям определяются путем деления необходимой валовой выручки организаций, оказывающих данные услуги (в том числе с привлечением других организаций), на суммарную присоединенную (заявленную) мощность потребителей услуг в расчетном периоде регулирования и дифференцируются по уровням напряжения и иным критериям, установленным законодательством Российской Федерации, в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

В качестве базы для расчета тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети в переходный период реформирования в электроэнергетике используются объем отпуска электрической энергии потребителям и величина присоединенной (заявленной) мощности потребителей.

(абзац введен Постановлением Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

В указанных тарифах учитываются расходы на оплату нормативных технологических потерь, не включенных в тарифы (цены) на электрическую энергию (мощность), в целях компенсации экономически обоснованных расходов организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии, на покупку электрической энергии в объемах, необходимых для покрытия нормативных технологических потерь. Нормативы технологических потерь утверждаются Министерством энергетики Российской Федерации.

Учет указанных расходов на услуги по передаче электрической энергии осуществляется в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

65. Предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям устанавливаются Федеральной службой по тарифам для каждого субъекта Российской Федерации и дифференцируются по уровням напряжения.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)



Органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов в рамках указанных предельных уровней устанавливают тарифы на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям для организаций, оказывающих данные услуги на территории соответствующего субъекта Российской Федерации.

66. Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии устанавливаются органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

67. Расчет тарифов на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению и определение размера средств, предназначенных для страхования риска ответственности субъектов оперативно-диспетчерского управления за причинение ущерба субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии в соответствии с пунктом 3 статьи 18 Федерального закона "Об электроэнергетике" и включаемых в состав платы за услуги системного оператора по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, осуществляется на основании методических указаний, утверждаемых Федеральной службой по тарифам.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

Указанные средства имеют строго целевое назначение и могут расходоваться только на уплату страховых взносов страховщику в связи с осуществлением страхования риска ответственности за причинение ущерба субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии.

При расчете тарифа на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению учитываются расходы, определяемые в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 7 декабря 2005 г. № 738, на оплату услуг по формированию перспективного технологического резерва мощностей по производству электрической энергии, а также на возмещение исполнителям инвестиционных проектов платежей, вносимых ими в соответствии с договорами, необходимыми для осуществления деятельности в сфере электроэнергетики и участия в оптовом и розничных рынках электрической энергии (мощности) в соответствии с законодательством об электроэнергетике, размер которых не зависит от объема производства (потребления) и (или) поставки (покупки) электрической энергии. Указанные расходы могут учитываться в тарифе на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению с учетом территориального расположения объектов по производству электрической энергии, введенных в эксплуатацию в соответствии с указанным Постановлением.

(абзац введен Постановлением Правительства РФ от 07.12.2005 № 738)

68. Размер абонентной платы за услуги по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России рассчитывается исходя из обеспечения получения организацией, оказывающей данные услуги субъектам оптового рынка (за исключением концерна "Росэнергоатом"), необходимой валовой выручки, с определением расходов отдельно по каждой из указанных услуг.

Порядок и условия оплаты указанных услуг утверждаются Федеральной службой по тарифам по согласованию с Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации и Министерством энергетики Российской Федерации.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

69. Услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности) оказываются организацией, осуществляющей определенные законодательством Российской Федерации функции администратора торговой системы оптового рынка.

Тариф на указанные услуги может рассчитываться отдельно для регулируемого сектора и сектора свободной торговли. Стоимость указанных услуг оплачивается поставщиками и покупателями пропорционально объемам электрической энергии, проданной и купленной в каждом секторе оптового рынка.

Особенности расчета данного тарифа устанавливаются в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

70. Цены (тарифы) на услуги по обеспечению системной надежности, оказываемые субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии с управляемой нагрузкой, рассчитываются в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

71. Плата за технологическое присоединение к электрическим сетям производится организациями (физическими лицами), подавшими заявку на выдачу технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям в сетевую организацию, имеющую на праве собственности или на ином законном основании соответствующие объекты электросетевого хозяйства.

При наличии технической возможности технологического присоединения к электрическим сетям в размер платы за присоединение включаются средства для компенсации расходов сетевой организации на проведение мероприятий по технологическому присоединению нового объекта к электрическим сетям.

Указанные мероприятия осуществляются в установленном порядке организацией, к объектам электросетевого хозяйства которой производится технологическое присоединение, и (или) потребителями (в том числе с привлечением специализированных организаций).

Размер платы за технологическое присоединение к электрическим сетям определяется в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам по согласованию с Министерством Российской Федерации по антимонопольной политике и поддержке предпринимательства.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

Утверждены  
Постановлением Правительства  
Российской Федерации  
от 26 февраля 2004 г. № 109

**ПРАВИЛА  
ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И ПРИМЕНЕНИЯ  
ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ И ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ  
В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

(в ред. Постановлений Правительства РФ от 31.12.2004 № 893,  
от 11.11.2005 № 676)

1. Настоящие Правила, разработанные во исполнение статьи 5 Федерального закона «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации», определяют основания и порядок установления тарифов на электрическую и тепловую энергию, предусмотренный Основами ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации, утверждаемыми Правительством Российской Федерации (далее – Основы ценообразования).

2. Термины, используемые в настоящих Правилах, имеют значение, указанное в Основых ценообразования.

3. На основании одобренного Правительством Российской Федерации прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на очередной год, а также предложений и материалов, указанных в пунктах 9 - 11 настоящих Правил, Федеральная служба по тарифам устанавливает до принятия Государственной Думой Федерального Собрания Российской Федерации в первом чтении проекта федерального закона о федеральном бюджете на очередной год тарифы на электрическую и тепловую энергию и (или) их предельные уровни (далее - тарифы и (или) их предельные уровни) с учетом пунктов 40, 41, 53 и 63 Основ ценообразования.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

4. На основании тарифов и (или) их предельных уровней, установленных Федеральной службой по тарифам, органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов до принятия закона о бюджете субъекта Российской Федерации на очередной финансовый год устанавливают тарифы, указанные в пунктах 54, 64 и 65 Основ ценообразования, на розничном рынке.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

5. При установлении тарифов на очередной период регулирования регулирующий орган может проводить в порядке, установленном законодательством Российской Федерации, проверки хозяйственной деятельности организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, в части обоснованности величины тарифов и правильности их применения.

6. Тарифы и (или) их предельные уровни вводятся в действие с начала очередного года на срок не менее одного года.

Действие настоящего пункта не распространяется на решения регулирующих органов, направленные на приведение ранее принятых решений об установлении тарифов или их предельных уровней в соответствие с законодательством Российской Федерации, а также на решения регулирующих органов об установлении тарифов для организаций, в отношении которых ранее не осуществлялось государственное регулирование тарифов.

(абзац введен Постановлением Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

7. Установление тарифов и (или) предельных уровней производится регулируемыми органами путем рассмотрения соответствующих дел.

8. Организации, осуществляющие регулируемую деятельность, до 15 мая года, предшествующего периоду регулирования, представляют в органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов обоснованные предложения об установлении предельных уровней тарифов в соответствии с Основами ценообразования.

9. Органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов до 1 июня года, предшествующего периоду регулирования, представляют в Федеральную службу по тарифам обоснованные предложения об установлении предельных уровней тарифов в соответствии с Основами ценообразования.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

Дело об установлении предельных уровней тарифов в субъектах Российской Федерации открывается с 15 июня года, предшествующего периоду регулирования.

10. Организации, осуществляющие регулируемую деятельность, для открытия дела об установлении тарифов представляют до 1 июля года, предшествующего периоду регулирования, в соответствующий регулирующий орган следующие материалы:

- 1) баланс электрической энергии;
- 2) баланс электрической мощности;
- 3) баланс спроса и предложения в отношении тепловой энергии;
- 4) баланс тепловой мощности;
- 5) бухгалтерская и статистическая отчетность за предшествующий период регулирования;
- 6) расчет полезного отпуска электрической и тепловой энергии с обоснованием размера расхода электрической энергии на собственные и производственные нужды и на передачу (потери) по сетям;
- 7) данные о структуре и ценах потребляемого топлива с учетом перевозки;
- 8) расчет расходов и необходимой валовой выручки от регулируемой деятельности с приложением экономического обоснования исходных данных (с указанием применяемых норм и нормативов расчета), разработанного в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам;

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

9) расчет тарифов на отдельные услуги, оказываемые на рынках электрической и тепловой энергии;

10) инвестиционная программа (проект инвестиционной программы) с обоснованием потребности в средствах, необходимых для прямого финансирования и обслуживания заемного капитала;

11) оценка выпадающих или дополнительно полученных в предшествующий период регулирования доходов, которые были выявлены на основании официальной статистической и бухгалтерской отчетности или результатов проверки хозяйственной деятельности организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

Для организаций, в отношении которых ранее не осуществлялось государственное регулирование тарифов, тарифы на очередной и текущий периоды регулирования рассчитываются независимо от сроков подачи материалов. При этом сроки рассмотрения регулирующим органом указанных материалов не должны превышать сроков, установленных в пунктах 13 и 16 настоящих Правил.

(абзац введен Постановлением Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

11. Производители энергии – поставщики оптового рынка вместо материалов, указанных в подпунктах 1 – 4 пункта 10 настоящих Правил, представляют в регулирующий орган сведения о включенных в сводный баланс объемах производства электрической и тепловой энергии и величине установленной, максимально доступной и рабочей генерирующей мощности.

В случае получения поставщиками электрической энергии (мощности), осуществлявшими свою деятельность на розничном рынке, права на участие в регулируемом секторе оптового рынка в текущем периоде регулирования Федеральная служба по тарифам может включать в сводный баланс в отношении указанных поставщиков объемы производства и поставки электрической энергии (мощности) и устанавливать для них тарифы, равные соответствующим объемам и тарифам, установленным для таких поставщиков органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, без открытия дела об установлении тарифов.

(абзац введен Постановлением Правительства РФ от 11.11.2005 № 676)

Тарифы для получившего право на участие в регулируемом секторе в текущем периоде регулирования покупателя (поставщика), который приобрел в порядке правопреемства энергопринимающие устройства (генерирующее оборудование), ранее принадлежавшие участнику регулируемого сектора оптового рынка, могут устанавливаться в размере, равном тарифам, установленным для участника регулируемого сектора, правопреемником которого он является, без открытия дела об установлении тарифов.

(абзац введен Постановлением Правительства РФ от 11.11.2005 № 676)

Тарифы для получившего право на участие в регулируемом секторе оптового рынка в текущем периоде регулирования поставщика, который приобрел генерирующее оборудование, ранее принадлежавшее поставщику электрической энергии (мощности) в регулируемом секторе, и (или) право продажи электрической энергии (мощности), производимой на указанном оборудовании, могут устанавливаться в размере, равном тарифам, установленным для участника регулируемого сектора оптового рынка, владевшего данным оборудованием (распоряжавшегося соответствующей электрической энергией (мощностью) по соответствующим точкам (группам точек) поставки, без открытия дела об установлении тарифов.

(абзац введен Постановлением Правительства РФ от 11.11.2005 № 676)

12. Регулирующий орган вправе не позднее 20 июля года, предшествующего периоду регулирования, запросить дополнительные материалы, указав форму их представления и требования к ним, а организации, осуществляющие регулируемую деятельность, обязаны их представить в 2-недельный срок со дня поступления запроса.

Организации, осуществляющие регулируемую деятельность, вправе представить по своему усмотрению дополнительные материалы не позднее 20 июля года, предшествующего периоду регулирования.

13. Материалы, предусмотренные пунктами 10 и 11 настоящих Правил, регистрируются регулирующим органом в день получения (с присвоением регистрационного номера, указанием даты и времени получения) и помечаются специальным штампом.

Регулирующий орган в 2-недельный срок с даты регистрации проводит анализ указанных материалов и направляет организации, осуществляющей регулируемую деятельность, извещение об открытии дела об установлении тарифов с указанием должности, фамилии, имени и отчества лица, назначенного уполномоченным по делу.

14. В случае применения регулирующими органами метода индексации дело об установлении тарифов не открывается.

15. Федеральная служба по тарифам утверждает регламент рассмотрения дел об установлении тарифов и (или) их предельных уровней, предусматривающий порядок регистрации, принятия к рассмотрению и выдачи отказов в рассмотрении заявлений об установлении тарифов и (или) их предельных уровней, а также порядок согласования решений органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов об установлении тарифов, превышающих предельный уровень, установленный в соответствии с Основами ценообразования.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

16. Регулирующий орган проводит экспертизу предложений об установлении тарифов и (или) их предельных уровней. Срок проведения экспертизы устанавливается регулирующим органом, но не может превышать один месяц. Регулирующий орган назначает экспертов из числа своих сотрудников. В случаях, определяемых регламентом рассмотрения дел об установлении тарифов и (или) их предельных уровней, регулирующий орган может принять решение о проведении экспертизы сторонними организациями (физическими лицами).

Порядок проведения экспертизы и отбора организаций (физических лиц), привлекаемых для проведения экспертизы, утверждается Федеральной службой по тарифам по согласованию с Министерством Российской Федерации по антимонопольной политике и поддержке предпринимательства.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

К делу об установлении тарифов и (или) их предельных уровней приобщается экспертное заключение, а также экспертные заключения, представленные организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, потребителями и (или) иными заинтересованными организациями. Эти экспертные заключения являются дополнительными материалами и представляются в регулирующий орган в срок, предусмотренный пунктом 12 настоящих Правил.

17. Экспертное заключение, помимо общих мотивированных выводов и рекомендаций, должно содержать:

- 1) оценку достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении тарифов и (или) их предельных уровней;
- 2) оценку финансового состояния организаций, осуществляющих регулируемую деятельность (по общепринятым показателям);
- 3) анализ основных технико-экономических показателей, определяемых регулирующим органом, за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования;
- 4) анализ экономической обоснованности расходов по статьям расходов;
- 5) анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования организаций, осуществляющих регулируемую деятельность;
- 6) сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования;
- 7) анализ соответствия расчета тарифов и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов и (или) их предельных уровней.

18. Решение об установлении тарифов и (или) их предельных уровней принимается на заседании правления (коллегии) регулирующего органа.

Организация, осуществляющая регулируемую деятельность, за 10 дней до рассмотрения дела об установлении тарифов и (или) их предельных уровней извещается (с подтверждением получения извещения) о дате, времени и месте заседания правления (коллегии), а не позднее чем за один день до заседания должна быть ознакомлена с его материалами, включая проект постановления.

19. Заседание правления (коллегии) регулирующего органа по рассмотрению дел об установлении тарифов и (или) их предельных уровней является открытым и считается правомочным, если в нем участвуют более половины членов правления (коллегии).

В случае отсутствия на заседании по уважительной причине официальных представителей организации, осуществляющей регулируемую деятельность, рассмотрение может быть отложено на срок, определяемый правлением (коллегией). В случае повторного отсутствия указанных представителей рассмотрение дела проводится без их участия.

Протокол заседания утверждается председательствующим (далее – протокол).

20. Заседание правления (коллегии) регулирующего органа по рассмотрению дел об установлении тарифов и (или) их предельных уровней проводится в соответствии с регламентом, утверждаемым Федеральной службой по тарифам.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

21. Постановление регулирующего органа принимается по форме, утверждаемой Федеральной службой по тарифам, и включает в себя:

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

- величину тарифов и (или) их предельных уровней с разбивкой по категориям (группам) потребителей;
- даты введения в действие тарифов и (или) их предельных уровней;
- сроки действия тарифов и (или) их предельных уровней с календарной разбивкой.

В протоколе, являющемся неотъемлемой частью решения об установлении тарифов и (или) их предельных уровней, указываются основные экономические показатели расчетного периода регулирования, объем необходимой валовой выручки и основные статьи расходов по регулируемым видам деятельности в соответствии с Основами ценообразования.

22. Основания, по которым отказано во включении в тарифы отдельных расходов, предложенных организацией, осуществляющей регулируемую деятельность, указываются в протоколе.

23. Решение регулирующего органа об установлении тарифов и (или) их предельных уровней доводится до организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, в недельный срок.

Постановление регулирующего органа об установлении тарифов и (или) их предельных уровней публикуется в установленном порядке.

24. Разногласия, связанные с установлением тарифов и (или) их предельных уровней, рассматриваются Федеральной службой по тарифам в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 № 893)

25. Решение об установлении тарифов и (или) их предельных уровней обратной силы не имеет.

26. Применение льготных тарифов на электрическую и тепловую энергию допускается при наличии соответствующего решения регулирующего органа, согласованного в установленном порядке с Министерством Российской Федерации по антимонопольной политике и поддержке предпринимательства, в котором указаны потребители (группы потребителей), в отношении которых законодательно установлено право на льготы, основания для предоставления льгот и порядок компенсации выпадающих доходов энергоснабжающих (энергосбытовых) организаций.

Списки потребителей электрической и тепловой энергии, имеющих право на льготы (за исключением физических лиц), подлежат опубликованию в установленном порядке.

**ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ПОСТАНОВЛЕНИЕ**  
**от 3 марта 2004 г. № 123**

**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ПРАВИЛ ОТМЕНЫ РЕШЕНИЙ ОРГАНОВ ИСПОЛНИТЕЛЬНОЙ  
ВЛАСТИ СУБЪЕКТОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ В ОБЛАСТИ ГОСУДАРСТВЕННОГО  
РЕГУЛИРОВАНИЯ ТАРИФОВ, А ТАКЖЕ РЕШЕНИЙ ОРГАНОВ МЕСТНОГО САМОУПРАВЛЕНИЯ,  
ПРИНЯТЫХ ВО ИСПОЛНЕНИЕ ПЕРЕДАННЫХ ИМ ПОЛНОМОЧИЙ ПО ГОСУДАРСТВЕННОМУ  
РЕГУЛИРОВАНИЮ ТАРИФОВ НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ**

(в ред. Постановления Правительства РФ от 01.02.2005 № 49)

В соответствии со статьей 6 Федерального закона «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» и статьей 21 Федерального закона «Об электроэнергетике» Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Утвердить прилагаемые Правила отмены решений органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, а также решений органов местного самоуправления, принятых во исполнение переданных им полномочий по государственному регулированию тарифов на тепловую энергию.

2. Установить, что:

– Федеральная служба по тарифам является органом, уполномоченным отменять решения органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, принятые с превышением их полномочий в области государственного регулирования цен (тарифов) в электроэнергетике;

(в ред. Постановления Правительства РФ от 01.02.2005 № 49)

– органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов являются органами, уполномоченными отменять решения органов местного самоуправления, принятые с превышением переданных им полномочий по государственному регулированию тарифов на тепловую энергию либо противоречащие законодательству Российской Федерации в области электроэнергетики.

*Временно исполняющий обязанности  
Председателя Правительства  
Российской Федерации  
В. ХРИСТЕНКО*

**ПРАВИЛА  
ОТМЕНЫ РЕШЕНИЙ ОРГАНОВ ИСПОЛНИТЕЛЬНОЙ  
ВЛАСТИ СУБЪЕКТОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ В ОБЛАСТИ  
ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ТАРИФОВ, А ТАКЖЕ РЕШЕНИЙ  
ОРГАНОВ МЕСТНОГО САМОУПРАВЛЕНИЯ, ПРИНЯТЫХ ВО ИСПОЛНЕНИЕ  
ПЕРЕДАННЫХ ИМ ПОЛНОМОЧИЙ ПО ГОСУДАРСТВЕННОМУ  
РЕГУЛИРОВАНИЮ ТАРИФОВ НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ**

1. Настоящие Правила определяют порядок отмены решений органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, принятых с превышением полномочий, установленных основами ценообразования в сфере регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике и правилами государственного регулирования цен (тарифов) в электроэнергетике, а также решений органов местного самоуправления, принятых с превышением переданных им полномочий по государственному регулированию тарифов на тепловую энергию либо противоречащих законодательству Российской Федерации в области электроэнергетики (далее – решение).

2. Основанием для рассмотрения вопроса об отмене решения является заявление заинтересованного лица.

3. Заявление подается в письменной форме с приложением необходимых документов (подлинника или копии).

4. Федеральный орган исполнительной власти по регулированию естественных монополий (орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов) может рассмотреть вопрос об отмене решения по собственной инициативе на основании материалов, подтверждающих наличие нарушений, указанных в пункте 1 настоящих Правил.

5. Перечень документов, необходимых для рассмотрения заявления, а также порядок рассмотрения вопросов, связанных с отменой решения, устанавливает федеральный орган исполнительной власти по регулированию естественных монополий.

6. В случае несоблюдения заявителем установленных требований заявление к рассмотрению не принимается и подлежит возврату в течение 10 дней со дня поступления с указанием причин возврата.

7. Заявитель извещается о принятии заявления к рассмотрению в течение 10 дней со дня его поступления.

8. Рассмотрение вопроса об отмене решения осуществляется в течение 30 дней с даты принятия заявления к рассмотрению.

Срок рассмотрения может быть продлен на 15 дней в случае необходимости проведения дополнительной экспертизы или получения дополнительных материалов по указанию руководителя федерального органа исполнительной власти по регулированию естественных монополий (руководителя органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов).

9. Для рассмотрения вопроса об отмене решения могут привлекаться независимые эксперты, заключения которых представляются в соответствующий орган исполнительной власти не позднее чем за 5 дней до даты рассмотрения указанного вопроса.

10. По итогам рассмотрения вопроса об отмене решения принимается одно из следующих решений:

– об отмене (в части или в целом) решения органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов (органа местного самоуправления);

– об отсутствии оснований для отмены решения органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов (органа местного самоуправления).

11. Решение федерального органа исполнительной власти по регулированию естественных монополий (органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов) об отмене решения должно содержать основание и дату отмены решения, а также рекомендации, касающиеся порядка и срока принятия органами, решения которых отменяются, новых решений об установлении тарифов, включая требования по расчету тарифов в соответствии с основами ценообразования в сфере регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике и правилами государственного регулирования цен (тарифов) в электроэнергетике.

12. Решение федерального органа исполнительной власти по регулированию естественных монополий (органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов) направляется заявителю в 3-дневный срок со дня его принятия и подлежит официальному опубликованию в установленном порядке.

13. Решение федерального органа исполнительной власти по регулированию естественных монополий (органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов) по вопросу об отмене решения может быть обжаловано в установленном порядке.

**ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ПОСТАНОВЛЕНИЕ**  
**от 4 марта 2004 г. № 136**

**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ТИПОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ**  
**ОБ ОРГАНЕ ИСПОЛНИТЕЛЬНОЙ ВЛАСТИ СУБЪЕКТА**  
**РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ В ОБЛАСТИ ГОСУДАРСТВЕННОГО**  
**РЕГУЛИРОВАНИЯ ТАРИФОВ**

В соответствии с Федеральным законом «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Утвердить прилагаемое Типовое положение об органе исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов.
2. Установить, что действие настоящего Постановления прекращается с даты признания утратившим силу Федерального закона «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации».
3. Признать утратившим силу Постановление Правительства Российской Федерации от 30 декабря 1999 г. № 1435 «Об утверждении Типового положения о региональной энергетической комиссии субъекта Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2000, № 2, ст. 220).

*Временно исполняющий обязанности*  
*Председателя Правительства*  
*Российской Федерации*  
*В. ХРИСТЕНКО*

**ТИПОВОЕ ПОЛОЖЕНИЕ  
ОБ ОРГАНЕ ИСПОЛНИТЕЛЬНОЙ ВЛАСТИ СУБЪЕКТА  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ В ОБЛАСТИ ГОСУДАРСТВЕННОГО  
РЕГУЛИРОВАНИЯ ТАРИФОВ**

1. Настоящее Типовое положение определяет задачи, порядок формирования и полномочия органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов (далее – орган в области регулирования).

2. Орган в области регулирования осуществляет свою деятельность в соответствии с законодательством Российской Федерации актами федерального органа исполнительной власти по регулированию естественных монополий, взаимодействует с этим органом и в пределах своих полномочий принимает решения самостоятельно.

3. Основными задачами органа в области регулирования являются:

- 1) государственное регулирование тарифов на электрическую и тепловую энергию;
- 2) достижение баланса экономических интересов производителей и потребителей топливно-энергетических ресурсов;
- 3) недопущение установления для отдельных категорий потребителей льготных тарифов на электрическую и тепловую энергию за счет повышения тарифов на нее для других потребителей;
- 4) создание экономических стимулов, обеспечивающих использование энергосберегающих технологий.

4. Орган в области регулирования:

1) устанавливает тарифы на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям в рамках установленных федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям, а также тарифов на услуги по передаче тепловой энергии;

2) устанавливает сбытовые надбавки для гарантирующих поставщиков электрической энергии;

3) устанавливает тарифы на тепловую энергию, за исключением тепловой энергии, производимой электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии (далее – электростанции);

4) устанавливает тарифы на тепловую энергию, производимую электростанциями, в рамках установленных федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов на эту энергию;

5) устанавливает тарифы на электрическую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, в рамках установленных федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов, за исключением электрической энергии, продаваемой по нерегулируемым ценам;

6) осуществляет контроль за применением регулируемых им цен (тарифов) и при необходимости проверку обоснованности величины и правильности применения указанных цен (тарифов);

7) контролирует осуществляемую гарантирующими поставщиками деятельность по обеспечению надежного энергоснабжения населения;

8) согласовывает использование водных ресурсов гидроэлектростанций, находящихся на территории субъекта Российской Федерации;

9) согласовывает размещение объектов электроэнергетики на территории субъекта Российской Федерации;

10) согласовывает решения о присвоении субъектам электроэнергетики статуса гарантирующих поставщиков;

11) представляет в федеральный орган исполнительной власти по регулированию естественных монополий предложения об установлении предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям организаций, расположенных на территории субъекта Российской Федерации;

12) запрашивает в пределах своих полномочий у органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации, органа местного самоуправления и организаций материалы по вопросам регулирования цен (тарифов) и контроля их применения;

13) отменяет решения органа местного самоуправления, принятые во исполнение переданных ему в соответствии с законодательством Российской Федерации полномочий и противоречащие законодательству Российской Федерации об электроэнергетике или принятые с превышением компетенции;

14) создает экспертные и рабочие группы для рассмотрения вопросов, отнесенных к его компетенции;

15) публикует в установленном порядке принятые решения;

16) публикует в установленном порядке и направляет до 1 апреля года, следующего за отчетным, в федеральный орган исполнительной власти по регулированию естественных монополий отчет о своей деятельности;

17) осуществляет иные полномочия, не связанные с государственным регулированием тарифов на электрическую и тепловую энергию, определенные органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в соответствии с законодательством Российской Федерации.

5. Орган в области регулирования вправе передавать органу местного самоуправления по согласованию с ним полномочия по государственному регулированию тарифов на тепловую энергию (за исключением тепловой энергии, производимой электростанциями), отпускаемую непосредственно ее производителями, обеспечивающими снабжение потребителей, расположенных на территории одного муниципального образования.

6. Решения органа в области регулирования об утверждении им тарифов, значения которых превышают установленные предельные уровни, подлежат согласованию с федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий до принятия указанных решений.

Решение органа в области регулирования, принятое им с превышением установленных полномочий, подлежит отмене в порядке, устанавливаемом законодательством Российской Федерации.

7. Для определения основных направлений деятельности органа в области регулирования и принятия соответствующих решений образуется коллегиальный орган, в состав которого входят не более 7 человек, в том числе руководитель.



Порядок образования коллегиального органа и назначения его членов определяется органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации.

Назначение на должность и освобождение от должности руководителя органа в области регулирования осуществляются по согласованию с федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий.

Члены коллегиального органа и работники аппарата органа в области регулирования являются государственными служащими субъекта Российской Федерации, если занимаемые ими должности законодательством этого субъекта Российской Федерации включены в перечень должностей государственных служащих.

Организационная структура органа в области регулирования определяется органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации.

8. Руководитель органа в области регулирования:

- 1) осуществляет общее руководство деятельностью органа в области регулирования;
- 2) несет персональную ответственность за выполнение возложенных на орган в области регулирования задач и осуществление им своих функций;
- 3) распределяет обязанности между членами коллегиального органа, а также работниками аппарата органа в области регулирования;
- 4) утверждает штатное расписание органа в области регулирования;
- 5) назначает на должность и освобождает от должности работников аппарата органа в области регулирования.

9. Финансирование органа в области регулирования осуществляется за счет средств, предусматриваемых на эти цели в бюджете субъекта Российской Федерации. Расходы на содержание органа в области регулирования производятся за счет отчислений, предусмотренных в структуре цен (тарифов) на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, в порядке, определенном субъектом Российской Федерации.

10. Орган в области регулирования является юридическим лицом, имеет расчетные счета в кредитных организациях, бланки и печати со своим наименованием.



**ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ПОСТАНОВЛЕНИЕ**  
**от 27 декабря 2004 г. № 854**

**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ПРАВИЛ ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО**  
**УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

В соответствии со статьями 12 и 21 Федерального закона «Об электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1177) Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Утвердить прилагаемые:

Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;  
перечень технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем.

2. Министерству промышленности и энергетики Российской Федерации утвердить в 3-месячный срок единые аттестационные требования к лицам, осуществляющим профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике, и порядок аттестации лиц, осуществляющих эту деятельность.

3. Установить, что федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным осуществлять контроль за системой оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, а также аттестацию лиц, осуществляющих профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике, является Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору.

4. Министерству промышленности и энергетики Российской Федерации совместно с Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации и Федеральной антимонопольной службой при участии заинтересованных организаций в 3-месячный срок разработать и представить в установленном порядке в Правительство Российской Федерации проект акта Правительства Российской Федерации, определяющий перечень организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике, в том числе в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, их структуру и зоны диспетчерской ответственности.

5. Министерству промышленности и энергетики Российской Федерации совместно с Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации, Федеральной антимонопольной службой и Федеральным агентством по атомной энергии при участии заинтересованных организаций в 6-месячный срок провести анализ эффективности функционирования системы оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и при необходимости представить в Правительство Российской Федерации предложения по внесению изменений в Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденные настоящим постановлением.

6. Установить, что Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденные настоящим постановлением, вступают в силу с даты вступления в силу акта, определяющего перечень организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике, в том числе в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, их структуру и зоны диспетчерской ответственности.

*Председатель Правительства*  
*Российской Федерации*  
**М. ФРАДКОВ**

## ПРАВИЛА ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

### I. Общие положения

1. Настоящие Правила определяют порядок оперативно-диспетчерского управления, осуществляемого субъектами оперативно-диспетчерского управления в Единой энергетической системе России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах (энергосистемах).

Оперативно-диспетчерское управление атомными станциями осуществляется в соответствии с настоящими Правилами с учетом особенностей, предусмотренных законодательством Российской Федерации в области использования атомной энергии.

2. Понятия, используемые в настоящих Правилах, означают следующее:

**«технологический режим работы»** – процесс, протекающий в технических устройствах объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки потребителя электрической энергии, и состояние этого объекта или установки (включая параметры настройки системной и противоаварийной автоматики);

**«электроэнергетический режим энергосистемы»** – единый процесс производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии в энергосистеме и состояние объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (включая схемы электрических соединений объектов электроэнергетики);

**«диспетчерский центр»** – структурное подразделение организации – субъекта оперативно-диспетчерского управления, осуществляющее в пределах закрепленной за ним операционной зоны управление режимом энергосистемы;

**«операционная зона»** – территория, в границах которой расположены объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки потребителей электрической энергии, управление взаимосвязанными технологическими режимами работы которых осуществляет соответствующий диспетчерский центр;

**«диспетчерское ведение»** – организация управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, при которой технологические режимы работы или эксплуатационное состояние указанных объектов или установок изменяются только по согласованию с соответствующим диспетчерским центром;

**«диспетчерское управление»** – организация управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, при которой технологические режимы работы или эксплуатационное состояние указанных объектов или установок изменяются только по оперативной диспетчерской команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра;

**«схема электрических соединений объекта (объектов) электроэнергетики»** – характеристика технологического режима работы объекта электроэнергетики (электроэнергетического режима энергосистемы), определяющая состояние соединения оборудования объекта (объектов) электроэнергетики между собой.

### II. Организация оперативно-диспетчерского управления

3. Оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах (Единой энергетической системе России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах) осуществляется посредством централизованного круглосуточного и непрерывного управления взаимосвязанными технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, образующими в совокупности электроэнергетические режимы соответствующих энергосистем (далее – управление электроэнергетическим режимом энергосистемы).

Управление электроэнергетическим режимом энергосистемы может осуществляться одним субъектом оперативно-диспетчерского управления или несколькими субъектами оперативно-диспетчерского управления, находящимися в соподчинении, то есть являющимися вышестоящими и нижестоящими по отношению друг к другу.

Вышестоящим субъектом оперативно-диспетчерского управления является организация, зона диспетчерской ответственности которой включает зоны диспетчерской ответственности иных субъектов оперативно-диспетчерского управления, являющихся нижестоящими по отношению к данной организации. Вышестоящий субъект оперативно-диспетчерского управления вправе давать соответствующим нижестоящим субъектам оперативно-диспетчерского управления обязательные для исполнения диспетчерские команды и распоряжения.

В пределах Единой энергетической системы России вышестоящим субъектом оперативно-диспетчерского управления по отношению к другим субъектам оперативно-диспетчерского управления выступает системный оператор.

4. Субъект оперативно-диспетчерского управления осуществляет управление электроэнергетическим режимом энергосистемы в закрепленной за ним зоне диспетчерской ответственности через один или несколько диспетчерских центров, за каждым из которых закрепляет соответствующую операционную зону.

В случае если субъект оперативно-диспетчерского управления имеет только один диспетчерский центр, то закрепленная за ним операционная зона должна совпадать с зоной диспетчерской ответственности субъекта оперативно-диспетчерского управления.

Системный оператор (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе – соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления) определяет в закреплённой за ним зоне диспетчерской ответственности структуру диспетчерских центров, включая их уровни и соподчиненность. При этом в качестве вышестоящих диспетчерских центров определяются диспетчерские центры, в операционные зоны которых входят операционные зоны иных диспетчерских центров, являющихся нижестоящими по отношению к данным диспетчерским центрам.

Вышестоящие диспетчерские центры вправе давать соответствующим нижестоящим диспетчерским центрам обязательные для исполнения диспетчерские команды и распоряжения.

Вышестоящий субъект оперативно-диспетчерского управления обязан определить для каждого из нижестоящих субъектов оперативно-диспетчерского управления диспетчерский центр, уполномоченный давать их диспетчерским центрам обязательные для исполнения диспетчерские команды и распоряжения.

5. Субъект оперативно-диспетчерского управления обязан:

- обеспечить каждый диспетчерский центр оборудованием и помещениями, необходимыми для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы в соответствующей операционной зоне;

- обеспечить каждый диспетчерский центр резервными помещениями и оборудованием, необходимыми для осуществления функций диспетчерского центра в случаях возникновения чрезвычайных ситуаций, вследствие которых станет невозможным использование основного помещения и оборудования диспетчерского центра, либо установить порядок передачи функций одним диспетчерским центром другому в указанных случаях;

- обеспечить каждый диспетчерский центр основным и резервным каналами связи с другими диспетчерскими центрами для передачи диспетчерских команд и информации, необходимой диспетчерскому центру для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы.

6. Каждый субъект электроэнергетики и потребитель электрической энергии с управляемой нагрузкой обязан обеспечить работу основного и резервного каналов связи с соответствующим диспетчерским центром для передачи диспетчерских команд и информации о технологическом режиме работы объектов электроэнергетики, необходимой диспетчерскому центру для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы.

7. В каждом диспетчерском центре определяются работники (диспетчеры), уполномоченные давать диспетчерские команды по управлению электроэнергетическим режимом энергосистемы.

8. Диспетчерские центры при осуществлении своих функций действуют от имени того субъекта оперативно-диспетчерского управления, структурными подразделениями которого они являются.

Диспетчеры дают диспетчерские команды от имени диспетчерского центра.

9. Каждый субъект электроэнергетики и потребитель электрической энергии с управляемой нагрузкой определяет работников (дежурных работников), уполномоченных на осуществление в отношении принадлежащего ему оборудования объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки:

- мероприятий, обеспечивающих его эксплуатацию;
- переключений, пусков и отключений в соответствии с установленным настоящими Правилами порядком;
- локализации технологических нарушений и восстановления технологического режима работы;
- подготовки к проведению ремонта.

В случае если устройства управления технологическими режимами работы объекта электроэнергетики находятся непосредственно в диспетчерском центре, то соответствующие функции по управлению технологическими режимами выполняет диспетчер этого диспетчерского центра.

На объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, виды которых определяются системным оператором (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления), субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, которым принадлежат указанные объекты и установки, организуют круглосуточное дежурство.

10. Управление электроэнергетическим режимом энергосистемы осуществляется посредством диспетчерских команд и распоряжений, а также в случаях, устанавливаемых настоящими Правилами, – путем выдачи разрешений.

Диспетчерская команда дается диспетчером вышестоящего диспетчерского центра по каналам связи диспетчеру нижестоящего диспетчерского центра или дежурному работнику и содержит указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия) по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой.

Диспетчерское распоряжение дается вышестоящим диспетчерским центром нижестоящему диспетчерскому центру, субъекту электроэнергетики или потребителю электрической энергии с управляемой нагрузкой в виде документа, определяющего содержание, порядок и сроки осуществления действий, связанных с управлением технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой.

11. Каждая диспетчерская команда регистрируется диспетчерским центром с указанием следующих сведений:

- время, когда дается команда;
- требуемое время исполнения команды, если команда касается изменения нагрузки генераторов тепловых электрических станций или энергопринимающих установок потребителей с управляемой нагрузкой;

- фамилия, инициалы и должность лица, давшего команду;
- фамилия, инициалы и должность лица, которому адресована команда;
- содержание команды;
- наличие подтверждения получения команды.

Регистрация диспетчерской команды осуществляется при помощи технических средств (в том числе средств звукозаписи), позволяющих обеспечить достоверность указанных сведений посредством их расшифровки (стенографирования) и защиты от изменений после регистрации. Системный оператор по согласованию с администратором торговой системы оптового рынка устанавливает порядок и сроки хранения зарегистрированных сведений.

Информация о диспетчерских командах, данных участникам оптового рынка электрической энергии (мощности), предоставляется администратору торговой системы и участникам оптового рынка электрической энергии (мощности) в порядке, предусмотренном договором присоединения к торговой системе оптового рынка.

12. Каждый диспетчерский центр составляет перечень объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, в отношении которых он осуществляет диспетчерское ведение или диспетчерское управление (далее – объекты диспетчеризации).

Информация о включении объектов диспетчеризации в указанный перечень доводится в письменном виде до сведения соответствующих субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, которым принадлежат объекты диспетчеризации, а также до сведения иных диспетчерских центров.

Системный оператор (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе – соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления) организует составление диспетчерскими центрами перечней объектов диспетчеризации в соответствии с настоящими Правилами.

13. Диспетчерский центр включает в перечень объектов диспетчеризации оборудование электрических станций, электрических и тепловых сетей, устройства релейной защиты, аппаратуру противоаварийной и режимной автоматики, устройства автоматического регулирования частоты электрического тока и мощности, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-информационные комплексы и иные объекты электроэнергетики, а также энергопринимающие установки потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых влияют или могут влиять на электроэнергетический режим энергосистемы в операционной зоне данного диспетчерского центра.

В перечень объектов диспетчеризации включаются объекты, находящиеся в диспетчерском управлении, и объекты, находящиеся в диспетчерском ведении.

Объект диспетчеризации включается в перечень объектов, находящихся в диспетчерском управлении диспетчерского центра, в случае если изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния данного объекта осуществляются непосредственно с помощью технических устройств этого диспетчерского центра или если эти изменения требуют координации этим диспетчерским центром действий или согласованных изменений на нескольких объектах диспетчеризации.

Объекты диспетчеризации, не включенные в перечень объектов, находящихся в диспетчерском управлении диспетчерского центра, включаются в перечень объектов, находящихся в его диспетчерском ведении.

14. Объект диспетчеризации может находиться в диспетчерском управлении только одного диспетчерского центра и в диспетчерском ведении одного или нескольких диспетчерских центров одного или различных уровней.

Объект диспетчеризации, влияющий на электроэнергетический режим энергосистемы в операционной зоне диспетчерского центра и находящийся в операционной зоне другого диспетчерского центра, подлежит включению в перечень объектов диспетчеризации каждого из указанных диспетчерских центров.

15. В случае необходимости осуществления взаимосвязанных действий в операционных зонах нескольких диспетчерских центров при изменении технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации диспетчерское управление таким объектом осуществляется вышестоящим диспетчерским центром, операционная зона которого включает в себя указанные операционные зоны, или одним из нижестоящих диспетчерских центров, определенным вышестоящим диспетчерским центром.

16. Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации может осуществляться по инициативе субъекта электроэнергетики или потребителя электрической энергии с управляемой нагрузкой, которому принадлежит этот объект, а также по инициативе диспетчерского центра, в диспетчерском управлении или диспетчерском ведении которого находится данный объект диспетчеризации.

Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации подлежит согласованию со всеми диспетчерскими центрами, в диспетчерском ведении которых находится данный объект диспетчеризации.

Информация о результатах согласования в указанных случаях представляется в диспетчерский центр, в диспетчерском управлении которого находится данный объект диспетчеризации, для принятия соответствующего решения.

Если объект диспетчеризации не находится в диспетчерском управлении ни одного из диспетчерских центров, информация о результатах согласования (разрешение или отказ в разрешении) доводится до соответствующего субъекта электроэнергетики или потребителя электрической энергии с управляемой нагрузкой.

При наличии разногласий по вопросу изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации решение об изменении технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации принимается вышестоящим диспетчерским центром.

Порядок согласования, принятия решения, выдачи разрешений, подачи диспетчерских команд и распоряжений по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации определяется системным оператором (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе – соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления).

17. В чрезвычайных обстоятельствах (несчастный случай, возникший в результате эксплуатации оборудования, стихийное бедствие, пожар, авария, иные обстоятельства, создающие угрозу жизни и здоровью людей) допускается изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации без диспетчерской команды или согласования (разрешения) соответствующего диспетчерского центра с последующим незамедлительным его уведомлением о произведенных изменениях и причинах, их вызвавших.

Действия диспетчеров и дежурных работников в чрезвычайных обстоятельствах определяются в соответствующих инструкциях субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой и субъектов оперативно-диспетчерского управления.

Диспетчерские команды не подлежат исполнению в случае, если это создает угрозу жизни и здоровью людей, угрозу повреждения оборудования или может привести к нарушению условий безопасной эксплуатации атомных электростанций.

### **III. Планирование (прогнозирование) электроэнергетических режимов энергосистемы**

18. Планирование (прогнозирование) электроэнергетического режима Единой энергетической системы России и каждой технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы осуществляется в следующем порядке:

- вышестоящий диспетчерский центр планирует электроэнергетический режим энергосистемы в закрепленной за ним операционной зоне, включая операционные зоны нижестоящих диспетчерских центров, после чего доводит до их сведения параметры электроэнергетического режима энергосистемы;

- нижестоящий диспетчерский центр на основании полученных от вышестоящего диспетчерского центра параметров электроэнергетического режима энергосистемы планирует электроэнергетический режим энергосистемы в закрепленной за ним операционной зоне таким образом, чтобы обеспечить выполнение указанных параметров.

19. Планирование (прогнозирование) электроэнергетических режимов энергосистемы осуществляется для следующих периодов времени (планируемых периодов): полчаса, один час, 2 и более часа, одни сутки, один месяц, один квартал, один год, 5 лет.

Для каждого планируемого периода диспетчерский центр дает нижестоящим диспетчерским центрам и объектам электроэнергетики, входящим в его операционную зону, диспетчерские распоряжения, определяющие:

- схему электрических соединений объектов электроэнергетики;
- параметры электроэнергетических режимов энергосистемы, которые необходимо поддерживать на протяжении всего интервала планирования;

- указания о способах действий диспетчеров и дежурных работников в планируемых электроэнергетических режимах энергосистемы и возможных режимах, не соответствующих запланированным;

- указания владельцам объектов электроэнергетики о необходимых настройках технических устройств релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики, осуществляющих автоматическое управление объектами электроэнергетики в планируемых электроэнергетических режимах энергосистемы и возможных режимах, не соответствующих запланированным.

Системный оператор (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе – соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления) определяет порядок выдачи указанных распоряжений, точную продолжительность их действия и состав определяемых ими параметров.

20. Каждый диспетчерский центр при планировании (прогнозировании) электроэнергетического режима энергосистемы обеспечивает:

- сбалансированность потребления электрической энергии и нагрузки объектов генерации с учетом перетоков электроэнергии между операционными зонами и потерь электроэнергии;

- распределение нагрузки между отдельными объектами генерации в соответствии с критерием минимизации суммарных затрат покупателей электрической энергии (в ценовых зонах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода – в порядке, определяемом в соответствии с правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода);

- выполнение ограничений на параметры электроэнергетических режимов, определяемых условиями надежной работы энергосистемы и отдельных объектов электроэнергетики.

21. При планировании (прогнозировании) электроэнергетических режимов энергосистемы учитываются следующие данные:

- сводный прогнозный баланс производства и поставок электрической энергии (мощности), утверждаемый федеральным органом исполнительной власти по тарифам;

- действующие и прогнозируемые тарифы на электрическую и тепловую энергию;

- предоставляемые покупателями электрической энергии сведения о прогнозируемых объемах потребления, включая заявляемые участниками оптового рынка объемы планового почасового потребления электрической энергии;

- информация о результатах торговли на оптовом рынке электрической энергии (мощности) (объемы электрической энергии, определенные в двусторонних договорах купли-продажи электрической энергии, и плановое почасовое производство электрической энергии);

- характеристики готовности оборудования электрических станций к работе и обеспеченности энергоресурсами, а также технико-экономические характеристики оборудования;

- характеристики электрических сетей, включая пропускную способность, величину потерь, максимальные и аварийно допустимые значения передаваемой мощности, рассчитанные исходя из принятой при планировании (прогнозировании) схемы электрических соединений объектов электроэнергетики;

- нормы расхода гидроресурсов, устанавливаемые для гидроэлектростанций;

- иные данные, предоставляемые нижестоящими субъектами оперативно-диспетчерского управления, субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии.

Состав, форма и сроки предоставления данных, необходимых для планирования (прогнозирования) электроэнергетических режимов энергосистемы и обязательных для предоставления нижестоящими субъектами оперативно-диспетчерского управления, определяются вышестоящими субъектами оперативно-диспетчерского управления.

Системный оператор (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе – соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления) определяет требования к составу, форме и срокам предоставления субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии исходной информации для планирования.

22. При долгосрочном и среднесрочном планировании (прогнозировании) системный оператор и субъекты оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах осуществляют:

- составление прогнозируемых балансов электрической энергии и мощности на 5 лет с разбивкой по годам;
- расчет балансов электрической энергии и мощности на предстоящий год, квартал, месяц;
- расчет долгосрочных и среднесрочных электроэнергетических режимов энергосистемы, обеспечивающих единство технологических режимов работы электростанций, электрических сетей и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии.

23. При долгосрочном и среднесрочном планировании (прогнозировании) электроэнергетических режимов энергосистемы системный оператор (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе – соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления) определяет для всех операционных зон диспетчерских центров:

- балансы электрической энергии и мощности, указанные в пункте 22 настоящих Правил;

– согласованные графики планового ремонта основного оборудования электростанций, линий электропередачи, оборудования подстанций, устройств релейной защиты, противоаварийной автоматики, каналов связи и средств удаленного управления технологическими режимами работы объектов диспетчеризации, а также оценку среднемесячных объемов мощности оборудования электростанций, выводимого во внеплановый ремонт;

- виды и объемы услуг по обеспечению системной надежности;

– пропускные способности сечений электрической сети по месяцам с учетом согласованных графиков ремонта и соблюдения установленных в соответствии с законодательством Российской Федерации параметров надежности функционирования энергосистемы и качества электроэнергии.

24. Информация о результатах планирования электроэнергетических режимов энергосистемы подлежит опубликованию соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления для всеобщего сведения в соответствии со стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, а сведения об указанных результатах, относящиеся к конкретному участнику оптового рынка, направляются непосредственно ему.

25. Краткосрочное планирование электроэнергетических режимов энергосистем и технологических режимов работы объектов электроэнергетики осуществляется на предстоящие сутки и выполняется диспетчерскими центрами всех уровней.

26. При краткосрочном планировании электроэнергетических режимов энергосистемы осуществляется расчет диспетчерского плана на предстоящие сутки, представляющего собой документ, составленный вышестоящим диспетчерским центром и предназначенный для определения нижестоящим диспетчерским центрам, соответствующим субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии с управляемой нагрузкой планируемых параметров электроэнергетического режима энергосистемы.

Диспетчерский план выдается каждому диспетчерскому центру и соответствующим субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии с управляемой нагрузкой.

Системный оператор (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе – соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления) организует деятельность диспетчерских центров по расчету, утверждению и выдаче диспетчерских планов и определяет перечень включаемых в них параметров. В состав диспетчерского плана, выдаваемого диспетчерскому центру, включаются диспетчерские графики нагрузки отдельных электростанций и линий электропередачи, диспетчерские графики групп электростанций, графики резервов мощности, а также другие характеризующие электроэнергетический режим энергосистемы параметры, включая состав оборудования электростанций и сетей, параметры услуг по обеспечению системной надежности, графики напряжения в контрольных точках электрической сети.

27. Графики ремонта объектов диспетчеризации подлежат согласованию с диспетчерскими центрами, в диспетчерском ведении и диспетчерском управлении которых они находятся.

28. Контрольные измерения значений передаваемой мощности, нагрузок и уровней напряжения на объектах электроэнергетики производятся всеми субъектами электроэнергетики не реже 2 раз в год – в 3-ю среду июня и декабря. Данные указанных измерений передаются субъектами электроэнергетики субъектам оперативно-диспетчерского управления и используются для расчетов электроэнергетических режимов энергосистемы при долгосрочном планировании (прогнозировании) и краткосрочном планировании.

29. Диспетчерские центры 2 раза в год (до 30 июня и до 31 декабря), а также при вводе новых генерирующих мощностей и сетевых объектов обязаны осуществлять:

- расчеты допустимых значений передаваемой мощности и уровней напряжения;

– проверку соответствия параметров настройки устройств релейной защиты, системной и противоаварийной автоматики планируемыми электроэнергетическим режимам энергосистемы и определение соответствующих параметров указанных настроек;

– уточнение инструкций по управлению технологическими режимами работы объектов диспетчеризации и использованию устройств релейной защиты, системной и противоаварийной автоматики при изменении параметров настройки указанных устройств;

- определение потребности в установке новых устройств релейной защиты, системной и противоаварийной автоматики.

Системный оператор (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе – соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления) обеспечивает выполнение диспетчерскими центрами указанных мероприятий.

30. Вышестоящий диспетчерский центр задает значения и диапазон настроек системной и противоаварийной автоматики для субъектов электроэнергетики, потребителей с управляемой нагрузкой и нижестоящих диспетчерских центров с периодичностью, устанавливаемой системным оператором или субъектом оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе.

31. Каждый диспетчерский центр ежегодно разрабатывает и утверждает графики полного или частичного ограничения режима потребления, вводимого в случае необходимости принятия неотложных мер по предотвращению или ликвидации аварий в порядке, определяемом законодательством об электроэнергетике.



#### IV. Управление электроэнергетическим режимом энергосистемы

32. Системный оператор и субъекты оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах при управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы обязаны обеспечивать:

- соответствие технологического режима работы объектов электроэнергетики допустимым технологическим режимам работы и условиям работы электроэнергетического оборудования;
- баланс производства и потребления электрической энергии при соблюдении установленных параметров качества электрической энергии;
- соответствие технологических режимов работы генерирующих мощностей требованиям системной надежности;
- соответствие технологических режимов работы атомных электростанций установленным обязательным требованиям;
- оптимизацию электроэнергетических режимов работы Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем по критерию минимизации суммарных затрат покупателей электрической энергии (в ценовых зонах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода – в порядке, определяемом в соответствии с правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода).

Указанная оптимизация должна обеспечиваться с учетом приоритетности производства электрической энергии:

- тепловыми электростанциями в объеме, соответствующем их работе в теплофикационном режиме;
- гидроэлектростанциями в объеме, который необходимо произвести по технологическим причинам и в целях обеспечения экологической безопасности;
- генерирующими мощностями в объеме, предусмотренном обязательствами по двусторонним договорам купли-продажи электрической энергии в случаях, установленных правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода.

33. Диспетчеры и дежурные работники обязаны немедленно докладывать в вышестоящий диспетчерский центр обо всех вынужденных (фактических и предполагаемых) отклонениях от заданного диспетчерского плана для принятия решения об изменении диспетчерского плана и о способе дальнейшего управления электроэнергетическим режимом энергосистемы.

Изменения в диспетчерские планы могут быть внесены диспетчерским центром только после их предварительного согласования с вышестоящим диспетчерским центром.

Регистрация команд по изменению диспетчерского плана, составленного для операционной зоны (в том числе в целом для энергосистемы), осуществляется соответствующим диспетчерским центром с указанием причин таких изменений.

Изменение величины максимально допустимой и минимально допустимой нагрузки электростанции при регулировании электроэнергетического режима энергосистемы может осуществляться соответствующим диспетчерским центром на основании запроса владельца этой электростанции с последующей выдачей диспетчерского распоряжения.

34. При изменении нагрузки электростанций, работающих в режиме теплофикационной выработки, диспетчерский центр вправе в пределах закрепленной за ним операционной зоны изменить не более чем на 3 часа диспетчерский график тепловой сети. При этом допускается понижение температуры теплоносителя не ниже значений, определяемых обязательными требованиями к эксплуатации тепловых сетей.

35. В энергосистемах осуществляется непрерывное круглосуточное регулирование технологического режима работы объектов диспетчеризации по частоте электрического тока и мощности, обеспечивающее:

- выполнение заданных диспетчерских графиков мощности (нагрузки) отдельных электростанций;
- поддержание частоты электрического тока в установленных пределах;
- поддержание потоков мощности в объектах электросетевого хозяйства, в том числе входящих в состав имущества электростанций, в пределах допустимых значений;
- изменение заданных диспетчерских планов и электроэнергетических режимов энергосистемы при изменении фактического электроэнергетического режима энергосистемы.

36. Регулирование частоты электрического тока и мощности осуществляется совместным действием систем первичного и вторичного регулирования.

Первичное регулирование частоты электрического тока и мощности на электростанциях представляет собой изменение мощности под воздействием автоматических регуляторов. Характеристики настроек указанных регуляторов устанавливаются системным оператором (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе – соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления).

Вторичное регулирование частоты электрического тока и мощности представляет собой изменение мощности выделенных для этих целей электростанций путем подачи соответствующих диспетчерских команд либо автоматически (с использованием систем автоматического регулирования частоты электрического тока и мощности). Вторичное регулирование осуществляется с учетом зависимости электроэнергетического режима энергосистемы от изменения частоты электрического тока (с частотной коррекцией).

37. Для регулирования технологического режима работы объектов диспетчеризации по частоте электрического тока и мощности в энергосистемах должны планироваться, задаваться и постоянно поддерживаться резервы мощности на регулирующих электростанциях.

Нормативы резервов мощности определяются соответствующими техническими регламентами или иными обязательными требованиями.

Диспетчерские центры в пределах своих операционных зон определяют величину и места размещения резервов мощности для первичного и вторичного регулирования, достаточные для компенсации возникших отклонений в балансах мощности при аварийных отключениях энергоблоков или частей энергосистемы, а также при отклонении объема производства и потребления электрической энергии от значений, предусмотренных диспетчерским планом.

38. Использование субъектом электроэнергетики систем автоматического управления и технологических режимов работы оборудования электрических станций, препятствующих изменению мощности этого оборудования при изменениях частоты электрического тока, допускается только при неисправности указанного оборудования по согласованию с диспетчерскими центрами, в диспетчерском ведении которых находятся указанные системы.

При изменении мощности оборудования электростанций, вызванном действием автоматики, дежурные работники электростанции вправе осуществлять самостоятельное регулирование мощности только с разрешения диспетчера или в случае выхода мощности за допустимые при данном состоянии оборудования пределы.

39. При снижении частоты электрического тока ниже пределов, установленных техническими регламентами или иными обязательными требованиями, диспетчерские центры, в операционных зонах которых находится объект диспетчеризации, из-за изменения технологического режима работы которого снижена частота, обязаны ввести в действие имеющиеся резервы мощности.

В случае если частота электрического тока продолжает снижаться и использованы все имеющиеся резервы мощности, диспетчерские центры обеспечивают восстановление нормальной частоты электрического тока путем ограничения или отключения потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

40. При превышении допустимых значений передачи мощности (перегрузке электрической сети) диспетчерские центры в пределах закрепленных за ними операционных зон обязаны устранить его путем введения в действие резервов мощности и (или) изменения схемы электрических соединений.

В случае сохранения перегрузки электрической сети диспетчерские центры устраняют ее путем ограничения или отключения потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

41. Субъекты электроэнергетики обязаны обеспечивать выполнение заданий по рабочей мощности, поддержание заданных нагрузки и резервов мощности.

42. При регулировании напряжения должны быть обеспечены:

- соответствие уровня напряжения значениям, допустимым для оборудования электрических станций и сетей (в соответствии с эксплуатационными характеристиками, установленными изготовителями);
- определяемый системным оператором (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе – соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления) запас устойчивости энергосистемы;
- минимум потерь электрической энергии в электрических сетях.

43. Каждый диспетчерский центр определяет в закрепленной за ним операционной зоне перечень объектов диспетчеризации (контрольных пунктов), напряжение в которых контролируется этим диспетчерским центром. При этом в качестве критерия, являющегося основанием для включения в указанный перечень, используется степень влияния напряжения в объектах диспетчеризации на устойчивость электроэнергетического режима энергосистемы.

Регулирование напряжения в электрических сетях, номинальный класс напряжения которых составляет 110 кВ и выше, осуществляется соответствующими субъектами электроэнергетики в контрольных пунктах на основании графиков напряжения или характеристик зависимости напряжения от параметров электроэнергетического режима энергосистемы с учетом состава работающего оборудования объектов электроэнергетики.

Графики напряжения и характеристики его регулирования в контрольных пунктах составляются диспетчерскими центрами, в операционной зоне которых они расположены, на предстоящий квартал и могут корректироваться при осуществлении краткосрочного планирования электроэнергетических режимов энергосистемы.

44. В случаях, определенных системным оператором, для регулирования напряжения используются устройства регулирования реактивной мощности, принадлежащие потребителям.

45. Для контрольных пунктов электростанций и подстанций, оснащенных устройствами регулирования реактивной мощности, соответствующий диспетчерский центр исходя из условий устойчивости электроэнергетического режима энергосистемы устанавливает аварийные пределы снижения напряжения.

В случае если напряжение в этих пунктах снижается до аварийного предела, дежурные работники электростанций и подстанций с устройствами регулирования реактивной мощности обеспечивают поддержание напряжения путем использования допустимых технологических режимов работы генераторов и устройств регулирования реактивной мощности, а диспетчерские центры используют резервы средств по регулированию напряжения в прилегающих районах.

46. Системный оператор организует деятельность организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, иных владельцев объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, и территориальных сетевых организаций по регулированию напряжения в контрольных пунктах, в том числе деятельность по установке устройств регулирования реактивной мощности.

47. Технологический режим работы устройств регулирования реактивной мощности определяет системный оператор (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе – соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления).

## **V. Управление оборудованием объектов электроэнергетики**

48. Оборудование объектов электроэнергетики, принятых в эксплуатацию, может находиться в одном из четырех эксплуатационных состояний: работа, резерв, ремонт, консервация.

49. Запрос на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния (за исключением вывода в резерв и ввода из резерва по оперативной диспетчерской команде) объектов диспетчеризации, а также на проведение испытаний осуществляется путем оформления и подачи диспетчерской заявки.

Порядок оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок, а также порядок выдачи на их основании разрешений и подачи диспетчерских команд на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации и осуществления контроля за их исполнением определяются системным оператором (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе – соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления).

50. В случае если объект диспетчеризации включен в перечни объектов диспетчеризации нескольких диспетчерских центров, то диспетчерская заявка подлежит рассмотрению всеми указанными диспетчерскими центрами.

51. Испытания объекта диспетчеризации, в результате которых может измениться электроэнергетический режим энергосистемы, проводятся в соответствии с программой действий, согласованной с диспетчерскими центрами, в перечень объектов диспетчеризации которых включен испытываемый объект.

52. В случае необходимости проведения неотложного ремонта объекта диспетчеризации допускается подача соответствующей диспетчерской заявки непосредственно в диспетчерский центр, в диспетчерском управлении которого находится указанный объект диспетчеризации, без предварительного согласования ее с диспетчерскими центрами, в диспетчерском ведении которых находится этот объект.

53. Действия дежурных работников субъекта электроэнергетики при необходимости немедленного изменения эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации (отключения оборудования) определяются в соответствующих инструкциях данного субъекта электроэнергетики. Дежурные работники обязаны немедленно уведомить об указанном изменении и о причинах, его вызвавших, диспетчерские центры, в перечень объектов диспетчеризации которых включен указанный объект.

54. Период выполнения операций, связанных с выводом в ремонт и вводом в работу оборудования и линий электропередачи, включается в срок ремонта, определяемого на основании диспетчерской заявки. Если по какой-либо причине оборудование не было отключено в определенное на основании диспетчерской заявки время, дата его включения остается прежней. Продление срока ремонта осуществляется на основании соответствующей диспетчерской заявки.

55. Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации или проведение испытаний в соответствии с выданным в установленном порядке на основании диспетчерской заявки разрешением может быть начато только после получения команды или подтверждения разрешения соответствующим диспетчерским центром непосредственно перед началом осуществления указанного изменения или проведения испытания.

56. Отключение, включение, испытание и изменение настроек устройств системной и противоаварийной автоматики, а также средств диспетчерского и технологического управления не допускаются без разрешения диспетчерских центров, в диспетчерском ведении или диспетчерском управлении которых находятся соответствующие объекты диспетчеризации.

57. При изменении схемы электрических соединений, требующем изменения настроек релейной защиты, системной и противоаварийной автоматики, диспетчерский центр, в диспетчерском управлении которого находятся указанные устройства, обязан проверить и привести их настройку в соответствие с новой схемой.

58. Дата и время вывода объекта диспетчеризации из ремонта определяются соответствующим диспетчерским центром при завершении контроля за исполнением диспетчерской заявки после получения уведомления о завершении ремонтных работ и включения объекта диспетчеризации в работу или его вывода в резерв.

## **VI. Схемы электрических соединений объектов электроэнергетики и осуществление переключений в них**

59. Схемы электрических соединений объектов электроэнергетики (в том числе для ремонтных электроэнергетических режимов энергосистемы) должны обеспечивать:

- снабжение потребителей электрической энергией, качество которой соответствует требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям;
  - запас устойчивости энергосистем, определяемый системным оператором;
- соответствие возможных параметров электроэнергетического режима энергосистемы параметрам, допустимым для оборудования;
- максимальную пропускную способность электрических сетей;
  - локализацию аварий при минимизации отклонений производства и потребления электрической энергии от уровня, предшествовавшего аварийному электроэнергетическому режиму энергосистемы.

60. Схемы электрических соединений объекта электроэнергетики ежегодно утверждаются соответствующим субъектом электроэнергетики. Схемы электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону диспетчерского центра, утверждаются руководителем этого диспетчерского центра.

61. Все переключения в схемах объектов электроэнергетики осуществляются в соответствии с инструкциями по производству переключений соответствующих субъектов электроэнергетики. Указанные инструкции составляются в соответствии с требованиями, определяемыми системным оператором (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе – соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления).

62. Субъекты электроэнергетики и диспетчерские центры определяют в отношении соответствующих объектов электроэнергетики перечни переключений, требующих соблюдения строгой последовательности операций (сложных переключений). Указанные перечни пересматриваются при изменении схемы электрических соединений и состава оборудования объекта электроэнергетики.

Сложные переключения осуществляются на основании документов, устанавливающих состав и последовательность соответствующих операций (программ и бланков переключений).

63. В диспетчерской команде по осуществлению переключений указывается последовательность операций со степенью детализации, не допускающей неверную трактовку команды дежурным работником. Дежурному работнику подается одновременно не более одной диспетчерской команды, содержащей операции одного целевого назначения.

**VII. Оперативно-диспетчерское управление в технологически  
изолированных территориальных электроэнергетических системах**

64. Территориальная электроэнергетическая система является технологически изолированной, если отсутствует технологическое соединение данной территориальной электроэнергетической системы с Единой энергетической системой России.

65. Субъект оперативно-диспетчерского управления технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы самостоятельно, без участия системного оператора, организует и осуществляет оперативно-диспетчерское управление в соответствующей энергосистеме в соответствии с настоящими Правилами.

Утвержден  
Постановлением Правительства  
Российской Федерации  
от 27 декабря 2004 года № 854

**ПЕРЕЧЕНЬ  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИ ИЗОЛИРОВАННЫХ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ**

1. Электроэнергетическая система Камчатской области.
2. Электроэнергетическая система Магаданской области.
3. Западный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) (Мирнинский и Ленский районы, Сунтарский, Нюрбинский, Вилуйский и Верхневилуйский улусы (районы)).
4. Центральный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) (Горный, Хангаласский, Мегино-Кангаласский, Амгинский, Чурапчинский, Усть-Алданский, Таттинский, Томпонский и Намский улусы (районы), г. Якутск).
5. Электроэнергетическая система Сахалинской области.
6. Электроэнергетическая система Чукотского автономного округа.
7. Электроэнергетическая система Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа.



**ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ПОСТАНОВЛЕНИЕ**  
**от 27 декабря 2004 г. № 861**

**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ПРАВИЛ НЕДИСКРИМИНАЦИОННОГО ДОСТУПА К УСЛУГАМ  
ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И ОКАЗАНИЯ ЭТИХ УСЛУГ,  
ПРАВИЛ НЕДИСКРИМИНАЦИОННОГО ДОСТУПА К УСЛУГАМ ПО  
ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОМУ УПРАВЛЕНИЮ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ  
И ОКАЗАНИЯ ЭТИХ УСЛУГ, ПРАВИЛ НЕДИСКРИМИНАЦИОННОГО ДОСТУПА  
К УСЛУГАМ АДМИНИСТРАТОРА ТОРГОВОЙ СИСТЕМЫ ОПТОВОГО РЫНКА  
И ОКАЗАНИЯ ЭТИХ УСЛУГ И ПРАВИЛ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ  
ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИХ УСТРОЙСТВ (ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК)  
ЮРИДИЧЕСКИХ И ФИЗИЧЕСКИХ ЛИЦ К ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ**

В целях содействия развитию конкуренции на рынке производства и сбыта электрической энергии, защиты прав потребителей электрической энергии и в соответствии со статьями 20, 21, 25 и 26 Федерального закона «Об электроэнергетике» Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Утвердить прилагаемые:

Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг;

Правила недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг;

Правила недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг;

Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям.

2. Определить Федеральную антимонопольную службу уполномоченным федеральным органом исполнительной власти по обеспечению государственного контроля за соблюдением правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии, услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и услугам администратора торговой системы.

3. Министерству промышленности и энергетики Российской Федерации в 3-месячный срок разработать и утвердить методику определения нормативных и фактических потерь электрической энергии в электрических сетях.

*Председатель Правительства  
Российской Федерации  
М. ФРАДКОВ*

Утверждены  
Постановлением Правительства  
Российской Федерации  
от 27 декабря 2004 года № 861

## ПРАВИЛА НЕДИСКРИМИНАЦИОННОГО ДОСТУПА К УСЛУГАМ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И ОКАЗАНИЯ ЭТИХ УСЛУГ

### I. Общие положения

1. Настоящие Правила определяют общие принципы и порядок обеспечения недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии, а также оказания этих услуг.

2. Понятия, используемые в настоящих Правилах, означают следующее:

**«территориальная распределительная сеть»** – комплекс не входящих в состав единой национальной (общероссийской) электрической сети линий электропередачи и оборудования, используемых для предоставления услуг по передаче электрической энергии;

**«сетевые организации»** – коммерческие организации, основным видом деятельности которых является оказание услуг по передаче электрической энергии по электрическим сетям, а также осуществление мероприятий по технологическому присоединению;

**«точка присоединения к электрической сети»** – место физического соединения энергопринимающего устройства (энергетической установки) (далее – энергопринимающее устройство) потребителя услуг по передаче электрической энергии (далее – потребитель услуг) с электрической сетью сетевой организации;

**«пропускная способность электрической сети»** – технологически максимально допустимое значение мощности, которая может быть передана с учетом условий эксплуатации и параметров надежности функционирования электроэнергетических систем;

**«граница балансовой принадлежности»** – линия раздела объектов электросетевого хозяйства между владельцами по признаку собственности или владения на ином законном основании.

Иные понятия, используемые в настоящих Правилах, соответствуют понятиям, определенным законодательством Российской Федерации.

3. Недискриминационный доступ к услугам по передаче электрической энергии предусматривает обеспечение равных условий предоставления указанных услуг их потребителям независимо от организационно-правовой формы и правовых отношений с лицом, оказывающим эти услуги.

4. Сетевые организации обязаны раскрывать информацию, касающуюся доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, в соответствии со стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии.

5. Настоящие Правила не распространяются на отношения, связанные с предоставлением межсистемных электрических связей, если иное не предусмотрено законодательством Российской Федерации.

6. Услуги по передаче электрической энергии предоставляются сетевой организацией на основании договора о возмездном оказании услуг по передаче электрической энергии лицам, имеющим на праве собственности или на ином законном основании энергопринимающие устройства и прочие объекты электроэнергетики, технологически присоединенные в установленном порядке к электрической сети, а также субъектам оптового рынка электрической энергии, осуществляющим экспорт (импорт) электрической энергии, энергосбытовым организациям и гарантирующим поставщикам.

7. Сетевая организация во исполнение своих обязательств перед потребителями услуг по договору об оказании услуг по передаче электрической энергии (далее – договор) обязана урегулировать отношения по предоставлению межсистемных электрических связей с иными сетевыми организациями, имеющими технологическое присоединение к электрическим сетям, находящимся в собственности или на ином законном основании у этой сетевой организации, в порядке, предусмотренном законодательством Российской Федерации.

8. В переходный период функционирования электроэнергетики оказание услуг по передаче электрической энергии с использованием объектов, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, осуществляется на основании договора, заключаемого как от имени организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, так и от имени иных собственников указанных объектов.

### II. Порядок заключения и исполнения договора

9. Договор является публичным и обязателен к заключению для сетевой организации.

Необоснованное уклонение или отказ сетевой организации от заключения договора могут быть обжалованы потребителем услуг в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

10. Договор не может быть заключен ранее заключения договора об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям, за исключением случаев, когда потребителем услуг выступает:

- лицо, чье энергопринимающее устройство было технологически присоединено к электрической сети до вступления в силу настоящих Правил;
- лицо, осуществляющее экспорт (импорт) электрической энергии и не имеющее во владении, пользовании и распоряжении объектов электроэнергетики, присоединенных к электрической сети;
- энергосбытовая организация (гарантирующий поставщик), заключающая договор в интересах обслуживаемых ею потребителей электрической энергии.

В отношении указанных лиц сетевая организация вправе в целях определения технических характеристик энергопринимающих устройств (энергетических установок), необходимых для оказания услуг по передаче электрической энергии, запросить сведения и документацию, необходимые для технологического присоединения.



11. В рамках договора сетевая организация обязуется осуществить комплекс организационно и технологически связанных действий, обеспечивающих передачу электрической энергии через технические устройства электрических сетей, а потребитель услуг оплатить их.

12. Договор должен содержать следующие существенные условия:

- величина максимальной мощности энергопринимающего устройства, присоединенного к электрической сети, с распределением указанной величины по каждой точке присоединения электрической сети, в отношении которой было осуществлено технологическое присоединение в установленном законодательством Российской Федерации порядке;
- величина мощности (генерирующей или потребляемой), в пределах которой сетевая организация принимает на себя обязательства обеспечить передачу электрической энергии в указанных в договоре точках присоединения;
- ответственность потребителя услуг и сетевой организации за состояние и обслуживание объектов электросетевого хозяйства, которая определяется их балансовой принадлежностью и фиксируется в прилагаемом к договору акте разграничения балансовой принадлежности электросетей и эксплуатационной ответственности сторон;
- величина технологической и аварийной брони (для потребителей юридических лиц либо предпринимателей без образования юридического лица, удовлетворяющих соответствующим требованиям, установленным законодательством Российской Федерации в области электроэнергетики), которая должна быть учтена при определении порядка ограничения режима электропотребления. Для указанных лиц акт согласования аварийной и технологической брони является обязательным приложением к договору;
- обязательства сторон по оборудованию точек присоединения средствами измерения электрической энергии, в том числе измерительными приборами, соответствующими установленным законодательством Российской Федерации требованиям, а также обеспечению их работоспособности и соблюдению в течение всего срока действия договора эксплуатационных требований к ним, установленных уполномоченным органом по техническому регулированию и метрологии и изготовителем.

13. Потребитель услуг принимает на себя в соответствии с договором следующие обязательства:

- оплачивать сетевой организации услуги по передаче электрической энергии в сроки и размерах, установленных договором;
- поддерживать в наличии находящиеся у него в собственности или на ином законном основании средства релейной защиты и противоаварийной автоматики, приборы учета электроэнергии и мощности, а также иные устройства, необходимые для поддержания требуемых параметров надежности и качества электроэнергии, и соблюдать в течение всего срока действия договора требования, установленные для технологического присоединения и в правилах эксплуатации указанных средств, приборов и устройств;
- представлять в сетевую организацию в установленные договором сроки необходимую технологическую информацию: главные электрические схемы, характеристики оборудования, схемы устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, оперативные данные о технологических режимах работы оборудования;
- информировать сетевую организацию в установленные договором сроки об аварийных ситуациях на энергетических объектах, плановом, текущем и капитальном ремонте на них;
- информировать сетевую организацию об объеме участия в автоматическом либо оперативном противоаварийном управлении мощностью, в нормированном первичном регулировании частоты и во вторичном регулировании мощности (для электростанций), а также о перечне и мощности токоприемников потребителя услуг, которые могут быть отключены устройствами противоаварийной автоматики;
- выполнять обязательства по обеспечению безопасности эксплуатации находящихся в их ведении энергетических сетей и исправности используемых ими приборов и оборудования, связанных с передачей электрической энергии;
- беспрепятственно допускать уполномоченных представителей сетевой организации в пункты контроля и учета количества и качества переданной электрической энергии в порядке, установленном договором.

14. Сетевая организация принимает на себя в соответствии с договором следующие обязательства:

- обеспечить передачу электрической энергии на энергопринимающие устройства потребителя услуг, качество и параметры которой должны соответствовать техническим регламентам и иным обязательным требованиям;
- осуществлять передачу электрической энергии в соответствии с согласованными параметрами надежности с учетом технологических характеристик энергопринимающих устройств (энергетических установок);
- в порядке и сроки, установленные договором, информировать потребителя услуг об аварийных ситуациях в электрических сетях, ремонтных и профилактических работах, влияющих на исполнение обязательств по договору;
- беспрепятственно допускать уполномоченных представителей потребителей услуг в пункты контроля и учета количества и качества переданной электрической энергии в порядке, установленном договором.

15. Лицо, которое намерено заключить договор (далее заявитель), направляет в сетевую организацию заявку в письменной форме о заключении договора, которая должна содержать следующие сведения:

- реквизиты потребителя услуг по передаче электрической энергии; объемы и предполагаемый режим передачи электрической энергии с разбивкой по месяцам;
- объем максимальной мощности и характер нагрузки энергопринимающих устройств (энергетических установок), присоединенных к сети (генерирующей или потребляемой), с ее распределением по каждой точке присоединения электрической сети и с указанием границ балансовой принадлежности;
- однолинейная схема электрической сети потребителя услуг, присоединенной к сетям сетевой организации;
- точки присоединения к сетям сетевой организации с указанием для каждой из точек присоединения к сети величин заявленной мощности, в том числе величин мощности в период максимальных нагрузок потребителей электрической энергии;
- срок начала оказания услуг по передаче электрической энергии;
- ссылка на договор об оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению (в случае заключения договора об оказании услуг по передаче электрической энергии с организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью).

16. Сетевая организация в течение 30 дней со дня получения заявления о заключении договора обязана его рассмотреть и направить заявителю подписанный сетевой организацией проект договора или мотивированный отказ от его заключения.

17. В случае отсутствия сведений, указанных в пункте 15 настоящих Правил, сетевая организация в течение 6 рабочих дней уведомляет об этом заявителя и в 30-дневный срок с даты получения недостающих сведений рассматривает заявление в соответствии с пунктом 16 настоящих Правил.

18. Заявитель, получивший от сетевой организации проект договора, заполняет его в части, относящейся к включаемым в договор сведениям о заявителе, и направляет один подписанный им экземпляр договора сетевой организации.

19. Договор считается заключенным с даты подписания его заявителем, если иное не установлено договором или решением суда.

20. Сетевая организация вправе отказаться от заключения договора в случае:

- отсутствия у потребителя услуг заключенного договора об оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению (в случае заключения договора об оказании услуг по передаче электрической энергии с организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью);

- отсутствия технической возможности оказания услуг по передаче электрической энергии в заявленном объеме (если заявлен объем мощности, надлежащая передача которого не может быть обеспечена сетевой организацией исходя из существующих условий технологического присоединения);

- направления заявки о заключении договора лицом, которое не имеет технологического присоединения к электрическим сетям этой сетевой организации. При этом обязательным условием для заключения договора с гарантирующими поставщиками и энергосбытовыми организациями является наличие технологического присоединения потребителей электрической энергии, в чью пользу заключается договор, а для организаций, осуществляющих деятельность по экспорту-импорту электрической энергии, наличие соединения электрических сетей этой сетевой организации с электрическими сетями соседних государств, по территориям которых осуществляются экспортно-импортные поставки электрической энергии.

21. В случае отсутствия технической возможности оказания услуг по передаче электрической энергии в рамках заявленного потребителем услуг объема сетевая организация в 30-дневный срок обязана уведомить заявителя о том, на каких условиях и в каком объеме может быть оказана услуга и заключен договор.

22. При наличии оснований для отказа от заключения договора сетевая организация обязана не позднее 30 дней с даты получения заявки, указанной в пункте 15 настоящих Правил, направить заявителю в письменной форме мотивированный отказ от заключения договора с приложением обосновывающих документов.

Отказ от заключения договора может быть оспорен в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

23. Обязательным условием для оказания услуг по передаче электрической энергии потребителю услуг является наличие у него статуса участника оптового рынка или заключенного с гарантирующим поставщиком, энергосбытовой организацией или иным поставщиком электрической энергии договора купли-продажи электрической энергии.

24. Сетевая организация вправе приостановить передачу электрической энергии в следующих случаях:

- возникновение задолженности потребителя услуг по оплате услуг по передаче электрической энергии за 2 и более расчетных периода;
- нарушение потребителем услуг условий оплаты услуг по передаче электрической энергии, определенных в заключенном им договоре купли-продажи (договоре о присоединении к оптовому рынку электрической энергии (мощности), – при наличии соответствующего уведомления в письменной форме от администратора торговой системы, гарантирующего поставщика или энергосбытовой организации с приложением обосновывающих документов с указанием размера подтвержденной актом сверки либо решением суда задолженности потребителя, предельного срока для ее погашения, а также предполагаемого срока введения ограничений режима потребления;

- присоединение потребителем услуг к электрической сети энергопринимающих устройств (энергетических установок), не соответствующих условиям договора, или присоединение, осуществленное с нарушением порядка технологического присоединения энергопринимающих устройств юридических и физических лиц к электрическим сетям.

25. Передача электрической энергии приостанавливается в случае:

- отсутствия или окончания срока исполнения обязательств поставщика (продавца) электрической энергии перед потребителем по договору поставки (купли-продажи, энергоснабжения и т. д.) электрической энергии (мощности), которая должна быть передана по сетям сетевой организации;

- прекращения участия потребителя услуг в оптовом рынке, о чем сетевая организация должна быть уведомлена в письменной форме поставщиком электрической энергии или администратором торговой системы с указанием оснований не менее чем за 10 дней до даты прекращения указанных обязательств. Такое уведомление одновременно направляется потребителю.

26. Приостановление передачи электрической энергии не влечет за собой расторжение договора.

При приостановлении передачи электрической энергии по основаниям, предусмотренным пунктом 24 настоящих Правил, для потребителей услуг допускается частичное или полное ограничение режима потребления электрической энергии в установленном порядке.

Потребитель услуг не может быть ограничен в потреблении электрической энергии менее величины мощности, установленной в акте согласования аварийной и технологической брони, за исключением случаев, установленных законодательством Российской Федерации.

27. Оказание услуг по передаче электрической энергии может быть приостановлено сетевой организацией при условии предварительного уведомления об этом потребителя услуг не позднее чем за 10 рабочих дней до даты предполагаемого приостановления передачи электрической энергии.

Передача электрической энергии приостанавливается сетевой организацией не позднее 2 дней с даты предполагаемого введения ограничения, указанной в уведомлении администратора торговой системы (поставщика электрической энергии), направленного также потребителю электрической энергии.

В случае если обстоятельства, явившиеся основанием для приостановления передачи электрической энергии, устранены до истечения указанного срока, приостановление передачи электрической энергии не производится.

Передача электрической энергии возобновляется не позднее 48 часов с момента получения документального подтверждения об устранении обстоятельства, явившегося основанием для приостановления передачи электрической энергии.

28. Расторжение договора, в том числе по истечении срока его действия, не влечет за собой отсоединение энергопринимающего устройства потребителя услуг от электрической сети.

29. Перерыв в передаче электрической энергии, прекращение или ограничение передачи электрической энергии допускаются по соглашению сторон, за исключением случаев, когда удостоверенное уполномоченным федеральным органом исполнительной власти по технологическому надзору неудовлетворительное состояние энергопринимающего устройства (энергетической установки) потребителя услуг угрожает аварией или создает угрозу жизни и безопасности. О перерыве, прекращении или ограничении передачи электрической энергии по указанным обстоятельствам сетевая организация обязана уведомить потребителя услуг в течение 3 дней с даты принятия такого решения, но не позднее чем за 24 часа до введения указанных мер.

### **III. Порядок доступа к электрическим сетям в условиях их ограниченной пропускной способности**

30. При присоединении к электрической сети и заключении договора за любым потребителем услуг закрепляется право на получение электрической энергии в любой период времени действия договора в пределах присоединенной мощности, определенной договором, качество и параметры которой должны соответствовать техническим регламентам и иным обязательным требованиям.

При осуществлении доступа к услугам по передаче электрической энергии в условиях ограниченной пропускной способности электрических сетей исключается возможность взимания дополнительной платы.

31. Ограничение права на получение электрической энергии возможно только в случае отклонения от нормальных режимов функционирования электрической сети, вызванного аварийными ситуациями и (или) выводом объектов электроэнергетики в ремонт или из эксплуатации и приводящего к дефициту мощности.

При этом ограничение потребления электрической энергии осуществляется в соответствии с актами согласования аварийной и технологической брони.

32. Пропускная способность электрической сети определяется по расчетной схеме Единой энергетической системы России, разработанной системным оператором совместно с организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью с учетом прогнозных балансов электрической энергии и мощности. При проведении таких расчетов учитываются также графики ремонта основного генерирующего оборудования (согласованные с генерирующими компаниями), оборудования электрических подстанций и линий электропередачи, энергопринимающего оборудования потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой.

Системный оператор и организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью доводят до участников рынка информацию об ограничениях пропускной способности электрической сети, включающую результаты этих расчетов.

### **IV. Порядок установления тарифов на услуги по передаче электрической энергии, предусматривающий учет степени использования мощности электрической сети**

33. Тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются с учетом использования потребителями указанных услуг мощности электрической сети, к которой они непосредственно технологически присоединены.

34. Потребитель услуг должен не менее чем за 6 месяцев до наступления очередного периода регулирования тарифов уведомить сетевую организацию о величине заявленной мощности на предстоящий календарный год, которая отражает степень использования мощности электрической сети потребителем услуг.

Величина заявленной мощности определяется в отношении каждой точки присоединения и не может превышать максимальную присоединенную мощность в соответствующей точке присоединения к сети этого потребителя услуг.

В случае отсутствия указанного уведомления о величине заявленной мощности при установлении тарифов принимается величина максимальной присоединенной мощности энергопринимающего устройства (энергетической установки) потребителя услуг.

При определении базы для установления тарифов на очередной период регулирования сетевая организация вправе использовать в отношении потребителей услуг, систематически превышающих величину заявленной мощности, величину заявленной потребителем мощности на очередной период регулирования или фактическую величину использованной мощности за истекший период.

35. Тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются в соответствии с основами ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации и правилами государственного регулирования и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации с учетом пункта 34 настоящих Правил.

Учет степени использования мощности электрической сети при определении тарифа на услуги по передаче электрической энергии осуществляется в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми федеральным органом исполнительной власти по тарифам.

### **V. Порядок определения потерь в электрических сетях и оплаты этих потерь**

36. Фактические потери электрической энергии в электрических сетях определяются как разница между объемом электрической энергии, поставленной в электрическую сеть из других сетей или от производителей электрической энергии, и объемом электрической энергии, потребленной энергопринимающими устройствами, присоединенными к этой сети, а также переданной в другие сетевые организации.

37. Сетевые организации обязаны компенсировать фактические потери электрической энергии, возникшие в принадлежащих им объектах сетевого хозяйства, за вычетом потерь, включенных в цену на электрическую энергию.

38. Потребители услуг, за исключением производителей электрической энергии, обязаны оплачивать в составе платы за услуги по передаче электрической энергии нормативные потери, возникающие при передаче электрической энергии по сети сетевой организации, с которой у соответствующих лиц заключен договор, за исключением потерь, включенных в цену (тариф) на электрическую энергию, в целях избежания их двойного учета. Потребители услуг оплачивают потери электрической энергии сверх норматива в случае, если будет доказано, что потери возникли по вине этих потребителей услуг.

39. Величина потерь электрической энергии в электрических сетях, входящая в состав платы за услуги по передаче электрической энергии, определяется исходя из норматива потерь электрической энергии. Нормативы потерь устанавливаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти в соответствии с настоящими Правилами и методикой определения нормативных и фактических потерь электрической энергии в электрических сетях.

40. Нормативы потерь электрической энергии в электрических сетях устанавливаются в отношении совокупности линий электропередачи и иных объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих соответствующей сетевой организации, с учетом дифференциации по уровням напряжения сетей при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии.

41. Методика определения нормативных и фактических потерь электрической энергии в электрических сетях должна предусматривать расчет потерь на основании:

- технических характеристик линий электропередачи и иных объектов электросетевого хозяйства, определяющих величину переменных потерь в соответствии с технологией передачи и преобразования электрической энергии;
- нормативных условно-постоянных потерь для линий электропередачи, силовых трансформаторов и иных объектов электросетевого хозяйства;
- нормативных потерь в средствах измерения электрической энергии.

При установлении нормативов также может учитываться техническое состояние линий электропередачи и иных объектов электросетевого хозяйства.

42. Сетевые организации покупают электрическую энергию в целях компенсации потерь электрической энергии в их сетях:

- на оптовом рынке электрической энергии;
- в случае, если сетевая организация не является участником оптового рынка электрической энергии, – на розничном рынке электрической энергии по месту ее деятельности.

#### **VI. Порядок предоставления и раскрытия сетевыми организациями информации о пропускной способности электрических сетей, об их технических характеристиках и о стоимости услуг по передаче электрической энергии**

43. Информацию о пропускной способности электрических сетей и об их технических характеристиках сетевая организация раскрывает в соответствии со стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии.

44. Информацию о технических характеристиках электрических сетей сетевая организация раскрывает ежеквартально не позднее 30 рабочих дней с даты окончания квартала.

45. Информацию о наличии пропускной способности электрических сетей и о стоимости услуг по передаче электрической энергии сетевая организация обязана предоставлять по запросу (в письменной форме) потребителя услуг.

46. Запрашиваемая информация подлежит предоставлению в течение 7 дней с даты получения запроса с возмещением потребителем услуг расходов на ее предоставление, фактически понесенных сетевой организацией.

47. Документы, содержащие запрашиваемую информацию, должны быть оформлены в установленном порядке сетевыми организациями.

48. Сетевая организация несет ответственность за своевременность, полноту и достоверность предоставляемой и раскрываемой информации в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

#### **VII. Порядок рассмотрения заявлений (жалоб) по вопросам предоставления доступа к услугам по передаче электрической энергии и принятия по этим заявлениям (жалобам) решений, обязательных для исполнения юридическими и физическими лицами**

49. Основанием для возбуждения и рассмотрения дел по вопросам предоставления доступа к услугам по передаче электрической энергии, принятия решений и выдачи предписаний антимонопольным органом являются заявления органов государственной власти или заявления (жалобы) юридических и физических лиц.

50. В заявлении (жалобе) должны содержаться сведения о заявителе и о лице, в отношении которого подано заявление (жалоба), описание нарушения требований настоящих Правил, а также требования, с которыми заявитель обращается.

51. Антимонопольный орган рассматривает заявление (жалобу) в месячный срок с даты его поступления.

В случае недостаточности или отсутствия доказательств, позволяющих прийти к выводу о наличии либо отсутствия признаков нарушения требований настоящих Правил, антимонопольный орган вправе для сбора и анализа дополнительных доказательств продлить срок рассмотрения заявления (жалобы) до 3 месяцев с даты его поступления. О продлении срока рассмотрения заявления (жалобы) антимонопольный орган обязан в письменной форме уведомить заявителя.

52. При отсутствии признаков нарушения требований настоящих Правил и антимонопольного законодательства антимонопольный орган в письменной форме уведомляет об этом заявителя в течение 10 дней с даты принятия решения.

53. Дела о нарушениях антимонопольного законодательства рассматриваются антимонопольным органом в соответствии с законодательством Российской Федерации.

54. Рассмотрение дел о нарушениях требований настоящих Правил в части предоставления доступа к услугам по передаче электрической энергии и антимонопольного законодательства и принятие по ним решений (предписаний) осуществляются в порядке, установленном федеральным антимонопольным органом.

55. Федеральные органы исполнительной власти, органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органы местного самоуправления, иные органы или организации (их должностные лица), наделенные функциями или правами указанных органов власти, коммерческие и некоммерческие организации (их руководители), физические лица, в том числе индивидуальные предприниматели, вправе обжаловать решения и предписания полностью или частично антимонопольного органа в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

Утверждены  
Постановлением Правительства  
Российской Федерации  
от 27 декабря 2004 года № 861

**ПРАВИЛА  
НЕДИСКРИМИНАЦИОННОГО ДОСТУПА К УСЛУГАМ ПО  
ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОМУ УПРАВЛЕНИЮ  
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ И ОКАЗАНИЯ ЭТИХ УСЛУГ**

1. Настоящие Правила определяют общие принципы и порядок обеспечения недискриминационного доступа субъектов электроэнергетики (далее – потребители услуг) к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике (далее услуги), оказываемым системным оператором и другими субъектами оперативно-диспетчерского управления (далее – системный оператор), а также порядок оказания этих услуг.

2. Настоящие Правила не распространяются на отношения, связанные с оказанием услуг нижестоящими субъектами оперативнодиспетчерского управления в электроэнергетике вышестоящим субъектам оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

3. Недискриминационный доступ к услугам предусматривает обеспечение равных условий предоставления услуг их потребителям независимо от их организационно-правовой формы и правовых отношений с лицом, оказывающим эти услуги.

4. Системный оператор обязан раскрывать информацию, касающуюся доступа к услугам и оказания услуг, в соответствии со стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии.

5. Системный оператор оказывает следующие услуги:

- а) управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики;
- б) среднесрочное и долгосрочное прогнозирование объема производства и потребления электрической энергии;
- в) участие в формировании резерва производственных энергетических мощностей;
- г) согласование вывода в ремонт и из эксплуатации объектов электросетевого хозяйства и энергетических объектов по производству электрической и тепловой энергии, а также ввода их в эксплуатацию после ремонта;
- д) разработка суточных графиков работы электростанций и электрических сетей Единой энергетической системы России;
- е) регулирование частоты электрического тока, обеспечение функционирования системы автоматического регулирования частоты электрического тока и мощности, обеспечение функционирования системной и противоаварийной автоматики;
- ж) организация и управление режимами параллельной работы Единой энергетической системы России и электроэнергетических систем иностранных государств;
- з) участие в формировании и выдаче при технологическом присоединении субъектов электроэнергетики к единой национальной (общероссийской) электрической сети и территориальным распределительным сетям технологических требований, обеспечивающих их работу в составе Единой энергетической системы России.

6. Услуги оказываются на основании двустороннего договора об оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике (далее – договор), а также на основании договора о присоединении к торговой системе оптового рынка электрической энергии.

7. Потребитель услуг может одновременно являться участником указанных в пункте 6 настоящих Правил договоров только при следующих условиях:

- положения указанных договоров, касающиеся оказания услуг, полностью совпадают;
- совокупная стоимость услуг, оказываемых на основании указанных договоров, определяется тарифами, установленными федеральным органом исполнительной власти по тарифам.

8. Заключение договора между потребителем услуг и системным оператором является обязательным для обеих сторон.

9. Субъекты оптового рынка заключают договор с системным оператором до заключения ими с организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью договора об оказании услуг по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети.

10. Цена услуг определяется тарифами, установленными федеральным органом исполнительной власти по тарифам.

11. Потребитель услуг, который намерен заключить договор (далее – заявитель), направляет системному оператору заявку в письменной форме о предоставлении доступа к услугам, которая должна содержать следующие сведения:

- реквизиты потребителя услуг;
- точки присоединения к сетям сетевой организации;
- сроки начала оказания услуг.

Заявитель одновременно с заявкой вправе направить системному оператору проект договора.

12. Системный оператор в течение 30 дней с даты получения заявки о предоставлении доступа к услугам обязан ее рассмотреть и принять решение о предоставлении доступа к услугам либо отказе в нем.

13. При отсутствии сведений, указанных в пункте 11 настоящих Правил, системный оператор в течение 3 дней уведомляет об этом заявителя и в 30-дневный срок с даты получения недостающих сведений рассматривает заявку о предоставлении доступа к услугам в соответствии с пунктом 12 настоящих Правил.

14. В случае принятия решения о предоставлении доступа к услугам системный оператор обязан направить заявителю подписанный со своей стороны проект договора.

15. Заявитель, получивший от системного оператора подписанный проект договора и не имеющий возражений по его условиям, заполняет договор в части, относящейся к сведениям о заявителе, и направляет 1 подписанный экземпляр договора системному оператору.

16. Если заявитель представил проект договора, а системный оператор не имеет возражений по его условиям, последний обязан подписать его и направить 1 подписанный экземпляр договора заявителю.

Договор считается заключенным с даты его подписания обеими сторонами, если иное не установлено этим договором или решением суда.

17. В случае принятия решения об отказе в предоставлении доступа к услугам системный оператор обязан направить заявителю уведомление в письменной форме и обосновывающие отказ документы не позднее 10 дней с даты получения заявки, указанной в пункте 11 настоящих Правил.

Отказ в предоставлении доступа к услугам может быть обжалован в антимонопольном органе и (или) оспорен в суде.

18. Системный оператор вправе отказать в предоставлении доступа к услугам в следующих случаях:

а) заявитель не представил сведения, предусмотренные в пункте 11 настоящих Правил;

б) заявитель представил недостоверные сведения;

в) энергетические объекты заявителя расположены вне зоны его диспетчерской ответственности.

При этом заявитель вправе повторно обратиться к системному оператору с заявкой о предоставлении доступа к услугам. При устранении оснований для отказа системный оператор не вправе отказать заявителю в предоставлении доступа к услугам.

19. Оказание услуг осуществляется в целях обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, соответствующих требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям, установленным нормативными правовыми актами, и принятия мер для обеспечения исполнения обязательств субъектов электроэнергетики по договорам, заключаемым на оптовом и розничных рынках электрической энергии.

В рамках оказания услуг системный оператор обязан выбирать экономически наиболее эффективное решение, которое обеспечивает безопасное и безаварийное функционирование технологической инфраструктуры электроэнергетики и качество электрической энергии, соответствующие требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям.

20. Потребители услуг вправе не исполнять оперативные диспетчерские команды и распоряжения, если их исполнение создает угрозу жизни людей, сохранности оборудования или приводит к нарушению пределов и условий безопасной эксплуатации атомных электростанций.

21. При возникновении аварийных электроэнергетических режимов оказание услуг осуществляется с учетом особенностей, установленных законодательством Российской Федерации.

Утверждены  
Постановлением Правительства  
Российской Федерации  
от 27 декабря 2004 года № 861

**ПРАВИЛА  
НЕДИСКРИМИНАЦИОННОГО ДОСТУПА К УСЛУГАМ АДМИНИСТРАТОРА  
ТОРГОВОЙ СИСТЕМЫ ОПТОВОГО РЫНКА И ОКАЗАНИЯ ЭТИХ УСЛУГ**

1. Настоящие Правила определяют общие принципы и порядок обеспечения недискриминационного доступа субъектов оптового рынка электрической энергии (мощности) (далее – субъекты оптового рынка) к услугам по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности), организации оптовой торговли электрической энергией и проведению сверки и зачета взаимных встречных обязательств участников торговли (далее услуги) администратора торговой системы оптового рынка (далее администратор), а также порядок оказания этих услуг.

2. Недискриминационный доступ к услугам администратора предусматривает обеспечение равных условий предоставления субъектам оптового рынка услуг независимо от их организационно-правовой формы и правовых отношений с лицом, оказывающим эти услуги.

3. Администратор обязан раскрывать информацию, касающуюся доступа к услугам и их оказания, в соответствии со стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии.

4. Администратор не вправе отказаться от оказания услуг субъектам оптового рынка, за исключением случаев, установленных настоящими Правилами и правилами оптового рынка электрической энергии.

5. Услуги администратора могут быть оказаны лицам:

- включенным в перечень коммерческих организаций – субъектов федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии (мощности), тарифы на электрическую энергию для которых устанавливаются федеральным органом исполнительной власти по тарифам, до вступления в силу правил оптового рынка электрической энергии;

- получившим статус субъекта оптового рынка в соответствии с правилами оптового рынка электрической энергии путем предоставления администратору документов и информации, указанных в настоящих Правилах, и подписания субъектами оптового рынка договора о присоединении к торговой системе оптового рынка электрической энергии (мощности).

6. Юридическое лицо, желающее получить доступ к услугам администратора (далее – заявитель), обязано подать заявление об этом и представить администратору следующие документы:

- информация о типе субъекта оптового рынка (генерирующая компания, энергосбытовая организация, энергоснабжающая организация, гарантирующий поставщик, потребитель электрической энергии и т. д.), которому соответствует заявитель, в соответствии с правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода;

- подписанные уполномоченным лицом заявителя 5 экземпляров проекта договора о присоединении к торговой системе оптового рынка электрической энергии (мощности) по форме, утвержденной администратором;

- анкета заявителя по установленной форме;

- нотариально заверенные копии учредительных документов;

- нотариально заверенная копия свидетельства о государственной регистрации юридического лица;

- нотариально заверенная копия свидетельства о постановке заявителя на учет в налоговых органах Российской Федерации;

- документы, подтверждающие полномочия лиц, представляющих интересы заявителя;

- документ, подтверждающий присвоение организации статуса гарантирующего поставщика в случаях и в порядке, установленных законодательством Российской Федерации;

- однолинейная схема присоединения к внешней электрической сети, согласованная с собственником или иным законным владельцем сетевых объектов, к которым технологически присоединен заявитель либо третьи лица, интересы которых он представляет, с указанием названий и уровней напряжения шин внешних подстанций, предполагаемых групп точек поставки, мест подключения приборов коммерческого учета, измерительных трансформаторов напряжения и границ балансовой принадлежности, заверенной представителями смежных владельцев электрических сетей;

- акты разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности, согласованные с собственниками или иными законными владельцами сетевых объектов, к которым технологически присоединен заявитель либо третьи лица, интересы которых заявитель намерен представлять.

Заявитель, имеющий право на куплю-продажу электрической энергии (мощности) в регулируемом секторе, обязан представить администратору документ, подтверждающий включение юридического лица в перечень коммерческих организаций – субъектов федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии (мощности), тарифы на электрическую энергию для которых устанавливаются федеральным органом исполнительной власти по тарифам.

В целях подтверждения соответствия генерирующего и энергопринимающего оборудования количественным характеристикам, предъявленным к объектам, участвующим в оптовом рынке электрической энергии, заявитель представляет администратору паспортные технологические характеристики указанного оборудования.

7. Заявитель, представляющий интересы третьих лиц на оптовом рынке электрической энергии (мощности), представляет администратору сведения о технологических характеристиках генерирующего оборудования поставщиков, интересы которых он представляет, и (или) технологические характеристики энергопринимающего оборудования потребителей, интересы которых он представляет.



Заявитель, осуществляющий деятельность по передаче электрической энергии и покупающий электрическую энергию на оптовом рынке электрической энергии (мощности), в целях компенсации потерь в электрических сетях представляет администратору характеристики электрической сети и объектов сетевого хозяйства по каждой группе точек поставки (сетевому объекту).

В целях получения данных о фактическом производстве и потреблении энергии, а также проведения расчетов на оптовом рынке электрической энергии (мощности) заявитель представляет документы, свидетельствующие о соответствии системы коммерческого учета обязательным техническим требованиям и условиям договора о присоединении к торговой системе оптового рынка электрической энергии (мощности), в порядке, определяемом администратором.

Все документы должны быть представлены заявителем в соответствии с требованиями, определяемыми администратором.

Администратор не вправе требовать представления сведений, не предусмотренных настоящими Правилами, если иное не установлено законодательством Российской Федерации.

В целях обеспечения равного доступа к услугам администратора собственник или иной законный владелец сетевых объектов, к которым технологически присоединен заявитель либо третьи лица, интересы которых он представляет, обязан обеспечить согласование однолинейной схемы присоединения к внешней электрической сети и оформить акты разграничения балансовой принадлежности ответственности.

8. Администратор вправе отказать в доступе к услугам администратора, если заявитель:

а) не представил документы и информацию, предусмотренные пунктом 6 настоящих Правил;

б) представил недостоверные сведения;

в) не соответствует какому-либо из установленных законодательством Российской Федерации требований, предъявляемых к субъектам оптового рынка.

Заявитель вправе повторно обратиться к администратору с заявлением о предоставлении доступа к услугам администратора при устранении оснований для отказа заявителю в доступе к услугам администратора.

9. Решение об отказе в доступе к услугам администратора может быть обжаловано в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

10. Администратор оказывает услуги субъектам оптового рынка на основании договора о присоединении к торговой системе оптового рынка электрической энергии.

Подписанный экземпляр договора о присоединении к торговой системе оптового рынка электрической энергии (мощности) направляется администратором субъекту оптового рынка.

11. Услуги администратора оплачиваются субъектом оптового рынка по тарифам, утвержденным федеральным органом исполнительной власти по тарифам.

12. В случае неоплаты услуг администратора субъектом оптового рынка администратор вправе приостановить прием заявок субъекта оптового рынка для участия в процедуре конкурентного отбора ценовых заявок в секторе свободной торговли оптового рынка до полного погашения задолженности.

13. Администратор вправе прекратить оказание услуг субъекту оптового рынка в случае:

– несоответствия юридического лица требованиям, предъявляемым к субъекту оптового рынка;

– утраты юридическим лицом статуса субъекта оптового рынка;

– неоднократного неисполнения или ненадлежащего исполнения субъектом оптового рынка обязательств по оплате услуг администратора;

– прекращения действия договора о присоединении к торговой системе оптового рынка;

– прекращения деятельности субъекта оптового рынка по основаниям, предусмотренным законодательством Российской Федерации.

14. Принятие администратором в соответствии с правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода и договором о присоединении к торговой системе оптового рынка электрической энергии решения о признании продажи (покупки) электрической энергии в секторе свободной торговли в целом или на какой-либо ограниченной территории не состоявшейся не может рассматриваться как неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств по оказанию услуг администратора.

Утверждены  
Постановлением Правительства  
Российской Федерации  
от 27 декабря 2004 года № 861

**ПРАВИЛА  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИХ УСТРОЙСТВ  
(ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК) ЮРИДИЧЕСКИХ И ФИЗИЧЕСКИХ ЛИЦ  
К ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ**

**I. Общие положения**

1. Настоящие Правила определяют порядок технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц (далее – энергопринимающие устройства), регламентируют процедуру технологического присоединения, определяют существенные условия договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям (далее – договор), устанавливают требования по выдаче индивидуальных технических условий для присоединения к электрическим сетям (далее – технические условия) и критерии наличия (отсутствия) технической возможности технологического присоединения.

2. Действие настоящих Правил распространяется на лиц, энергопринимающие устройства которых были ранее присоединены к электрической сети и которые заявили о необходимости пересмотра (увеличения) величины присоединенной мощности.

3. Сетевая организация обязана выполнять в отношении любого обратившегося к ней лица мероприятия по технологическому присоединению впервые вводимых в эксплуатацию, вновь построенных, расширяющих свою ранее присоединенную мощность и реконструируемых энергопринимающих устройств к своим электрическим сетям (далее технологическое присоединение) при условии соблюдения им настоящих Правил и наличии технической возможности технологического присоединения.

В отношении энергопринимающих устройств, технологически присоединенных к электрической сети до вступления в силу настоящих Правил, договор не заключается и мероприятия, указанные в пункте 12 настоящих Правил, не выполняются.

4. Любые лица имеют право на технологическое присоединение построенных ими линий электропередачи к электрическим сетям в соответствии с настоящими Правилами.

5. При присоединении энергетических установок к распределительным устройствам электростанции последняя выполняет функции сетевой организации в части выполнения мероприятий по договору.

6. Технологическое присоединение осуществляется на основании договора, заключаемого с сетевой организацией в сроки, установленные настоящими Правилами. Заключение договора является обязательным для сетевой организации. При необоснованном отказе или уклонении сетевой организации от заключения договора заинтересованное лицо вправе обратиться в суд с иском о понуждении к заключению договора и взыскании убытков, причиненных таким необоснованным отказом или уклонением.

7. Настоящие Правила устанавливают следующую процедуру технологического присоединения:

- подача заявки на технологическое присоединение с требованием выдачи технических условий;
- подготовка технических условий и направление проекта договора, включающего технические условия;
- заключение договора;
- выполнение технических условий со стороны присоединяемого лица и со стороны сетевой организации;
- выполнение действий по присоединению и обеспечению работы энергопринимающего устройства в электрической сети;
- проверка выполнения технических условий и составление акта о технологическом присоединении.

**II. Порядок заключения и выполнения договора**

8. Для получения технических условий и осуществления технологического присоединения лицо, владеющее энергопринимающим устройством, направляет заявку на технологическое присоединение (далее – заявка) в сетевую организацию, к электрической сети которой планируется технологическое присоединение.

9. В заявке должны быть указаны следующие сведения:

- а) полное наименование заявителя;
- б) место нахождения заявителя;
- в) почтовый адрес заявителя;
- г) план расположения энергопринимающего устройства, в отношении которого планируется осуществить мероприятия по технологическому присоединению;
- д) максимальная мощность энергопринимающего устройства и его технические характеристики, количество, мощность генераторов и присоединяемых к сети трансформаторов;
- е) количество точек присоединения к электрической сети с указанием технических параметров элементов электрических установок, присоединяемых в конкретных точках электрической сети;
- ж) однолинейная схема электрических сетей заявителя, присоединяемых к сетям сетевой организации, с указанием возможности резервирования от собственных источников энергоснабжения (включая резервирование собственных нужд) и возможности переключения нагрузок (генерации) по внутренним сетям заявителя;
- з) заявляемый уровень надежности энергопринимающего устройства;

и) характер нагрузки потребителя электрической энергии (для генераторов – возможная скорость набора или снижения нагрузки) и наличие нагрузок, искажающих форму кривой электрического тока и вызывающих несимметрию напряжения в точках присоединения;

к) величина и обоснование величины технологического минимума (для генераторов) и аварийной брони (для потребителей электрической энергии);

л) разрешение уполномоченного органа государственного надзора на допуск в эксплуатацию энергопринимающего устройства (за исключением объектов, находящихся на стадии строительства);

м) объем возможного участия в автоматическом либо оперативном противоаварийном управлении мощностью (для электростанций и потребителей, за исключением физических лиц) в порядке оказания услуг в соответствии с отдельным договором;

н) объем возможного участия в нормированном первичном регулировании частоты и во вторичном регулировании мощности (для электростанций) в порядке оказания услуг в соответствии с отдельным договором;

о) перечень и мощность токоприемников потребителя (за исключением физических лиц), которые могут быть отключены при помощи устройства противоаварийной автоматики.

Перечень сведений, указываемых в заявке, является исчерпывающим.

Сетевая организация не вправе требовать представления сведений, не предусмотренных настоящими Правилами.

10. Сетевая организация обязана в течение 30 дней с даты получения заявки направить заявителю для согласования проект договора.

При отсутствии сведений, указанных в пункте 9 настоящих Правил, или представлении их в неполном объеме сетевая организация в течение 6 рабочих дней уведомляет об этом заявителя и в 30-дневный срок с даты получения недостающих сведений рассматривает заявку.

При особо сложном характере технологического присоединения энергопринимающих устройств для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью или иных владельцев объектов такой сети указанный срок по соглашению сторон может быть увеличен до 90 дней. Заявитель уведомляется об увеличении срока и основаниях его изменения.

11. Договор должен содержать следующие существенные условия:

- мероприятия по технологическому присоединению и обязательства сторон по их выполнению;
- выполнение технических условий;
- сроки выполнения сетевой организацией мероприятий по технологическому присоединению;
- размер платы за выполнение мероприятий по технологическому присоединению;
- ответственность сторон за выполнение условий договора;
- границы разграничения балансовой принадлежности.

12. Мероприятия по технологическому присоединению включают в себя:

- а) разработку схемы электроснабжения;
- б) технический осмотр (обследование) присоединяемых энергопринимающих устройств уполномоченным органом государственной власти при участии представителей сетевой организации;
- в) подготовку и выдачу технических условий;
- г) выполнение технических условий (со стороны лица, энергопринимающее устройство которого присоединяется, и со стороны сетевой организации);

д) фактические действия по присоединению и обеспечению работы энергопринимающего устройства в электрической сети;

е) проверку выполнения технических условий и составление акта о технологическом присоединении.

Перечень мероприятий по технологическому присоединению является исчерпывающим.

Запрещается навязывать заинтересованному в технологическом присоединении лицу услуги, не предусмотренные настоящими Правилами.

13. Сетевая организация обязана в течение 30 дней с даты получения заявки рассмотреть ее, подготовить технические условия для технологического присоединения и согласовать их с системным оператором (субъектом оперативно-диспетчерского управления), а организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью или иные владельцы объектов такой сети в случаях, предусмотренных в абзаце третьем пункта 10 настоящих Правил, – в течение 90 дней.

Сетевая организация обязана в течение 5 дней с даты получения заявки направить ее копию на рассмотрение системного оператора (субъекта оперативно-диспетчерского управления), а затем совместно с ним рассмотреть ее и подготовить технические условия для технологического присоединения.

14. Технические условия для технологического присоединения являются неотъемлемой частью договора.

В технических условиях должны быть указаны:

- а) схемы выдачи или приема мощности и точки присоединения к электрической сети (линии электропередачи или базовые подстанции);
- б) обоснованные требования по усилению существующей электрической сети в связи с присоединением новых мощностей (строительство новых линий электропередачи, подстанций, увеличение сечения проводов и кабелей, увеличение мощности трансформаторов, расширение распределительных устройств, установка компенсирующих устройств для обеспечения качества электроэнергии);

в) расчетные значения токов короткого замыкания, требования к релейной защите, регулированию напряжения, противоаварийной автоматике, телемеханике, связи, изоляции и защите от перенапряжения, а также к приборам учета электрической энергии и мощности в соответствии с требованиями, установленными нормативными правовыми актами;

г) требования по оснащению электростанций средствами противоаварийной автоматики для выдачи ее мощности и по оснащению потребителей устройствами противоаварийной автоматики;

д) требования по оснащению устройствами, обеспечивающими участие электростанций или потребителя в автоматическом либо оперативном противоаварийном управлении мощностью в порядке оказания услуг в соответствии с отдельным договором;

е) требования по оснащению устройствами, обеспечивающими участие электростанций в нормированном первичном регулировании частоты и во вторичном регулировании мощности в порядке оказания услуг в соответствии с отдельным договором.

### **III. Критерии наличия (отсутствия) технической возможности технологического присоединения**

15. Критериями наличия технической возможности технологического присоединения являются:

- а) нахождение энергопринимающего устройства, в отношении которого подана заявка на технологическое присоединение, в пределах территориальных границ обслуживания соответствующей сетевой организации;
- б) отсутствие ограничений на присоединенную мощность в сетевом узле, к которому надлежит произвести технологическое присоединение.

В случае несоблюдения любого из указанных критериев техническая возможность технологического присоединения отсутствует.

В целях проверки обоснованности установления сетевой организацией факта отсутствия технической возможности заявитель вправе обратиться в уполномоченный федеральный орган исполнительной власти по технологическому надзору для получения заключения о наличии (отсутствии) технической возможности технологического присоединения сетевой организацией.

16. Ограничения на присоединение дополнительной мощности возникают в случае, если полное использование потребляемой (генерирующей) мощности всех ранее присоединенных потребителей услуг по передаче электрической энергии и мощности вновь присоединяемого энергопринимающего устройства может привести к загрузке энергетического оборудования сетевой организации с превышением значений, определенных техническими нормативами и стандартами, утвержденными или принятыми в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

17. При наличии ограничения на присоединение новой мощности допускается присоединение к электрическим сетям энергопринимающих устройств в пределах величины мощности, не вызывающей ограничений в использовании потребляемой (генерирующей) мощности всех ранее присоединенных к данному сетевому узлу потребителей электрической энергии, либо в заявленном объеме по согласованию с указанными потребителями.

**ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ПОСТАНОВЛЕНИЕ  
от 16 февраля 2005 г. № 81**

**ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ИСТОЧНИКОВ ВОЗМЕЩЕНИЯ РАСХОДОВ  
НА ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ВЫПОЛНЕНИЕ ОБЯЗАННОСТЕЙ  
ЭКСПЛУАТИРУЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ  
В ОБЛАСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АТОМНОЙ ЭНЕРГИИ**

В соответствии со статьей 36 Федерального закона «Об электроэнергетике» и со статьями 34 и 35 Федерального закона «Об использовании атомной энергии» Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Установить, что недостаток средств для возмещения расходов на обеспечение деятельности и выполнение обязанностей эксплуатирующей организации, осуществляющей деятельность в области использования атомной энергии, размер которого определяется как разница между необходимой валовой выручкой, установленной Федеральной службой по тарифам на расчетный период регулирования для федерального государственного унитарного предприятия «Российский государственный концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях» (далее – концерн «Росэнергоатом»), и выручкой на оптовом рынке электрической энергии (мощности) с учетом выручки в секторе свободной торговли (далее – средства для возмещения расходов концерна «Росэнергоатом»), учитывается путем увеличения на расчетный период регулирования тарифа на установленную генерирующую мощность в регулируемом секторе оптового рынка электрической энергии (мощности) для концерна «Росэнергоатом» на соответствующую величину.

2. Увеличенный размер средств для возмещения расходов концерна «Росэнергоатом», возникший в расчетном периоде, по сравнению с размером средств, учитываемым в соответствии с пунктом 1 настоящего Постановления, возмещается на основании расчетов, представленных концерном «Росэнергоатом», за счет суммы превышения в регулируемом секторе оптового рынка электрической энергии (мощности) финансовых обязательств покупателей над финансовыми требованиями поставщиков, а при невозможности получения этих средств с регулируемого сектора, в том числе в условиях общего сокращения объема торговли электрической энергией в регулируемом секторе, – за счет суммы превышения в секторе свободной торговли оптового рынка электрической энергии (мощности) финансовых обязательств покупателей над финансовыми требованиями поставщиков.

3. При невозможности получения средств для возмещения расходов концерна «Росэнергоатом» в соответствии с пунктом 2 настоящего Постановления, подтвержденной организацией, осуществляющей функции администратора торговой системы оптового рынка (некоммерческим партнерством «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергетики Единой энергетической системы»), и Федеральной службой по тарифам, концерн «Росэнергоатом» привлекает заемные средства для финансирования возмещения указанных расходов в размере, определенном с учетом фактически сложившихся цен в секторе свободной торговли оптового рынка электрической энергии (мощности).

Расходы, связанные с возвратом и обслуживанием заемных средств в пределах ставки рефинансирования Центрального банка Российской Федерации, направляемых концерном «Росэнергоатом» на обеспечение деятельности и выполнение обязанностей эксплуатирующей организации, осуществляющей деятельность в области использования атомной энергии, учитываются при установлении для концерна «Росэнергоатом» тарифа на последующий расчетный период регулирования.

4. Внести в Правила оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 24 октября 2003 г. № 643 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 44, ст. 4312), следующие изменения:

а) пункт 50 изложить в следующей редакции:

«50. Если по итогам расчетного периода в секторе свободной торговли финансовые обязательства покупателей превышают финансовые требования поставщиков, в том числе за счет использования ограниченной пропускной способности электрической сети, то сумма превышения учитывается при составлении окончательного расчета по итогам расчетного периода путем увеличения финансовых требований концерна «Росэнергоатом» для обеспечения деятельности и выполнения обязанностей эксплуатирующей организации, осуществляющей деятельность в области использования атомной энергии, а оставшаяся после этого сумма учитывается путем уменьшения финансовых обязательств покупателей пропорционально суммарному объему электрической энергии, купленному ими в течение соответствующего расчетного периода в секторе свободной торговли»;

б) пункт 67 после слов: «их недостаток» дополнить словами: «определяется как разница между необходимой валовой выручкой, установленной на расчетный период регулирования, и выручкой на оптовом рынке с учетом выручки в секторе свободной торговли и».

*Председатель Правительства  
Российской Федерации  
М. ФРАДКОВ*



**ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ПОСТАНОВЛЕНИЕ**  
**от 6 мая 2005 г. № 291**

**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ПОЛОЖЕНИЯ**  
**О ЛИЦЕНЗИРОВАНИИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПО ПРОДАЖЕ**  
**ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ГРАЖДАНАМ**

В соответствии с Федеральными законами «Об электроэнергетике» и «О лицензировании отдельных видов деятельности» Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Утвердить прилагаемое Положение о лицензировании деятельности по продаже электрической энергии гражданам.
2. Министерству промышленности и энергетики Российской Федерации определить до 1 июня 2005 г. минимальный размер собственного капитала организаций, осуществляющих деятельность по продаже электрической энергии гражданам.
3. Настоящее Постановление вступает в силу с 1 июля 2005 г.

*Председатель Правительства*  
*Российской Федерации*  
*М. ФРАДКОВ*

**ПОЛОЖЕНИЕ  
О ЛИЦЕНЗИРОВАНИИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПО ПРОДАЖЕ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ГРАЖДАНАМ**

1. Настоящее Положение определяет порядок лицензирования деятельности по продаже электрической энергии гражданам.
2. Лицензирование деятельности по продаже электрической энергии гражданам осуществляется Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору (далее – лицензирующий орган).
3. Под деятельностью по продаже электрической энергии гражданам понимается деятельность юридических лиц по реализации электрической энергии гражданам, включающая в себя комплекс мероприятий по качественному, бесперебойному и надежному снабжению указанной категории потребителей электрической энергией.
4. Лицензионными требованиями и условиями при осуществлении деятельности по продаже электрической энергии гражданам являются:
  - а) соблюдение требований законодательных и иных нормативных правовых актов Российской Федерации в сфере электроэнергетики, защиты прав потребителей и технического регулирования;
  - б) наличие в штате лицензиата работников в количестве не менее 20 процентов общего количества работников по штатному расписанию, имеющих специальное высшее или специальное среднее образование в области электроэнергетики либо иное высшее или среднее образование при условии прохождения ими профильной переподготовки и при наличии стажа работы в области энергетики не менее 3 лет;
  - в) раздельное указание в счетах на оплату электрической энергии стоимости купленной электрической энергии, стоимости услуг по передаче электрической энергии и стоимости иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью поставки электрической энергии;
  - г) наличие у лицензиата собственного капитала в размере не менее размера, определенного федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке государственной политики в сфере топливно-энергетического комплекса.
5. Для получения лицензии на осуществление деятельности по продаже электрической энергии гражданам (далее – лицензия) соискатель лицензии представляет в лицензирующий орган следующие документы:
  - а) заявление о предоставлении лицензии с указанием наименования и организационно-правовой формы юридического лица, места его нахождения и места нахождения его территориально обособленных подразделений и объектов, на которых будет осуществляться лицензируемая деятельность;
  - б) копии учредительных документов и документа, подтверждающего факт внесения записи о юридическом лице в Единый государственный реестр юридических лиц;
  - в) копия свидетельства о постановке соискателя лицензии на учет в налоговом органе;
  - г) документ, подтверждающий уплату государственной пошлины за рассмотрение лицензирующим органом заявления о предоставлении лицензии;
  - д) копии документов, подтверждающих наличие у соответствующих работников специального высшего или специального среднего образования в области электроэнергетики либо иного высшего или среднего образования при условии прохождения ими профильной переподготовки и при наличии стажа работы в области энергетики не менее 3 лет.
6. Копии указанных в пункте 5 настоящего Положения документов, не заверенные нотариусом, представляются с предъявлением оригиналов. Требовать от соискателя лицензии представления документов, не предусмотренных настоящим Положением, не допускается.
7. За представление недостоверных или искаженных сведений соискатель лицензии несет ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации.
8. Документы, представленные соискателем лицензии в соответствии с пунктом 5 настоящего Положения, принимаются лицензирующим органом по описи, копия которой с отметкой о дате их приема направляется (вручается) соискателю лицензии.
9. Лицензирующий орган имеет право проводить проверку соответствия соискателя лицензии лицензионным требованиям и условиям.
10. Лицензирующий орган принимает решение о предоставлении или об отказе в предоставлении лицензии в срок, не превышающий 60 дней с даты поступления заявления о предоставлении лицензии со всеми необходимыми документами. Соответствующее решение оформляется приказом руководителя лицензирующего органа, на основании которого в течение 3 дней после представления соискателем лицензии документа, подтверждающего уплату государственной пошлины за предоставление лицензии, лицензиату выдается лицензия.
11. Лицензия выдается на 5 лет. Срок действия лицензии может быть продлен в установленном порядке по заявлению лицензиата.
12. Контроль за соблюдением лицензиатом лицензионных требований и условий осуществляется путем проверки, проводимой на основании приказа лицензирующего органа, в котором определяются лицензиат, срок проведения проверки, период деятельности, подлежащий проверке, и состав комиссии, осуществляющей проверку. Плановая проверка проводится не чаще одного раза в 2 года. Продолжительность проверки не должна превышать 30 дней.
13. Внеплановая проверка может проводиться:
  - при получении от гражданина, продажу электрической энергии которому осуществляет лицензиат, заявления о нарушении лицензиатом лицензионных требований и условий;
  - при получении от физических и юридических лиц, органов государственной власти информации о нарушении лицензионных требований и условий, которые могут повлечь за собой нанесение ущерба правам, законным интересам, здоровью граждан, обороноспособности и безопасности государства, культурному наследию народов Российской Федерации, а также при получении иной информации, подтвержденной документами или другими доказательствами, свидетельствующими о наличии признаков таких нарушений;



– для подтверждения устранения лицензиатом нарушений лицензионных требований и условий, выявленных при проведении плановой проверки.

14. Лицензиат обязан обеспечивать условия для проведения проверки, в том числе предоставлять необходимые документы и информацию, обеспечивать доступ проверяющих в служебные помещения и к программно-техническим средствам, используемым при осуществлении лицензируемой деятельности.

15. По результатам проверки оформляется акт (с указанием конкретных нарушений), который подписывается всеми членами комиссии, указанной в пункте 12 настоящего Положения. Лицензиат (его представитель) должен быть ознакомлен с результатами проверки, и в акте должна быть сделана запись о факте ознакомления. Если лицензиат не согласен с результатами проверки, он имеет право отразить в акте свое мнение. Если лицензиат отказывается от ознакомления с результатами проверки, члены комиссии фиксируют этот факт в акте и заверяют его своей подписью.

Лицензиат вправе представить в лицензирующий орган возражения в отношении акта (в письменной форме) с приложением необходимых документов.

16. Лицензирующий орган вправе приостанавливать действие лицензии в случае выявления неоднократных нарушений или грубого нарушения лицензиатом лицензионных требований и условий.

Лицензирующий орган устанавливает срок устранения лицензиатом нарушений, повлекших за собой приостановление действия лицензии. Указанный срок не может превышать 6 месяцев. В случае если в установленный срок лицензиат не устранил указанные нарушения, лицензирующий орган обязан обратиться в суд с заявлением об аннулировании лицензии.

Лицензиат обязан уведомить (в письменной форме) лицензирующий орган об устранении им нарушений, повлекших за собой приостановление действия лицензии. Лицензирующий орган, приостановивший действие лицензии, принимает решение о возобновлении ее действия и сообщает об этом (в письменной форме) лицензиату в течение 3 дней после получения соответствующего уведомления и проверки устранения лицензиатом нарушений, повлекших за собой приостановление действия лицензии.

Проверка устранения нарушений лицензионных требований и условий должна начаться не позднее 10 дней с даты получения от лицензиата уведомления об устранении указанных нарушений.

17. В случае, если нарушение лицензиатом лицензионных требований и условий повлекло за собой нанесение ущерба правам, законным интересам, здоровью граждан, обороноспособности и безопасности государства, культурному наследию народов Российской Федерации, лицензия может быть аннулирована решением суда на основании заявления лицензирующего органа.

Одновременно с подачей заявления в суд лицензирующий орган вправе приостановить действие лицензии на период до вступления в силу решения суда.

18. Лицензиат обязан выполнять свои обязательства по продаже электрической энергии гражданам до вступления в силу решения суда, если при этом лицензирующий орган не приостановил действие лицензии.

19. Лицензирующий орган ведет реестр лицензий, в котором указываются:

а) наименование лицензирующего органа;

б) лицензируемая деятельность;

в) наименование, организационно-правовая форма юридического лица, место его нахождения, номер документа, подтверждающего факт внесения записи о юридическом лице в Единый государственный реестр юридических лиц, идентификационный номер налогоплательщика и код лицензиата по Общероссийскому классификатору предприятий и организаций;

г) дата принятия решения о предоставлении лицензии;

д) номер лицензии;

е) срок действия лицензии;

ж) сведения о регистрации лицензии в реестре лицензий;

з) сведения о переоформлении лицензии;

и) основания и даты приостановления и возобновления действия лицензии;

к) основания и дата аннулирования лицензии.

20. Лицензирующий орган при осуществлении лицензирования руководствуется Федеральным законом «О лицензировании отдельных видов деятельности» и настоящим Положением.



**ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ПОСТАНОВЛЕНИЕ**  
**от 7 декабря 2005 г. № 738**

**О ПОРЯДКЕ ФОРМИРОВАНИЯ ИСТОЧНИКА СРЕДСТВ  
НА ОПЛАТУ УСЛУГ ПО ФОРМИРОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЗЕРВА  
МОЩНОСТЕЙ ПО ПРОИЗВОДСТВУ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ  
И ФИНАНСИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ПО ПРОИЗВОДСТВУ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В ЦЕЛЯХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ  
ВОЗНИКНОВЕНИЯ ДЕФИЦИТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ**

В соответствии со статьями 21, 29 и 46 Федерального закона «Об электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1177) Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Утвердить прилагаемые Правила финансирования объектов по производству электрической энергии в целях предотвращения возникновения дефицита электрической мощности (далее – Правила), применяемые для финансирования строительства объектов по производству электрической энергии, необходимых для формирования перспективного технологического резерва мощностей по производству электрической энергии (далее – перспективный технологический резерв) в условиях прогнозируемого дефицита электрической мощности в целях соблюдения установленных параметров надежности функционирования Единой энергетической системы России и качества электрической энергии.

2. Возложить на Федеральное агентство по энергетике организацию конкурсов инвестиционных проектов по формированию перспективного технологического резерва (далее – конкурсы).

Проведение конкурсов осуществляется в соответствии с правилами, определяемыми Министерством промышленности и энергетики Российской Федерации.

3. Средства, необходимые для оплаты услуг по формированию перспективного технологического резерва, учитываются при установлении для системного оператора тарифа на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике (в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах – за счет учета указанных расходов при установлении тарифов для соответствующего субъекта оперативно-диспетчерского управления). Указанные средства учитываются в течение периода применения платы за услуги по формированию перспективного технологического резерва, продолжительность которого определяется заключаемым в соответствии с Правилами договором об оказании услуг по формированию перспективного технологического резерва, и не ранее ввода в эксплуатацию построенного объекта.

Размер платы за услуги по формированию перспективного технологического резерва определяется исходя из ее размера, указанного в отобранном в соответствии с Правилами по итогам конкурса инвестиционном проекте.

Средства, формируемые в соответствии с Правилами, направляются на обеспечение возврата средств, инвестированных в соответствии с Правилами исполнителем инвестиционного проекта в строительство объектов по производству электрической энергии в целях предотвращения возникновения дефицита электрической мощности.

4. Министерству промышленности и энергетики Российской Федерации по согласованию с Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации, Федеральной антимонопольной службой и Федеральной службой по тарифам с участием Российского открытого акционерного общества энергетики и электрификации «ЕЭС России» и открытого акционерного общества «Системный оператор – Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы» в 3-месячный срок разработать и утвердить:

– правила проведения конкурсов;

– правила определения величины необходимой установленной генерирующей мощности генерирующих объектов, вводимых в эксплуатацию по результатам конкурса, а также территориального расположения указанных генерирующих объектов, сроков их создания и ввода в эксплуатацию.

5. Утвердить прилагаемые изменения, которые вносятся в акты Правительства Российской Федерации.

6. Федеральным органам исполнительной власти привести в 3-месячный срок свои нормативные правовые акты в соответствие с настоящим Постановлением.

*Председатель Правительства  
Российской Федерации  
М. ФРАДКОВ*

Утверждены  
Постановлением Правительства  
Российской Федерации  
от 7 декабря 2005 г. № 738

**ПРАВИЛА  
ФИНАНСИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ПО ПРОИЗВОДСТВУ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ  
ЭНЕРГИИ В ЦЕЛЯХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ДЕФИЦИТА  
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ**

**I. Общие положения**

1. Настоящие Правила определяют порядок и условия привлечения на период до 2010 года инвестиций в строительство как новых электрических станций, так и дополнительных установок по производству электрической энергии (энергоблоков) на существующих электрических станциях, необходимых для формирования перспективного технологического резерва мощностей по производству электрической энергии (далее – перспективный технологический резерв) в условиях прогнозируемого дефицита электрической мощности в Единой энергетической системе России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах (далее – генерирующие объекты), а также механизмы возврата инвесторам инвестированных ими в создание (строительство) генерирующих объектов средств.

Настоящие Правила не исключают возможности использования иных способов финансирования строительства объектов по производству электрической энергии и привлечения для этого инвестиций и не распространяются на отношения, связанные с формированием и размещением в соответствии с Основами ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791; 2005, № 1, ст. 130), как оперативного, так и стратегического технологических резервов мощностей.

2. Основными принципами привлечения инвестиций в строительство генерирующих объектов в целях предотвращения возникновения дефицита электрической мощности в соответствии с настоящими Правилами являются:

а) плановый характер прогнозирования уровня дефицита электрической мощности, в том числе в части перспективного технологического резерва и строительства генерирующих объектов, необходимых для покрытия указанного дефицита;

б) обеспечение возврата и необходимой доходности инвестированного капитала, используемого при строительстве генерирующих объектов;

в) предпочтительность строительства генерирующих объектов, осуществляющих производство электрической энергии с использованием новейших технологий;

г) конкурентный характер отбора инвестиционных проектов при формировании перспективного технологического резерва, определяемый равным доступом любых российских и иностранных субъектов предпринимательской деятельности к участию в конкурсе инвестиционных проектов по формированию перспективного технологического резерва (далее – конкурс) и выбором лучшего инвестиционного проекта из представленных на конкурс по установленному критерию;

д) ограничение срока применения предусмотренного настоящими Правилами механизма привлечения инвестиций для создания генерирующих объектов, а также объема установленной мощности и количества мест размещения вводимых в эксплуатацию в соответствии с настоящими Правилами генерирующих объектов.

**II. Основные условия привлечения инвестиций  
для строительства генерирующих объектов**

3. Строительство каждого генерирующего объекта в соответствии с настоящими Правилами является предметом отдельного инвестиционного проекта.

Величина установленной генерирующей мощности каждого вводимого в эксплуатацию по результатам конкурса генерирующего объекта не может быть ниже количественных характеристик, предъявляемых к участникам оптового рынка электрической энергии (мощности) – поставщикам электрической энергии (мощности).

Величина суммарной установленной генерирующей мощности вводимых в эксплуатацию по результатам всех конкурсов в соответствии с настоящими Правилами генерирующих объектов не должна превышать 5000 МВт.

Величина необходимой установленной генерирующей мощности генерирующих объектов, вводимых в эксплуатацию по результатам каждого конкурса, а также территориальное расположение указанных объектов и сроки их создания и ввода в эксплуатацию определяются до проведения соответствующего конкурса Министерством промышленности и энергетики Российской Федерации (далее – уполномоченный орган) в соответствии с утверждаемыми им правилами по согласованию с Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации, Федеральной антимонопольной службой и Федеральной службой по тарифам с учетом предложений органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации.

4. Реализация инвестиционных проектов осуществляется инвесторами за счет их собственных и (или) привлеченных, в том числе заемных, средств в форме капитальных вложений.

5. Возврат инвестированных в реализацию отобранного по итогам конкурса инвестиционного проекта средств осуществляется за счет платы за услуги по формированию перспективного технологического резерва, размер которой не включает средства, необходимые для осуществления платежей, вносимых исполнителем инвестиционного проекта в соответствии с договорами, необходимыми для осуществления

им деятельности в сфере электроэнергетики и его участия в оптовом и розничном рынках электрической энергии (мощности) в соответствии с законодательством об электроэнергетике (далее – платежи в сфере электроэнергетики), которая применяется до даты окончания срока действия заключенного в соответствии с настоящими Правилами договора об оказании услуг по формированию перспективного технологического резерва.

6. Оплата услуг по формированию перспективного технологического резерва, а также возмещение исполнителям инвестиционных проектов уплачиваемых ими платежей в сфере электроэнергетики, размер которых не зависит от объема производства (потребления) и (или) поставки (покупки) электрической энергии, осуществляются на основании договора об оказании услуг по формированию перспективного технологического резерва (далее – договор).

Обязательство заказчика услуг по формированию перспективного технологического резерва по оплате этих услуг, а также по возмещению исполнителю инвестиционного проекта уплачиваемых им платежей в сфере электроэнергетики, размер которых не зависит от объема производства (потребления) и (или) поставки (покупки) электрической энергии, возникает в определенный договором момент, но не ранее ввода в эксплуатацию генерирующего объекта, создание которого предусмотрено отобранным по итогам конкурса инвестиционным проектом, и действует до даты окончания срока действия договора.

7. Оплата услуг по формированию перспективного технологического резерва осуществляется с учетом фактического выполнения исполнителем инвестиционного проекта обязательств по поддержанию построенных в соответствии с отобранным по итогам конкурса инвестиционным проектом генерирующих объектов в состоянии готовности к производству электрической энергии в течение периода времени, определенного условиями договора, в порядке и на условиях, устанавливаемых в соответствии с требованиями, определяющими порядок планирования и ведения системным оператором электроэнергетических режимов Единой энергетической системы России, вывода в ремонт и из эксплуатации объектов электроэнергетики, а также работы оптового рынка электрической энергии (мощности).

В случае неисполнения указанных обязательств причитающаяся исполнителю инвестиционного проекта плата за услуги по формированию перспективного технологического резерва уменьшается пропорционально разнице между периодом, определенным условиями договора, и фактическим периодом готовности к производству принадлежащего ему генерирующего объекта, при этом для расчета размера указанной платы в часы максимума нагрузок применяется штрафной коэффициент, установленный правилами проведения конкурсов, утверждаемыми уполномоченным органом.

### **III. Основные принципы организации конкурсов и реализации отобранных инвестиционных проектов**

8. Отбор инвестиционных проектов осуществляется путем проведения открытых конкурсов, к участию в которых допускаются любые российские и иностранные субъекты предпринимательской деятельности.

9. Конкурсы организуются и проводятся организатором конкурсов в соответствии с правилами, утвержденными уполномоченным органом, в которых определяются в том числе:

а) требования к участникам конкурса, включая предварительные квалификационные требования, требования к величине коэффициента полезного действия генерирующих объектов, экологическим характеристикам их работы, диапазонам и минимальной скорости изменения нагрузок генерирующих объектов, позволяющих использовать указанные объекты во вторичном и третичном регулировании частоты, а также другие требования, обеспечивающие использование при реализации инвестиционного проекта новейших технологий в области производства электрической энергии (мощности);

б) порядок осуществления анализа и отбора инвестиционных проектов, включая порядок определения величины параметров, рассматриваемых при анализе и отборе инвестиционных проектов, в том числе прогноза динамики цены на газ, используемой для определения тарифа на электрическую энергию, прогнозируемой продолжительности периода времени, в течение которого предполагается использование генерирующих объектов для производства электрической энергии, рассчитываемой суммарно на весь срок действия договора, ставки дисконтирования, применяемой при определении стоимости инвестиционного проекта, а также требования к публикуемой организатором конкурса модели загрузки генерирующих мощностей на оптовом рынке электрической энергии (мощности);

в) формула расчета тарифа на электрическую энергию, применяемая для определения стоимости электрической энергии, при производстве которой в качестве основного топлива используется газ. В качестве основных параметров при определении указанной формулы применяются в том числе цена на газ, удельный расход газа, дифференцированный в зависимости от режима загрузки генерирующих объектов, сумма уплачиваемых исполнителем инвестиционного проекта платежей в сфере электроэнергетики, размер которых зависит от объема производства (потребления) и (или) поставки (покупки) электрической энергии, и определяемый условиями конкурса единый для всех инвестиционных проектов показатель доходности капитала, используемого при производстве электрической энергии;

г) условия оплаты услуг по формированию перспективного технологического резерва, в том числе размер штрафного коэффициента, применяемого для определения размера указанной платы в соответствии с пунктом 7 настоящих Правил;

д) порядок определения условий обеспечения исполнения обязательств по реализации инвестиционного проекта;

е) порядок определения и применения предельной стоимости инвестиционного проекта, определяемой в соответствии с пунктом 10 настоящих Правил, при превышении которой проект не может быть отобран по результатам конкурса.

10. Из представленных на конкурс инвестиционных проектов, удовлетворяющих условиям конкурса, отбирается инвестиционный проект с наименьшей стоимостью, определяемой в результате деления прогнозного совокупного дохода от оказания услуг по формированию перспективного технологического резерва и от продажи электрической энергии на прогнозный совокупный объем произведенной электрической энергии, рассчитанный на срок оплаты услуг по формированию перспективного технологического резерва с учетом определенной условиями конкурса ставки дисконтирования.

Размер прогнозного совокупного дохода от оказания услуг по формированию перспективного технологического резерва и от продажи электрической энергии складывается из суммарного размера платы за предоставление услуг по формированию перспективного

технологического резерва, получаемой за весь срок действия договора, и суммарной стоимости электрической энергии за указанный период, равной произведению тарифа на электрическую энергию и прогнозного совокупного объема произведенной в течение указанного периода электрической энергии.

Прогнозный совокупный объем произведенной электрической энергии определяется как произведение величины установленной генерирующей мощности генерирующего объекта, указанной в инвестиционном проекте, и устанавливаемой условиями конкурса в соответствии с пунктом 9 настоящих Правил прогнозируемой продолжительности периода времени, в течение которого предполагается использование генерирующих объектов для производства электрической энергии.

11. Реализация отобранного по итогам конкурса инвестиционного проекта осуществляется на основании договора, заключаемого исполнителем соответствующего инвестиционного проекта с организатором конкурса и системным оператором (в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах – соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления).

В договоре определяются основные условия участия исполнителя инвестиционного проекта в отношениях по купле-продаже электрической энергии на оптовом рынке электрической энергии (мощности) с учетом особенностей, определенных условиями конкурса.

12. С момента ввода в эксплуатацию предусмотренных инвестиционным проектом генерирующих объектов исполнитель инвестиционного проекта получает статус субъекта оптового рынка – участника обращения электрической энергии на оптовом рынке электрической энергии (мощности) в установленном законодательством об электроэнергетике порядке при условии выполнения им предъявляемых к субъектам оптового рынка требований.

Утверждены  
Постановлением Правительства  
Российской Федерации  
от 7 декабря 2005 г. № 738

## ИЗМЕНЕНИЯ, КОТОРЫЕ ВНОСЯТСЯ В АКТЫ ПРАВИТЕЛЬСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

1. Внести в Основы ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791; 2005, № 1, ст. 130), следующие изменения:

а) в пункте 44:

первый абзац изложить в следующей редакции:

– «44. Технологический резерв мощности, расходы на содержание которого включаются в соответствии с пунктом 42 настоящего документа в необходимую валовую выручку при расчете ставки тарифа на установленную генерирующую мощность, включает в себя оперативный и стратегический резервы мощности»;

– в четвертом абзаце слова «Технологический резерв мощности распределяется» заменить словами «Указанные виды технологического резерва мощности распределяются»;

б) дополнить пунктом 49.1 следующего содержания:

– «49.1. Тариф на электрическую энергию, выработанную объектом по производству электрической энергии, введенным в эксплуатацию в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 7 декабря 2005 г. № 738, определяется Федеральной службой по тарифам в соответствии с настоящим пунктом.

В случае использования газа в качестве основного топлива тариф на электрическую энергию определяется по формуле расчета тарифа на электрическую энергию, установленной утверждаемыми в соответствии с указанным Постановлением правилами проведения конкурсов инвестиционных проектов по формированию перспективного технологического резерва мощностей по производству электрической энергии, на основании заявленных в отобранном по итогам конкурса инвестиционном проекте параметров, в том числе цены на газ, удельного расхода газа, дифференцированного в зависимости от режима загрузки генерирующих объектов, суммы уплачиваемых исполнителем инвестиционного проекта платежей в сфере электроэнергетики, размер которых зависит от объема производства (потребления) и (или) поставки (покупки) электрической энергии и определяемого условиями конкурса единого для всех инвестиционных проектов показателя доходности капитала, используемого в производстве электрической энергии.

В случае использования при производстве электрической энергии в качестве основного иного вида топлива (уголь, мазут, гидроресурсы, иной источник первичной энергии) тариф на электрическую энергию определяется исходя из стоимости электрической энергии, приведенной в отобранном в соответствии с указанным Постановлением по итогам конкурса инвестиционном проекте на каждый год в течение всего срока оплаты услуг по формированию перспективного технологического резерва мощностей по производству электрической энергии отдельно для любых трех режимов загрузки объекта по производству электрической энергии, предусматривающих различные диапазоны использования установленной генерирующей мощности указанного объекта для производства электрической энергии, а также из размера зависящих от объема производства (потребления) и (или) поставки (покупки) электрической энергии платежей, вносимых в соответствии с договорами, необходимыми для осуществления деятельности в сфере электроэнергетики и участия в оптовом и розничных рынках электрической энергии (мощности) в соответствии с законодательством об электроэнергетике»;

в) дополнить пункт 67 абзацем следующего содержания:

– «При расчете тарифа на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению учитываются расходы, определяемые в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 7 декабря 2005 г. № 738, на оплату услуг по формированию перспективного технологического резерва мощностей по производству электрической энергии, а также на возмещение исполнителем инвестиционных проектов платежей, вносимых ими в соответствии с договорами, необходимыми для осуществления деятельности в сфере электроэнергетики и участия в оптовом и розничных рынках электрической энергии (мощности) в соответствии с законодательством об электроэнергетике, размер которых не зависит от объема производства (потребления) и (или) поставки (покупки) электрической энергии. Указанные расходы могут учитываться в тарифе на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению с учетом территориального расположения объектов по производству электрической энергии, введенных в эксплуатацию в соответствии с указанным Постановлением».

2. Внести в Правила поставки газа в Российской Федерации, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 5 февраля 1998 г. № 162 (Собрание законодательства Российской Федерации, 1998, № 6, ст. 770), следующие изменения:

а) пункт 5 дополнить абзацем следующего содержания:

– «Поставка газа лицам, оказывающим услуги по формированию перспективного технологического резерва мощностей по производству электрической энергии в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 7 декабря 2005 г. № 738, осуществляется на основании договора с поставщиком газа, заключенного на срок не менее срока действия договора об оказании услуг по формированию перспективного технологического резерва мощностей по производству электрической энергии, если иное не установлено соглашением сторон»;

б) пункт 14 изложить в следующей редакции:

– «14. Неравномерность поставки газа по месяцам допускается только при поставках его на коммунально-бытовые нужды, для населения и для котельных и тепловых электростанций в объемах, обеспечивающих потребности в тепловой энергии коммунально-бытовых организаций и населения, а также для генерирующих объектов, с использованием которых в электроэнергетике оказываются услуги по формированию перспективного технологического резерва мощностей по производству электрической энергии в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 7 декабря 2005 г. № 738, если в отношении этих объектов в соответствии с законодательством Российской Федерации определен объем электрической энергии, обязательный для производства при неравномерном графике их загрузки в течение суток».





**ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ПОСТАНОВЛЕНИЕ**  
**от 26 января 2006 г. № 41**

**О КРИТЕРИЯХ ОТНЕСЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА**  
**К ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ**

В соответствии со статьями 7 и 21 Федерального закона «Об электроэнергетике» Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Утвердить прилагаемые критерии отнесения объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети.

2. Признать утратившим силу Постановление Правительства Российской Федерации от 21 декабря 2001 г. № 881 «О критериях отнесения магистральных линий и объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2001, № 53, ст. 5180).

*Председатель Правительства*  
*Российской Федерации*  
*М. ФРАДКОВ*

Утверждены  
Постановлением Правительства  
Российской Федерации  
от 26 января 2006 г. № 41

**КРИТЕРИИ  
ОТНЕСЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА К ЕДИНОЙ  
НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ**

1. Линии электропередачи (воздушные и кабельные), проектный номинальный класс напряжения которых составляет 330 кил вольт и выше.
2. Линии электропередачи (воздушные и кабельные), проектный номинальный класс напряжения которых составляет 220 кил вольт:
  - обеспечивающие выдачу в сеть энергетической мощности электрических станций, общая установленная мощность каждой из которых составляет не менее 200 мегаватт;
  - обеспечивающие соединение и параллельную работу энергетических систем различных субъектов Российской Федерации;
  - обеспечивающие выдачу энергетической мощности в узлы электрической нагрузки с присоединенной трансформаторной мощностью не менее 125 мегавольт-ампер;
  - непосредственно обеспечивающие соединение указанных линий электропередачи, включая магистральные линии электропередачи с подстанциями, внесенными в уставный фонд Российского открытого акционерного общества энергетики и электрификации «ЕЭС России».
3. Линии электропередачи, пересекающие государственную границу Российской Федерации.
4. Линии электропередачи (воздушные и кабельные), проектный номинальный класс напряжения которых составляет 110 (150) кил вольт и вывод из работы которых приводит к технологическим ограничениям перетока электрической энергии (мощности) по сетям более высокого класса напряжения.
5. Трансформаторные и иные подстанции, проектный номинальный класс напряжения которых составляет 220 кил вольт и выше, соединенные с линиями электропередачи, указанными в пунктах 1 – 3 настоящего документа, а также технологическое оборудование, расположенное на этих подстанциях, за исключением распределительных устройств электрических станций, входящих в имущественный комплекс генерирующих энергообъектов.
6. Оборудование распределительных устройств напряжением 110 (150) кил вольт и связанное с ним вспомогательное оборудование на трансформаторных и иных подстанциях, проектный номинальный класс напряжения которых составляет 110 (150) кил вольт, обеспечивающие транзитные перетоки электрической энергии по линиям электропередачи напряжением 110 (150) кил вольт, указанным в пункте 4 настоящего документа.
7. Комплекс оборудования и производственно-технологических объектов, предназначенных для технического обслуживания и эксплуатации указанных объектов электросетевого хозяйства.
8. Системы и средства управления указанными объектами электросетевого хозяйства.

**РАСПОРЯЖЕНИЯ ПРАВИТЕЛЬСТВА  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**



**ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**РАСПОРЯЖЕНИЕ  
от 27 июня 2003 г. № 865-р**

**[О плане мероприятий по реформированию  
электроэнергетики на 2005 – 2006 годы]**

(в ред. распоряжений Правительства РФ от 21.10.2003 № 1526-р,  
от 28.11.2003 № 1739-р, от 10.02.2004 № 189-р, от 25.02.2004 № 268-р,  
от 17.07.2004 № 966-р, от 15.04.2005 № 417-р)

1. Утвердить прилагаемый план мероприятий по реформированию электроэнергетики на 2005 – 2006 годы.
2. Министерству промышленности и энергетики Российской Федерации совместно с Минэкономразвития России, Федеральной антимонопольной службой, Федеральной службой по тарифам, Федеральным агентством по атомной энергии при участии Российского открытого акционерного общества энергетики и электрификации «Единая энергетическая система России» представлять ежегодно, в январе и июле, в Правительство Российской Федерации отчет о ходе реформирования электроэнергетики.
3. Признать утратившими силу:
  - распоряжение Правительства Российской Федерации от 3 августа 2001 г. № 1040-р (Собрание законодательства Российской Федерации, 2001, № 33, ч. II, ст. 3474);
  - распоряжение Правительства Российской Федерации от 5 апреля 2002 г. № 471-р (Собрание законодательства Российской Федерации, 2002, № 15, ст. 1461).

*Председатель Правительства  
Российской Федерации  
М. КАСЬЯНОВ*

Утвержден  
Распоряжением Правительства  
Российской Федерации  
от 27 июня 2003 г. № 865-р

# **ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ ПО РЕФОРМИРОВАНИЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ НА 2005 - 2006 ГОДЫ**

(в ред. распоряжения Правительства РФ от 15.04.2005 № 417-р)

	<b>Срок пред- ставления в Правительство Российской Федерации</b>	<b>Вид документа</b>	<b>Исполнители</b>
1. Разработка положения о лицензировании деятельности по продаже электрической энергии гражданам	II квартал 2005 г.	постановление	Минпромэнерго России Ростехнадзор Минэкономразвития России ФАС России
2. Разработка правил заключения и исполнения публичных договоров на оптовом и розничных рынках электроэнергии, включая примерные договоры ее поставки потребителям	II квартал 2005 г.	постановление	Минпромэнерго России Минэкономразвития России ФАС России Росатом
3. Определение условий и порядка привлечения инвестиций в создание генерирующих мощностей в целях предотвращения возникновения дефицита электрической мощности	II квартал 2005 г.	постановление	Минпромэнерго России Минэкономразвития России ФАС России ФСТ России Росатом с участием ОАО «РАО "ЕЭС России"»
4. Разработка правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период, включающих в себя: порядок присвоения статуса гарантирующего поставщика; определение границ зон деятельности гарантирующих поставщиков в пределах территорий соответствующих субъектов Российской Федерации; порядок осуществления деятельности гарантирующих поставщиков электрической энергии; порядок полного и (или) частичного ограничения режима и уровня потребления электрической энергии в случае нарушения обязательств потребителями, обслуживаемыми гарантирующими поставщиками (в том числе в отношении отдельных категорий потребителей, для которых может предусматриваться особый порядок предоставления обеспечения обязательств по оплате электрической энергии), а также принятия неотложных мер по предотвращению или ликвидации аварий	II квартал 2005 г.	постановление	Минпромэнерго России Минэкономразвития России ФАС России ФСТ России с участием ОАО «РАО "ЕЭС России"»
5. Разработка правил осуществления анти-монопольного контроля на оптовом и розничных рынках электрической энергии (мощности), включающих в себя порядок и критерии установления случаев выявления злоупотреблений производителями и поставщиками электрической энергии своим монопольным положением и чрезвычайных случаев, при которых вводится режим государственного регулирования	II квартал 2005 г.	постановление	ФАС России Минэкономразвития России Минпромэнерго России Росатом

6.	Разработка федерального закона о теплоснабжении	III квартал 2005 г.	проект федерального закона	Минпромэнерго России Минэкономразвития России ФАС России ФСТ России Росатом с участием ОАО «РАО "ЕЭС России"»
7.	Разработка правил предоставления услуг по обеспечению системной надежности в электроэнергетике, в том числе по поддержанию оперативных резервов мощностей, включающих в себя: определение состава услуг; порядок отбора поставщиков услуг, в том числе порядок присвоения статуса потребителя электрической энергии с управляемой нагрузкой и системного генератора; порядок оказания и оплаты услуг	IV квартал 2005 г.	постановление	Минпромэнерго России Минэкономразвития России ФАС России ФСТ России Росатом с участием ОАО «РАО "ЕЭС России"»
8.	Определение условий и порядка вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации	IV квартал 2005 г.	постановление	Минпромэнерго России Минэкономразвития России ФАС России Росатом с участием ОАО «РАО "ЕЭС России"»
9.	Определение порядка формирования государственной системы долгосрочного прогнозирования спроса и предложения электрической энергии (мощности), а также прогнозирования дефицита электрической мощности на оптовом и розничных рынках	IV квартал 2005 г.	постановление	Минпромэнерго России Минэкономразвития России ФАС России ФСТ России Росатом с участием ОАО «РАО "ЕЭС России"»
10.	Определение существенных условий договоров о порядке использования организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих собственникам или иным законным владельцам и входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, включая порядок разрешения во внесудебном порядке организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и иными собственниками магистральных сетей разногласий по вопросу о праве заключения договоров оказания услуг по передаче электрической энергии с использованием объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть	I квартал 2006 г.	постановление	Минпромэнерго России Минэкономразвития России ФАС России Росатом
11.	Определение условий долгосрочных договоров поставки электрической энергии гарантирующим поставщикам с определением производителей электрической энергии, являющихся сторонами по этим договорам	IV квартал 2006 г.	постановление	Минпромэнерго России Минэкономразвития России ФАС России ФСТ России Росатом
12.	Разработка основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии	IV квартал 2006 г.	постановление	Минпромэнерго России Минэкономразвития России ФАС России с участием ОАО «РАО "ЕЭС России"»
13.	Разработка основных положений функционирования оптового рынка электрической энергии	IV квартал 2006 г.	постановление	Минпромэнерго России Минэкономразвития России ФАС России ФСТ России Росатом с участием ОАО «РАО "ЕЭС России"»
14.	Разработка правил оптового рынка электрической энергии	IV квартал 2006 г.	постановление	Минпромэнерго России Минэкономразвития России ФАС России ФСТ России Росатом с участием ОАО «РАО "ЕЭС России"» ▶

<b>15.</b> Передача магистральных сетей акционерных обществ энергетики и электрификации межрегиональным магистральным сетевым компаниям	2005-2006 годы	директивы представителям Российской Федерации в органах управления ОАО «РАО "ЕЭС России"»	Минэкономразвития России Минпромэнерго России ФАС России ФСТ России
<b>16.</b> Передача имущества региональных диспетчерских управлений открытому акционерному обществу «Системный оператор – Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы»	2005-2006 годы	директивы представителям Российской Федерации в органах управления ОАО «РАО "ЕЭС России"»	Минэкономразвития России Минпромэнерго России ФАС России ФСТ России
<b>17.</b> Реорганизация акционерных обществ энергетики и электрификации	2005-2006 годы	директивы представителям Российской Федерации в органах управления ОАО «РАО "ЕЭС России"»	Минэкономразвития России Минпромэнерго России ФАС России ФСТ России
<b>18.</b> Формирование межрегиональных распределительных сетевых компаний на базе региональных сетевых компаний	2005-2006 годы	директивы представителям Российской Федерации в органах управления ОАО «РАО "ЕЭС России"»	Минэкономразвития России Минпромэнерго России ФСТ России ФАС России
<b>19.</b> Формирование территориальных генерирующих компаний на базе региональных генерирующих компаний	2005-2006 годы	директивы представителям Российской Федерации в органах управления ОАО «РАО "ЕЭС России"»	Минэкономразвития России Минпромэнерго России ФАС России ФСТ России
<b>20.</b> Реорганизация ОАО «РАО "ЕЭС России"»	2006 год	директивы представителям Российской Федерации в органах управления ОАО «РАО "ЕЭС России"»	Минэкономразвития России Минпромэнерго России ФАС России



**ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**РАСПОРЯЖЕНИЕ**  
**от 1 сентября 2003 г. № 1252-р**

**[О назначении представителей федеральных органов исполнительной власти  
в наблюдательный совет некоммерческого партнерства  
«Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии (мощности)»]**

В соответствии со статьей 11 Федерального закона «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона "Об электроэнергетике"» назначить представителями федеральных органов исполнительной власти в наблюдательном совете некоммерческого партнерства «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии Единой энергетической системы» следующих лиц:

Голомолзин А.Н.	– заместитель Министра Российской Федерации по антимонопольной политике и поддержке предпринимательства
Кравченко В.М.	– руководитель департамента Минэкономразвития России
Петроченко В.В.	– советник Министра энергетики Российской Федерации
Яковлев Ю.Е.	– заместитель председателя ФЭК России

*Председатель Правительства  
Российской Федерации  
М. КАСЬЯНОВ*



**ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**РАСПОРЯЖЕНИЕ  
от 1 сентября 2003 г. № 1254-р**

**[О формировании генерирующих компаний оптового рынка электроэнергии]**

(в ред. распоряжения Правительства РФ от 25.10.2004 № 1367-р)

В целях реализации Основных направлений реформирования электроэнергетики Российской Федерации, одобренных Постановлением Правительства Российской Федерации от 11 июля 2001 г. № 526 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2001, № 29, ст. 3032), обеспечения надежного функционирования электроэнергетического комплекса, создания равных стартовых условий деятельности генерирующих энергетических компаний и недопущения доминирующего положения отдельных генерирующих энергетических компаний на оптовом рынке электрической энергии:

1. Согласиться с предложением Минэкономразвития России, Минимущества России, Минэнерго России, МАП России и Российского акционерного общества «ЕЭС России» о формировании генерирующих компаний оптового рынка электроэнергии в составе согласно Приложению.

2. Минимуществу России обеспечить выдачу до 31 декабря 2006 г. в установленном порядке представителям Российской Федерации в органах управления Российского акционерного общества «ЕЭС России» директив по голосованию за принятие решений, обеспечивающих:

- внесение в уставные капиталы генерирующих компаний, указанных в Приложении к настоящему распоряжению, имущества электростанций, принадлежащих Российскому акционерному обществу «ЕЭС России» (акций акционерных обществ, созданных на их основе);
- передачу в соответствии с законодательством Российской Федерации в уставные капиталы генерирующих компаний, указанных в Приложении к настоящему распоряжению, принадлежащего дочерним акционерным обществам Российского акционерного общества «ЕЭС России» имущества электростанций, в том числе не завершающих строительство (акций акционерных обществ, созданных на их основе).

Указанные решения должны предусматривать сохранение преобладающей доли Российского акционерного общества «ЕЭС России» в уставных капиталах формируемых генерирующих компаний.

*Председатель Правительства  
Российской Федерации  
М. КАСЬЯНОВ*

## СОСТАВ ГЕНЕРИРУЮЩИХ КОМПАНИЙ ОПТОВОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

(в ред. распоряжения Правительства РФ от 25.10.2004 № 1367-р)

### 1-я генерирующая компания

Верхне-Тагильская ГРЭС	– открытое акционерное общество «РАО "ЕЭС России"»
Нижневартовская ГРЭС	– открытое акционерное общество «Тюменьэнерго»
Уренгойская ГРЭС	– открытое акционерное общество «Тюменьэнерго»
Ириклинская ГРЭС	– открытое акционерное общество «Оренбургэнерго»
Пермская ГРЭС	– открытое акционерное общество «Пермская ГРЭС»
ГРЭС-4 (Каширская)	– открытое акционерное общество «Мосэнерго»

### 2-я генерирующая компания

Псковская ГРЭС	– открытое акционерное общество «Псковская ГРЭС»
Ставропольская ГРЭС	– открытое акционерное общество «Ставропольская ГРЭС»
Троицкая ГРЭС	– открытое акционерное общество «Троицкая ГРЭС»
Сургутская ГРЭС-1	– открытое акционерное общество «Тюменьэнерго»
Серовская ГРЭС	– открытое акционерное общество «Свердловэнерго»

### 3-я генерирующая компания

Костромская ГРЭС	– открытое акционерное общество «Костромская ГРЭС»
Черепетская ГРЭС	– открытое акционерное общество «Черепетская ГРЭС»
Печорская ГРЭС	– открытое акционерное общество «Печорская ГРЭС»
Южноуральская ГРЭС	– открытое акционерное общество «Челябэнерго»
Харанорская ГРЭС	– открытое акционерное общество «Харанорская ГРЭС»
Гусиноозерская ГРЭС	– открытое акционерное общество «ГО ГРЭС»

### 4-я генерирующая компания

Шатурская ГРЭС-5	– открытое акционерное общество «Мосэнерго»
Смоленская ГРЭС	– открытое акционерное общество «Смоленскэнерго»
Яйвинская ГРЭС-16	– открытое акционерное общество «Пермэнерго»
Сургутская ГРЭС-2	– открытое акционерное общество «Тюменьэнерго»
Березовская ГРЭС-1	– открытое акционерное общество «Березовская ГРЭС-1»

#### 5-я генерирующая компания

Невинномысская ГРЭС	– открытое акционерное общество «НГРЭС»
Рефтинская ГРЭС	– открытое акционерное общество «РАО "ЕЭС России"»
Среднеуральская ГРЭС	– открытое акционерное общество «РАО "ЕЭС России"»
Конаковская ГРЭС	– открытое акционерное общество «Конаковская ГРЭС»

#### 6-я генерирующая компания

Рязанская ГРЭС	– открытое акционерное общество «Рязанская ГРЭС»
ГРЭС-24	– открытое акционерное общество «Мосэнерго»
Новочеркасская ГРЭС-1	– открытое акционерное общество «Новочеркасская ГРЭС»
Киришская ГРЭС	– открытое акционерное общество «Киришская ГРЭС»
Красноярская ГРЭС-2	– открытое акционерное общество «КГРЭС-2»
Череповецкая ГРЭС	– открытое акционерное общество «Вологдаэнерго»

#### 7-я генерирующая компания

Волжская ГЭС	– открытое акционерное общество «Волжская ГЭС»
Нижегородская ГЭС	– открытое акционерное общество «РАО "ЕЭС России"»
Рыбинская ГЭС	– открытое акционерное общество «Каскад Верхневолжских ГЭС»
Угличская ГЭС	– открытое акционерное общество «Каскад Верхневолжских ГЭС»
Волжская ГЭС	– открытое акционерное общество «ВоГЭС» (им. Ленина)
Саратовская ГЭС	– открытое акционерное общество «РАО "ЕЭС России"»
Чебоксарская ГЭС	– открытое акционерное общество «Чувашэнерго»
Камская ГЭС	– открытое акционерное общество «Камская ГЭС»
Воткинская ГЭС	– открытое акционерное общество «Воткинская ГЭС»
Саяно-Шушенская ГЭС	– открытое акционерное общество «СШ ГЭС имени П.С. Непорожного»
Новосибирская ГЭС	– открытое акционерное общество «РАО "ЕЭС России"»
Зейская ГЭС	– открытое акционерное общество «Зейская ГЭС»
Бурейская ГЭС	– открытое акционерное общество «Бурейская ГЭС»
Богучанская ГЭС	– открытое акционерное общество «Богучанская ГЭС»
Чиркейская ГЭС	– открытое акционерное общество «Дагэнерго»
Чирюртская ГЭС-1	– открытое акционерное общество «Дагэнерго»
Чирюртская ГЭС-2	– открытое акционерное общество «Дагэнерго»
Миатлинская ГЭС	– открытое акционерное общество «Дагэнерго»

Гергебильская ГЭС	– открытое акционерное общество «Дагэнерго»
Малая Курушская ГЭС	– открытое акционерное общество «Дагэнерго»
Малая Ахтынская ГЭС	– открытое акционерное общество «Дагэнерго»
Ирганайская ГЭС	– открытое акционерное общество «Сулакэнерго»
Баксанская ГЭС	– открытое акционерное общество «Каббалкэнерго»
Советская ГЭС	– открытое акционерное общество «Каббалкэнерго»
Мухольская ГЭС	– открытое акционерное общество «Каббалкэнерго»
Акбашская ГЭС	– открытое акционерное общество «Каббалкэнерго»
МГЭС-3 на канале «Баксан-Малка»	– открытое акционерное общество «Каббалкэнерго»
Аушигерская ГЭС каскада Нижне-Черекских ГЭС	– объект, не завершённый строительством
Советская ГЭС каскада Нижне-Черекских ГЭС	– объект, не завершённый строительством
Садовая ГЭС	– открытое акционерное общество «Карачаево-Черкесскэнерго»
Учкуланская ГЭС	– открытое акционерное общество «Карачаево-Черкесскэнерго»
Эшаконская ГЭС	– открытое акционерное общество «Карачаево-Черкесскэнерго»
Зеленчукские ГЭС	– открытое акционерное общество «Зеленчукские ГЭС»
Дзау ГЭС	– открытое акционерное общество «Севкавказэнерго»
Гизельдонская ГЭС	– открытое акционерное общество «Севкавказэнерго»
Эзминская ГЭС	– открытое акционерное общество «Севкавказэнерго»
Беканская ГЭС	– открытое акционерное общество «Севкавказэнерго»
Кора-Урсдонская ГЭС	– открытое акционерное общество «Севкавказэнерго»
Зарамагские ГЭС	– открытое акционерное общество «Зарамагские ГЭС»
ГЭС-1 каскада Кубанских ГЭС	– открытое акционерное общество «Ставропольэнерго»
ГЭС-2 каскада Кубанских ГЭС	– открытое акционерное общество «Ставропольэнерго»
ГЭС-3 каскада Кубанских ГЭС	– открытое акционерное общество «Ставропольэнерго»
ГЭС-4 каскада Кубанских ГЭС	– открытое акционерное общество «Ставропольэнерго»
ГАЭС каскада Кубанских ГЭС	– открытое акционерное общество «Ставропольэнерго»

Сенгилеевская ГЭС каскада Кубанских ГЭС	– открытое акционерное общество «Ставропольэнерго»
Егорлыкская ГЭС каскада Кубанских ГЭС	– открытое акционерное общество «Ставропольэнерго»
Новотроицкая ГЭС каскада Кубанских ГЭС	– открытое акционерное общество «Ставропольэнерго»
Свистухинская ГЭС	– открытое акционерное общество «Ставропольэнерго»
Загорская ГАЭС	– открытое акционерное общество «Мосэнерго»





**ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**РАСПОРЯЖЕНИЕ**  
**от 1 декабря 2003 г. № 1754-р**

**[Об утверждении программы изменения уровня государственных  
регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике]**

В соответствии со статьей 5 Федерального закона «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона "Об электроэнергетике"»:

1. Утвердить прилагаемую программу изменения уровня государственных регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – программа).

2. ФЭК России определить до 1 апреля 2004 г. в соответствии с программой предельные (минимальные и максимальные) уровни тарифов на электрическую и тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, включая предельные уровни тарифов для населения, по субъектам Российской Федерации на 2005 – 2006 годы, предусмотрев при необходимости их календарную разбивку и разбивку по категориям потребителей с учетом региональных и иных особенностей.

3. Рекомендовать органам исполнительной власти субъектов Российской Федерации руководствоваться положениями программы при установлении тарифов на электрическую и тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, включая тарифы для населения, на 2005 – 2006 годы в рамках их предельных (минимальных и максимальных) уровней, определенных ФЭК России.

*Председатель Правительства  
Российской Федерации  
М. КАСЬЯНОВ*

Утверждена  
распоряжением Правительства  
Российской Федерации  
от 1 декабря 2003 г. № 1754-р

**ПРОГРАММА  
ИЗМЕНЕНИЯ УРОВНЯ ГОСУДАРСТВЕННЫХ РЕГУЛИРУЕМЫХ  
ЦЕН (ТАРИФОВ) В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

1. Целью программы изменения уровня государственных регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – программа) является приведение уровня государственных регулируемых цен (тарифов) к уровню, обеспечивающему экономически обоснованный уровень доходности инвестиционного капитала, вложенного в виды деятельности субъектов электроэнергетики, в которых применяется государственное регулирование цен (тарифов).

2. Срок реализации программы определяется продолжительностью переходного периода в соответствии с Федеральными законами «Об электроэнергетике» и «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона "Об электроэнергетике"».

3. В процессе выполнения программы уровни тарифов на электрическую энергию будут определяться на более длительный период, чем в настоящее время, что позволит повысить заинтересованность поставщиков электрической энергии в оптимизации расходов на перспективу, а также снизить ценовые риски для субъектов электроэнергетики и создать условия для привлечения инвестиционного капитала.

4. Переход к регулированию тарифов на основе экономически обоснованного уровня доходности инвестированного капитала должен быть осуществлен поэтапно в 2004 – 2006 годах в соответствии с разрабатываемыми ФЭК России критериями и методиками расчета уровня государственных регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике.

5. При расчетах предельных (минимальных и максимальных) уровней тарифов и установлении тарифов в границах этих уровней необходимо учитывать:

- а) макроэкономические показатели прогноза социально-экономического развития Российской Федерации;
- б) прогноз изменения структуры, объемов и цен на топливо (с учетом транспортировки), используемого для производства электрической и тепловой энергии;
- в) прогноз изменения структуры и объемов покупаемой энергоснабжающими организациями и поставляемой потребителям электрической и тепловой энергии, в том числе в связи с выводом потребителей электрической энергии на оптовый рынок электрической энергии (мощности) и переходом потребителей тепловой энергии на собственные источники теплоснабжения;
- г) прогнозные показатели выработки электроэнергии на гидроэлектростанциях;
- д) имевшее место в предыдущие периоды регулирования цен (тарифов) в электроэнергетике экономически необоснованное сдерживание отдельными региональными энергетическими комиссиями субъектов Российской Федерации уровня тарифов на электрическую и тепловую энергию;
- е) инвестиционные программы субъектов электроэнергетики, на которые распространяется государственное регулирование цен (тарифов);
- ж) поэтапное введение на оптовом рынке электрической энергии (мощности) свободного ценообразования на электрическую энергию;
- з) планы мероприятий по оптимизации расходов акционерных обществ энергетики и электрификации и других регулируемых организаций;
- и) планы реформирования акционерных обществ энергетики и электрификации, одобренные в установленном порядке.

6. Предельные уровни цен (тарифов) в электроэнергетике, установленные с учетом положений программы, могут быть пересмотрены в следующем случае:

- а) изменение состава и (или) объемов финансирования инвестиционных программ субъектов естественных монополий в электроэнергетике, согласованное в установленном порядке;
- б) вывод на оптовый рынок электрической энергии (мощности) новых энергоснабжающих организаций и (или) организаций – потребителей электрической энергии, согласованный в установленном порядке;
- в) обращение органов исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов о пересмотре предельных уровней тарифов;
- г) реализация проектов реформирования акционерных обществ энергетики и электрификации.

**ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**РАСПОРЯЖЕНИЕ  
от 29 декабря 2003 г. № 1939-р**

**[О создании семи межрегиональных магистральных сетевых компаний с участием  
Российской Федерации и открытого акционерного общества  
«Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы»]**

В соответствии со статьей 4 Федерального закона «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона "Об электроэнергетике"» принять предложение Минэкономразвития России и открытого акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы», согласованное с МАП России и Российским акционерным обществом «ЕЭС России», о создании в установленном порядке семи межрегиональных магистральных сетевых компаний в форме открытых акционерных обществ с участием Российской Федерации и открытого акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы».

Российскому фонду федерального имущества:

- выступить от имени Российской Федерации в качестве учредителя открытых акционерных обществ «Межрегиональная магистральная сетевая компания "Центр"», «Межрегиональная магистральная сетевая компания "Северо-Запад"», «Межрегиональная магистральная сетевая компания "Волга"», «Межрегиональная магистральная сетевая компания "Юг"», «Межрегиональная магистральная сетевая компания "Урал"», «Межрегиональная магистральная сетевая компания "Сибирь"» и «Межрегиональная магистральная сетевая компания "Восток"» с уставными капиталами в размере 150 000 рублей каждый, имея в виду, что доля участия Российской Федерации в уставных капиталах при создании этих обществ должна составлять 85 процентов, доля открытого акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» – 15 процентов;
- оплатить денежными средствами долю Российской Федерации в уставных капиталах создаваемых акционерных обществ в размере 127 500 рублей каждая, используя в качестве источника средства от приватизации федерального имущества, оставляемые в соответствии с законодательством Российской Федерации в распоряжении фонда.

*Председатель Правительства  
Российской Федерации  
М. КАСЬЯНОВ*



**ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**РАСПОРЯЖЕНИЕ**  
**от 7 октября 2004 г. № 1288-р**

**[О внесении изменений в состав представителей федеральных  
органов исполнительной власти в наблюдательном совете  
некоммерческого партнерства «Администратор торговой системы  
оптового рынка электроэнергии Единой энергетической системы»]**

Назначить представителями федеральных органов исполнительной власти в наблюдательном совете некоммерческого партнерства «Администратор торговой системы Единой энергетической системы» директора департамента Минэкономразвития России Андросова К.Г. и заместителя руководителя ФСТ России Яркина Е.В., освободив от исполнения этих обязанностей Петроченко В.В. и Яковлева Ю.Е.

Указать новые должности для следующих представителей в этом наблюдательном совете:

Голомолзин А.Н. – заместитель руководителя ФАС России  
Кравченко В.М. – заместитель директора департамента Минпромэнерго России

*Председатель Правительства  
Российской Федерации  
М. ФРАДКОВ*



**ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**РАСПОРЯЖЕНИЕ**  
**от 25 октября 2004 г. № 1367-р**

**[О формировании 7-й генерирующей компании оптового рынка электроэнергии]**

1. Согласиться с предложением Минпромэнерго России, Минэкономразвития России, ФАС России, ФСТ России и Российского акционерного общества «ЕЭС России» о формировании 7-й генерирующей компании оптового рынка электроэнергии, создание которой предусмотрено распоряжением Правительства Российской Федерации от 1 сентября 2003 г. № 1254-р (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 36, ст. 3548), в составе объектов гидроэлектроэнергетики, отнесенных в соответствии с указанным распоряжением к составу 7, 8, 9 и 10-й генерирующих компаний оптового рынка электроэнергии.

2. Минпромэнерго России совместно с Минэкономразвития России, ФАС России и ФСТ России в течение 6 месяцев с даты введения в действие правил оптового рынка электрической энергии провести анализ деятельности формируемой в соответствии с настоящим распоряжением 7-й генерирующей компании оптового рынка электроэнергии и при необходимости по вопросам, требующим решения Правительства Российской Федерации, внести в установленном порядке соответствующие предложения в Правительство Российской Федерации.

3. Исключить из приложения к распоряжению Правительства Российской Федерации от 1 сентября 2003 г. № 1254-р слова: «8-я генерирующая компания», «9-я генерирующая компания» и «10-я генерирующая компания».

*Председатель Правительства  
Российской Федерации  
М. ФРАДКОВ*





**ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**РАСПОРЯЖЕНИЕ  
от 26 января 2006 г. № 77-р**

**[О перечне открытых акционерных обществ энергетики и электрификации,  
принадлежащие Российскому открытому акционерному обществу энергетики и электрификации «ЕЭС России»  
акции которых вносятся в уставный капитал межрегиональных распределительных сетевых компаний  
в оплату размещаемых дополнительных акций]**

Принять предложение Минпромэнерго России и Российского открытого акционерного общества энергетики и электрификации «ЕЭС России», согласованное с Минэкономразвития России, ФАС России и ФСТ России, о внесении до 31 декабря 2007 г. в уставный капитал межрегиональных распределительных сетевых компаний принадлежащих указанному акционерному обществу акций открытых акционерных обществ энергетики и электрификации согласно приложению в оплату размещаемых дополнительных акций межрегиональных распределительных сетевых компаний при условии сохранения в уставном капитале межрегиональных распределительных сетевых компаний доли участия Российского открытого акционерного общества энергетики и электрификации «ЕЭС России» в размере не менее 50 процентов плюс 1 голосующая акция.

*Председатель Правительства  
Российской Федерации  
М. ФРАДКОВ*

**ПЕРЕЧЕНЬ ОТКРЫТЫХ АКЦИОНЕРНЫХ ОБЩЕСТВ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ,  
ПРИНАДЛЕЖАЩИЕ РОССИЙСКОМУ ОТКРЫТОМУ АКЦИОНЕРНОМУ ОБЩЕСТВУ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ «ЕЭС РОССИИ»  
АКЦИИ КОТОРЫХ ВНОСЯТСЯ В УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ МЕЖРЕГИОНАЛЬНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕВЫХ КОМПАНИЙ  
В ОПЛАТУ РАЗМЕЩАЕМЫХ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ АКЦИЙ**

Открытые акционерные общества, акции которых вносятся в уставный капитал открытого акционерного общества «Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра и Северного Кавказа».

«Астраханьэнерго», г. Астрахань  
«Брянскэнерго», г. Брянск  
«Владимирэнерго», г. Владимир  
«Волгоградэнерго», г. Волгоград  
«Вологдаэнерго», г. Вологда  
«Воронежэнерго», г. Воронеж  
«Дагэнерго», г. Махачкала  
«Ивэнерго», г. Иваново  
«Калмэнерго», г. Элиста  
«Калугаэнерго», г. Калуга  
«Костромаэнерго», г. Кострома  
«Кубаньэнерго», г. Краснодар  
«Курскэнерго», г. Курск  
«Липецкэнерго», г. Липецк  
«Нижегородэнерго», г. Нижний Новгород  
«Орелэнерго», г. Орел  
«Ростовэнерго», г. Ростов-на-Дону  
«Рязаньэнерго», г. Рязань  
«Смоленскэнерго», г. Смоленск  
«Ставропольэнерго», г. Пятигорск, Ставропольский край  
«Тамбовэнерго», г. Тамбов  
«Тверьэнерго», г. Тверь  
«Тулаэнерго», г. Тула  
«Ярэнерго», г. Ярославль

Открытые акционерные общества, акции которых вносятся в уставный капитал открытого акционерного общества «Межрегиональная распределительная сетевая компания Северо-Запада»

«Архэнерго», г. Архангельск  
«АЭК «Комиэнерго», г. Сыктывкар  
«Карелэнерго», г. Петрозаводск  
«Колэнерго», пос. Мурмаши, Мурманская область  
«Ленэнерго», г. Санкт-Петербург  
«Новгородэнерго», г. Великий Новгород  
«Псковэнерго», г. Псков

Открытые акционерные общества, акции которых вносятся в уставный капитал открытого акционерного общества «Межрегиональная распределительная сетевая компания Урала и Волги»

«Кировэнерго», г. Киров  
«Курганэнерго», г. Курган  
«Мариэнерго», г. Йошкар-Ола  
«Мордовэнерго», г. Саранск  
«Оренбургэнерго», г. Оренбург  
«Пензаэнерго», г. Пенза  
«Пермэнерго», г. Пермь  
«Свердловэнерго», г. Екатеринбург  
«Тюменьэнерго», г. Сургут, Тюменская область  
«Удмуртэнерго», г. Ижевск  
«Чувашэнерго», г. Чебоксары  
«Челябэнерго», г. Челябинск

Открытые акционерные общества, акции которых вносятся в уставный капитал открытого акционерного общества «Межрегиональная распределительная сетевая компания Сибири»

«Бурятэнерго», г. Улан-Удэ

«Красноярскэнерго», г. Красноярск

«Омскэнерго», г. Омск

«Хакасэнерго», г. Абакан

«Читаэнерго», г. Чита

Москва, Кремль

31 января 2006 года

№ 0181



**ПРИКАЗЫ  
МИНИСТЕРСТВА ПРОМЫШЛЕННОСТИ  
И ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ,  
ФСТ И ПОСТАНОВЛЕНИЯ ФЭК**



**МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ЭНЕРГЕТИКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ПРИКАЗ  
от 28 марта 2005 г. № 58**

**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ РЕКОМЕНДУЕМОГО ПЕРЕЧНЯ  
ТЕХНИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

(в ред. Приказа Минпромэнерго РФ от 21.07.2005 № 213)

В целях координации деятельности по разработке технических регламентов в области электроэнергетики приказываю:

1. Утвердить приложение № 6 «Рекомендуемый перечень технических регламентов в электроэнергетике» (далее – Перечень) в дополнение к Методическим рекомендациям по разработке и подготовке к принятию проектов технических регламентов, утвержденным Приказом Минпромэнерго России от 21 декабря 2004 г. № 176 «Об утверждении Методических рекомендаций по разработке и подготовке к принятию проектов технических регламентов».
2. Руководителям структурных подразделений и подведомственных Минпромэнерго России организаций руководствоваться данным Перечнем при рассмотрении и оценке проектов технических регламентов в электроэнергетике.
3. Рекомендовать разработчикам технических регламентов руководствоваться данным Перечнем при работе над проектами технических регламентов.
4. Контроль за выполнением настоящего Приказа возложить на заместителя Министра промышленности и энергетики А.Г. Реуса.

*Министр  
В.Б. ХРИСТЕНКО*

Утвержден  
Приказом Министерства  
промышленности и энергетики  
Российской Федерации  
от 28 марта 2005 г. № 58

## РЕКОМЕНДУЕМЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРGETИКЕ

(в ред. Приказа Минпромэнерго РФ от 21.07.2005 № 213)

### I. Специальные технические регламенты, непосредственно направленные на регулирование безопасности в электроэнергетике

Исключен – Приказ Минпромэнерго РФ от 21.07.2005 № 213

### I. Технические регламенты, устанавливающие требования к объектам электроэнергетики и их оборудованию

(введен Приказом Минпромэнерго РФ от 21.07.2005 № 213)

№ п.п.	Название технического регламента	Объекты технического регулирования, входящие в данный технический регламент
1	2	3
1.	О безопасности технических систем электрических станций	- технические системы гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций - технические системы тепловых электростанций
2.	О безопасности технических систем электрических сетей	- линии электропередачи - подстанции и распределительные устройства
3.	О безопасности технических систем диспетчерского управления энергосистемами	- технические системы диспетчерского управления
4.	О безопасности электрических станций на нетрадиционных источниках энергии	- технические системы электрических станций на нетрадиционных источниках энергии
5.	О безопасности систем электроснабжения	- системы электроснабжения объектов, внезапный перерыв в электроснабжении которых может вызвать опасные последствия
6.	О безопасности электроустановок	- электроустановки
7.	О безопасной эксплуатации атомных электрических станций	- эксплуатация АЭС - эксплуатация зданий АЭС - эксплуатация сооружений АЭС - эксплуатация технических систем АЭС - эксплуатация оборудования АЭС
8.	О безопасности высоковольтного электрооборудования	- высоковольтное электрооборудование
9.	О безопасности низковольтного оборудования	- низковольтное электрооборудование
10.	Средства измерений, применяемые при взаиморасчетах за передачу, распределение, сбыт и прочие операции, связанные с поставкой электроэнергии (мощности)	- средства измерений, применяемые при взаиморасчетах за передачу, распределение, сбыт и прочие операции, связанные с поставкой электроэнергии (мощности)
11.	Требования к программно-аппаратным средствам учета потребления энергоресурсов в жилищно-коммунальном хозяйстве	- программно-аппаратные средства учета потребления энергоресурсов в жилищно-коммунальном хозяйстве



**II. Технические регламенты, устанавливающие требования  
к процессам эксплуатации объектов электроэнергетики и их оборудования**

(введен Приказом Минпромэнерго РФ от 21.07.2005 № 213)

№ п.п.	Название технического регламента	Объекты технического регулирования, входящие в данный технический регламент
1	2	3
1.	Об организации безопасной эксплуатации электрических станций и сетей	- эксплуатация электрических станций и сетей
2.	О безопасности оперативно-диспетчерского управления энергосистемами	- процесс оперативно-диспетчерского управления энергосистемами
3.	О безопасной эксплуатации электроустановок	- эксплуатация электроустановок
4.	О безопасной эксплуатации тепломеханического оборудования электрических станций и сетей	- эксплуатация тепломеханического оборудования электрических станций и сетей
5.	О безопасной эксплуатации гидросооружений и гидротехнического оборудования электрических станций	- эксплуатация гидросооружений и гидротехнического оборудования электрических станций
6.	О безопасности теплоснабжения	- эксплуатация тепловых энергоустановок
7.	О безопасности при нарушениях электроснабжения	- процесс взаимодействия органов власти, систем жизнеобеспечения, субъектов электроэнергетики потребителей электроэнергии при нарушениях электроснабжения

**III. Специальные технические регламенты,  
затрагивающие отдельные вопросы безопасности в электроэнергетике**

№ п.п.	Название технического регламента	Объекты технического регулирования, входящие в данный технический регламент
1	2	3
1.	О ядерной и радиационной безопасности объектов, сооружений и комплексов с ядерными реакторами	В части обеспечения ядерной и радиационной безопасности: - АЭС - здания АЭС - сооружения АЭС (за исключением гидротехнических) - гидротехнические сооружения АЭС
2.	О безопасности оборудования, работающего под давлением свыше 0,07 МПа или при температуре нагрева воды свыше 115 град. С	- оборудование электрических станций, работающее под давлением свыше 0,07 МПа или при температуре нагрева воды свыше 115 град. С
3.	О безопасности подъемно-транспортного оборудования	- подъемно-транспортное оборудование электрических станций
4.	О требованиях к безопасности зданий и других строительных сооружений гражданского и промышленного назначения	- здания АЭС - здания ТЭС - здания ГЭС - здания станций на нетрадиционных источниках энергии - сооружения АЭС (за исключением гидротехнических) - сооружения ТЭС (за исключением гидротехнических) - сооружения ГЭС (за исключением гидротехнических) - сооружения станций на нетрадиционных источниках энергии (за исключением гидротехнических) - здания электрических сетей - сооружения электрических сетей
5.	О безопасности гидротехнических сооружений	- гидротехнические сооружения АЭС - гидротехнические сооружения ТЭС - гидротехнические сооружения ГЭС - гидротехнические сооружения станций на нетрадиционных источниках энергии
6.	О безопасности машин и оборудования	- тепловое и механическое оборудование, предназначенное для использования на электрических станциях (за исключением подъемно-транспортного оборудования, оборудования, работающего под давлением свыше 0,07 МПа или при температуре нагрева воды свыше 115 град. С)

1	2	3
7.	О безопасности устройств и систем, использующих водород	В части обеспечения взрывобезопасности и пожарной безопасности: - технические системы АЭС - технические системы ТЭС - технические системы ГЭС - технические системы станций на нетрадиционных источниках энергии - высоковольтное электрооборудование

**МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ЭНЕРГЕТИКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ПРИКАЗ  
от 14 июня 2005 г. № 119**

**О МИНИМАЛЬНОМ РАЗМЕРЕ СОБСТВЕННОГО КАПИТАЛА ОРГАНИЗАЦИЙ,  
ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ПО ПРОДАЖЕ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ГРАЖДАНАМ**

Зарегистрировано  
в Минюсте РФ  
6 июля 2005 г. № 6764

Во исполнение пункта 2 Постановления Правительства Российской Федерации от 6 мая 2005 г. № 291 «Об утверждении Положения о лицензировании деятельности по продаже электрической энергии гражданам» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2005, № 20, ст. 1882) приказываю:

утвердить прилагаемые минимальные размеры собственного капитала организаций, осуществляющих деятельность по продаже электрической энергии гражданам, применяемые в зависимости от количества обслуживаемых этими организациями граждан – потребителей электрической энергии.

*Министр  
В.Б. ХРИСТЕНКО*

Утверждены  
Приказом  
Минпромэнерго России  
от 14 июня 2005 г. № 119

**МИНИМАЛЬНЫЕ РАЗМЕРЫ  
СОБСТВЕННОГО КАПИТАЛА ОРГАНИЗАЦИЙ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ  
ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ПО ПРОДАЖЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ГРАЖДАНАМ,  
ПРИМЕНЯЕМЫЕ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ КОЛИЧЕСТВА ОБСЛУЖИВАЕМЫХ  
ЭТИМИ ОРГАНИЗАЦИЯМИ ГРАЖДАН – ПОТРЕБИТЕЛЕЙ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ**

Количество обслуживаемых организацией граждан – потребителей электрической энергии	Минимальный размер собственного капитала (млн. руб.)
до 10000	1
от 10001 до 500000	3
от 500001 до 1000000	7
свыше 1000000	10

**ФЕДЕРАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМИССИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ПОСТАНОВЛЕНИЕ  
от 25 августа 2003 г. № 66-э/1**

**О ПРЕДЕЛЬНЫХ УРОВНЯХ ТАРИФОВ  
НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ И ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ НА 2004 ГОД**

(в ред. Постановлений ФЭК РФ от 25.09.2003 № 78-э/6,  
от 01.10.2003 № 81-э/17, от 08.10.2003 № 83-э/5, от 19.11.2003 № 95-э/7;  
Приказов ФСТ РФ от 28.09.2004 № 97-э/8, от 19.10.2004 № 132-э/6)

В соответствии с Федеральным законом «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» и Постановлением Правительства Российской Федерации от 22 августа 2003 г. № 516 «О предельных уровнях тарифов на электрическую и тепловую энергию» Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации постановляет:

1. Установить и ввести в действие с 1 января 2004 года предельные максимальные уровни тарифов на электрическую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям по субъектам Российской Федерации:

- для региональных акционерных обществ энергетики и электрификации, согласно приложению 1;
- для иных энергоснабжающих организаций в зонах централизованного энергоснабжения на уровне, исходя из величины роста тарифов для соответствующего регионального акционерного общества энергетики и электрификации;
- для иных энергоснабжающих организаций в зонах децентрализованного энергоснабжения на уровне, исходя из величины роста тарифов, не превышающем 16% по отношению к действующему тарифу по состоянию на 31 декабря 2003 года.

2. Установить и ввести в действие с 1 января 2004 года предельные максимальные уровни тарифов (среднеотпускные тарифы) на тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям по субъектам Российской Федерации:

- для региональных акционерных обществ энергетики и электрификации с учетом производимой электростанциями в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, согласно приложению 2;
- для иных энергоснабжающих организаций в зонах централизованного и децентрализованного энергоснабжения на уровне, исходя из величины роста тарифов, не превышающем 16% по отношению к действующему тарифу по состоянию на 31 декабря 2003 года.

3. Установить и ввести в действие с 1 января 2004 года предельные максимальные уровни тарифов на электрическую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями населению по субъектам Российской Федерации:

- в зонах централизованного энергоснабжения, согласно приложению 3, в пределах социально обоснованной нормы месячного потребления электрической энергии, утверждаемой в установленном порядке. Предельные максимальные уровни тарифов на электрическую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями населению сверх указанной нормы месячного потребления электрической энергии, определяются на уровне экономически обоснованных тарифов, но не выше предельных максимальных уровней тарифов на электрическую энергию, установленных в соответствии с пунктом 1 настоящего Постановления;
- в зонах децентрализованного энергоснабжения на уровне, исходя из величины роста тарифов, не превышающем 16% по отношению к действующему тарифу по состоянию на 31 декабря 2003 года.

4. При установлении тарифов в соответствии с пунктами 1 и 2 настоящего Постановления учитываются макроэкономические показатели прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2004 год, изменение структуры, объемов и цен на топливо, используемое для производства электрической и тепловой энергии, в том числе за счет природных факторов, изменение объемов покупаемой энергоснабжающими организациями и поставляемой потребителям электрической и тепловой энергии, в том числе за счет вывода потребителей электрической энергии на федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии (мощности) и перехода потребителей тепловой энергии на собственные источники теплоснабжения, а также имевшее место в предыдущие периоды тарифного регулирования экономически не обоснованное сдерживание региональными энергетическими комиссиями субъектов Российской Федерации роста тарифов на электрическую и тепловую энергию.

5. Рекомендовать органам исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов в рамках установленных предельных уровней тарифов на электрическую и тепловую энергию учитывать экономически обоснованные затраты потребителей электрической и тепловой энергии на энергосбережение в объеме до 3% от тарифов, установленных ими для конечных потребителей в соответствии с пунктами 1 - 2 настоящего Постановления.

6. Рекомендовать органам исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов:

- при установлении тарифов в соответствии с пунктами 1 и 2 настоящего Постановления предусматривать их календарную разбивку и разбивку по категориям потребителей с учетом региональных и иных особенностей;
- по итогам первого полугодия 2004 года провести анализ финансовой отчетности регулируемых организаций и темпов фактической инфляции и в случае снижения индекса потребительских цен по сравнению с прогнозируемым при необходимости принять решение о снижении с 1 августа 2004 года тарифов, установленных в соответствии с пунктами 1 - 3 настоящего Постановления.

7. Решения органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, принятые во исполнение настоящего Постановления, направляются в Федеральную энергетическую комиссию Российской Федерации.

*Председатель Федеральной  
энергетической комиссии  
Российской Федерации  
Г. КУТОВОЙ*

*Не нуждается в государственной регистрации  
Письмо Минюста России от 13 октября 2003 г. № 07/10356-ЮД*

Утверждено  
Постановлением Федеральной энергетической  
комиссии Российской Федерации  
от 25 августа 2003 г. № 66-э/1

**ПРЕДЕЛЬНЫЕ МАКСИМАЛЬНЫЕ УРОВНИ ТАРИФОВ  
НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ, ПОСТАВЛЯЕМУЮ  
ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩИМИ ОРГАНИЗАЦИЯМИ - РЕГИОНАЛЬНЫМИ  
АКЦИОНЕРНЫМИ ОБЩЕСТВАМИ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ  
ПОТРЕБИТЕЛЯМ ПО СУБЪЕКТАМ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
НА 2004 ГОД (ЗА ИСКЛЮЧЕНИЕМ СТАВРОПОЛЬСКОГО  
КРАЯ, РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН, ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ,  
УСТЬ-ОРДЫНСКОГО БУРЯТСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА)  
(КОП./КВТ.Ч БЕЗ НДС)**

(в ред. Постановлений ФЭК РФ от 25.09.2003 № 78-э/6,  
от 01.10.2003 № 81-э/17, от 08.10.2003 № 83-э/5)

Субъекты Российской Федерации	Тариф на декабрь 2003 г.	Предельные максимальные среднеотпускные тарифы на 2004 г.	Предельные максимальные тарифы на 2004 г.
1	2	3	4
<b>Центральный федеральный округ</b>			
БЕЛГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ	81,4	94,0	155
БРЯНСКАЯ ОБЛАСТЬ	89,1	99,8	165
ВЛАДИМИРСКАЯ ОБЛАСТЬ	84,0	92,6	153
ВОРОНЕЖСКАЯ ОБЛАСТЬ	85,1	93,6	154
ИВАНОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	86,2	100,0	164
КАЛУЖСКАЯ ОБЛАСТЬ	88,3	99,5	153
КОСТРОМСКАЯ ОБЛАСТЬ	97,0	111,6	156
КУРСКАЯ ОБЛАСТЬ	87,1	99,2	167
ЛИПЕЦКАЯ ОБЛАСТЬ	80,0	93,1	154
МОСКОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	83,1	94,8	157
ОРЛОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	87,3	99,5	139
РЯЗАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	75,3	87,4	125
СМОЛЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ	107,4	122,4	171
ТАМБОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	91,7	104,5	172
ТВЕРСКАЯ ОБЛАСТЬ	104,3	116,8	193
ТУЛЬСКАЯ ОБЛАСТЬ	87,8	101,8	158
ЯРОСЛАВСКАЯ ОБЛАСТЬ	97,4	109,1	180
г. МОСКВА	91,1	102,9	155
<b>Северо-Западный федеральный округ</b>			
РЕСПУБЛИКА КАРЕЛИЯ	67,0	73,7	103
РЕСПУБЛИКА КОМИ	136,0	148,0	207
АРХАНГЕЛЬСКАЯ ОБЛАСТЬ	127,8	147,0	206
ВОЛОГОДСКАЯ ОБЛАСТЬ	97,5	112,1	157
КАЛИНИНГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ	95,1	106,5	170
ЛЕНИНГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ	80,6	91,1	192
МУРМАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	54,2	57,4	80
НОВГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ	100,2	113,3	183
ПСКОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	122,2	140,5	197
г. САНКТ-ПЕТЕРБУРГ	81,9	90,9	192

1	2	3	4
<b>Южный федеральный округ</b>			
РЕСПУБЛИКА АДЫГЕЯ	87,5	98,9	164
РЕСПУБЛИКА ДАГЕСТАН	32,6	35,9	59
РЕСПУБЛИКА ИНГУШЕТИЯ	100,0	111,0	183
КАБАРДИНО-БАЛКАРСКАЯ РЕСПУБЛИКА	99,4	113,3	173
РЕСПУБЛИКА КАЛМЫКИЯ	100,0	112,0	190
КАРАЧАЕВО-ЧЕРКЕССКАЯ РЕСПУБЛИКА	93,5	104,7	188
(в ред. Постановления ФЭК РФ от 01.10.2003 № 81-э/17)			
РЕСПУБЛИКА СЕВЕРНАЯ ОСЕТИЯ – АЛАНИЯ	103,0	118,5	166
КРАСНОДАРСКИЙ КРАЙ	87,5	98,9	164
АСТРАХАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	69,3	79,7	112
ВОЛГОГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ	80,8	92,1	143
РОСТОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	77,0	92,0	235
(в ред. Постановления ФЭК РФ от 01.10.2003 № 81-э/17)			
ЧЕЧЕНСКАЯ РЕСПУБЛИКА	110,0	121,0	133
<b>Приволжский федеральный округ</b>			
РЕСПУБЛИКА БАШКОРТОСТАН	63,3	72,8	120
РЕСПУБЛИКА МАРИЙ ЭЛ	98,7	111,5	156
РЕСПУБЛИКА МОРДОВИЯ	83,3	95,7	140
УДМУРТСКАЯ РЕСПУБЛИКА	72,4	80,4	133
ЧУВАШСКАЯ РЕСПУБЛИКА	72,8	82,0	162
(в ред. Постановления ФЭК РФ от 01.10.2003 № 81-э/17)			
КИРОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	87,1	97,6	161
НИЖЕГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ	86,0	99,8	185
(в ред. Постановления ФЭК РФ от 01.10.2003 № 81-э/17)			
ОРЕНБУРГСКАЯ ОБЛАСТЬ	72,2	80,9	134
ПЕНЗЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ	86,3	99,2	164
ПЕРМСКАЯ ОБЛАСТЬ	79,5	90,7	143
САМАРСКАЯ ОБЛАСТЬ	89,5	102,0	168
САРАТОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	82,0	93,5	170
(в ред. Постановления ФЭК РФ от 01.10.2003 № 81-э/17)			
УЛЬЯНОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	79,5	89,0	125
КОМИ-ПЕРМЯЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	79,5	90,7	143
<b>Уральский федеральный округ</b>			
КУРГАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	84,5	98,0	175
СВЕРДЛОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	68,2	79,1	170
ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ	72,0	81,4	148
ЧЕЛЯБИНСКАЯ ОБЛАСТЬ	79,7	90,9	182
(в ред. Постановления ФЭК РФ от 01.10.2003 № 81-э/17)			
ХАНТЫ-МАНСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	72,0	81,4	148
ЯМАЛО-НЕНЕЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	72,0	81,4	148
<b>Сибирский федеральный округ</b>			
РЕСПУБЛИКА АЛТАЙ	91,1	105,6	148
РЕСПУБЛИКА БУРЯТИЯ	85,7	94,3	132
РЕСПУБЛИКА ТЫВА	35,6	41,3	74
РЕСПУБЛИКА ХАКАСИЯ	21,3	23,9	52
АЛТАЙСКИЙ КРАЙ	98,0	113,7	159
КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ	41,3	44,7	119
(в ред. Постановления ФЭК РФ от 01.10.2003 № 81-э/17)			
КЕМЕРОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	54,8	58,6	91
(в ред. Постановления ФЭК РФ от 25.09.2003 № 78-э/6)			

1	2	3	4
НОВОСИБИРСКАЯ ОБЛАСТЬ	78,3	88,5	124
ОМСКАЯ ОБЛАСТЬ	80,8	89,7	126
ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ	75,5	84,5	123
ЧИТИНСКАЯ ОБЛАСТЬ	89,0	99,0	139
АГИНСКИЙ БУРЯТСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	89,0	99,0	139
(в ред. Постановления ФЭК РФ от 08.10.2003 № 83-э/5)			
ТАЙМЫРСКИЙ (ДОЛГАНО-НЕНЕЦКИЙ) АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	20,0	22,0	31
<b>Дальневосточный федеральный округ</b>			
РЕСПУБЛИКА САХА (ЯКУТИЯ)	122,0	141,5	256
ПРИМОРСКИЙ КРАЙ	121,3	127,4	210
ХАБАРОВСКИЙ КРАЙ	143,4	166,3	274
АМУРСКАЯ ОБЛАСТЬ	96,0	106,6	176
КАМЧАТСКАЯ ОБЛАСТЬ	287,0	333,0	550
МАГАДАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	75,8	87,9	145
САХАЛИНСКАЯ ОБЛАСТЬ	184,9	212,6	266
ЕВРЕЙСКАЯ АВТОНОМНАЯ ОБЛАСТЬ	143,4	166,3	274
ЧУКОТСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	266,0	308,6	509
г. БАЙКОНУР	212,7	234,0	328

**Примечания:**

1. Уровни тарифов указаны для акционерных обществ энергетики и электрификации без учета субвенций из федерального бюджета и дотаций из региональных бюджетов. Для г. Байконура указаны уровни тарифов для ГУП ПЭО «Байконурэнерго».

2. Уровни тарифов, указанные в графе 4, являются предельно максимальными для всех категорий потребителей соответствующего субъекта Российской Федерации, электроснабжение которых осуществляется акционерными обществами энергетики и электрификации, а в г. Байконур – ГУП ПЭО «Байконурэнерго».



Утверждено  
Постановлением Федеральной  
энергетической комиссии  
Российской Федерации  
от 25 августа 2003 г. № 66-э/1

**ПРЕДЕЛЬНЫЕ МАКСИМАЛЬНЫЕ СРЕДНЕОТПУСКНЫЕ ТАРИФЫ  
НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ, ПОСТАВЛЯЕМУЮ ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩИМИ  
ОРГАНИЗАЦИЯМИ – РЕГИОНАЛЬНЫМИ АКЦИОНЕРНЫМИ ОБЩЕСТВАМИ  
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ ПОТРЕБИТЕЛЯМ С УЧЕТОМ  
ПРОИЗВОДИМОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ В РЕЖИМЕ КОМБИНИРОВАННОЙ  
ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ  
ПО СУБЪЕКТАМ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ НА 2004 ГОД  
(ЗА ИСКЛЮЧЕНИЕМ СТАВРОПОЛЬСКОГО КРАЯ, РЕСПУБЛИКИ  
ТАТАРСТАН, ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ, УСТЬ-ОРДЫНСКОГО  
БУРЯТСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА)  
(РУБ./ГКАЛ БЕЗ НДС)**

(в ред. Постановлений ФЭК РФ от 08.10.2003 № 83-э/5, от 19.11.2003 № 95-э/7;  
Приказов ФСТ РФ от 28.09.2004 № 97-э/8, от 19.10.2004 № 132-э/6)

Субъекты Российской Федерации	Тариф на декабрь 2003 г.	Предельные максимальные средние отпускные тарифы на 2004 г
1	2	3
<b>Центральный федеральный округ</b>		
БЕЛГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ	212,4	244
(в ред. Приказа ФСТ РФ от 28.09.2004 № 97-э/8)		
БРЯНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Брянскэнерго», включая Брянскую ГРЭС, Клиновскую ТЭЦ)	193,1	212
ВЛАДИМИРСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Владимирэнерго», включая Владимирскую ТЭЦ)	184,7	214
ВОРОНЕЖСКАЯ ОБЛАСТЬ	285,4	331
(в ред. Приказа ФСТ РФ от 19.10.2004 № 132-э/6)		
ИВАНОВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Ивэнерго», включая Ивановскую ГРЭС, Ивановскую ТЭЦ-2, ТЭЦ-3)	286,7	333
КАЛУЖСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Калугаэнерго», включая ТЭЦ-1)	266,0	309
КОСТРОМСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Костромаэнерго», включая Костромскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, Шарьинскую ТЭЦ)	297,0	345
КУРСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Курскэнерго», включая Курскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-4)	259,3	301
ЛИПЕЦКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Липецкэнерго», включая Данковскую ТЭЦ, Елецкую ТЭЦ, Липецкую ТЭЦ-2)	207,2	233
МОСКОВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Мосэнерго», включая ГРЭС-3, ГРЭС-4, ГРЭС-5, ТЭЦ-17, ТЭЦ-22, ТЭЦ-6)	320,4	370
ОРЛОВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Орелэнерго», включая Ливенскую ТЭЦ, Орловскую ТЭЦ)	233,5	271
РЯЗАНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Рязаньэнерго», включая Дягилевскую ТЭЦ)	265,7	308
СМОЛЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Смоленскэнерго», включая Дорогобужскую ТЭЦ, Смоленскую ГРЭС, Смоленскую ТЭЦ-2)	241,3	280
ТАМБОВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Тамбовэнерго», включая Котовскую ТЭЦ, Тамбовскую ТЭЦ)	250,0	300
ТВЕРСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Тверьэнерго», включая Каменскую ТЭЦ, Тверскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, Вышневолоцкую ТЭЦ)	227,0	263

1	2	3
ТУЛЬСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Тулаэнерго», включая Алексинскую ТЭЦ, Ефремовскую ТЭЦ, Новомосковскую ГРЭС, Первомайскую ТЭЦ, Щекинскую ГРЭС)	166,0	199
ЯРОСЛАВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Ярэнерго», включая Ярославскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, Ярославскую ГРЭС)	297,97	346
г. МОСКВА (ОАО «Мосэнерго», включая ТЭЦ-11, ТЭЦ-12, ТЭЦ-16, ТЭЦ-20, ТЭЦ-21, ТЭЦ-22, ТЭЦ-23, ТЭЦ-25, ТЭЦ-26, ТЭЦ-27, ТЭЦ-28, ТЭЦ-8, ТЭЦ-9, ТЭЦ-1)	308,0	370
<b>Северо-Западный федеральный округ</b>		
РЕСПУБЛИКА КАРЕЛИЯ (ОАО «Карелэнерго», включая Петрозаводскую ТЭЦ)	193,9	213
РЕСПУБЛИКА КОМИ (ОАО «Комиэнерго», включая Воркутинскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, Интинскую ТЭЦ, Солнечногорскую ТЭЦ)	348,2	404
АРХАНГЕЛЬСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Архэнерго», включая Архангельскую ТЭЦ, Северодвинскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-2)	384,0	445
ВОЛОГОДСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Вологдаэнерго», включая Вологодскую ТЭЦ, Череповецкую ГРЭС)	330,0	383
КАЛИНИНГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Янтарьэнерго», включая ГРЭС-2, Гусевскую ТЭЦ, Калининградскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-2)	389,8	475
ЛЕНИНГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Ленэнерго», включая ГРЭС-8, ТЭЦ-14, ТЭЦ-21)	357,3	393
МУРМАНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Колэнерго», включая Апатитскую ТЭЦ, Мурманскую ТЭЦ)	438,0	508
НОВГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Новгородэнерго», включая ТЭЦ-20)	204,9	232
ПСКОВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Псковэнерго», включая Псковскую ТЭЦ)	184,1	203
г. САНКТ-ПЕТЕРБУРГ (ОАО «Ленэнерго», включая ТЭЦ-1, ТЭЦ-14, ТЭЦ-15, ТЭЦ-17, ТЭЦ-5, ТЭЦ-7, ЦТЭЦ, ТЭЦ-22, ТЭЦ-2)	294,6	330
<b>Южный федеральный округ</b>		
РЕСПУБЛИКА АДЫГЕЯ	175,0	240
РЕСПУБЛИКА ДАГЕСТАН (ОАО «Дагэнерго», включая Каспийскую ТЭЦ, Махачкалинскую ТЭЦ)	179,8	198
КРАСНОДАРСКИЙ КРАЙ (ОАО «Кубаньэнерго», включая Краснодарскую ТЭЦ)	175,0	240
АСТРАХАНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Астраханьэнерго», включая Астраханскую ГРЭС, Астраханскую ТЭЦ-2)	162,7	189
ВОЛГОГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Волгоградэнерго», включая Волгоградскую ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, Волжскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, Камышинскую ТЭЦ, Волгоградскую ГРЭС)	220,0	253
РОСТОВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Ростовэнерго», включая Волгодонскую ТЭЦ-2, Каменскую ТЭЦ, Ростовскую ТЭЦ-2)	292,1	333
<b>Приволжский федеральный округ</b>		
РЕСПУБЛИКА БАШКОРТОСТАН (ОАО «Башкирэнерго», включая ГТЭС «Урал-4000» Адиг, Ишимбайскую ГТУ, Кармановскую ГРЭС, Кумертаускую ТЭЦ, Ново-Салаватскую ТЭЦ, Ново-Стерлитамакскую ТЭЦ, Приуфимскую ТЭЦ, Салаватскую ТЭЦ, Стерлитамакскую ТЭЦ, Уфимскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, Шигили ГТУ)	164,3	191
РЕСПУБЛИКА МАРИЙ ЭЛ (ОАО «Мариэнерго», включая Йошкар-Олинскую ТЭЦ-2)	213,0	256
РЕСПУБЛИКА МОРДОВИЯ (ОАО «Мордовэнерго», включая Алексеевскую ТЭЦ-3, Саранскую ТЭЦ-2)	237,6	267

1	2	3
УДМУРТСКАЯ РЕСПУБЛИКА (ОАО «Удмуртэнерго», включая Ижевскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, Сарпульскую ТЭЦ-3)	229,3	266
ЧУВАШСКАЯ РЕСПУБЛИКА (ОАО «Чувашэнерго», включая Новочебоксарскую ТЭЦ-3, Чебоксарскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-2)	203,9	224
КИРОВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Кировэнерго», включая ТЭЦ-1, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ТЭЦ-5)	241,0	265
НИЖЕГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Нижегэнерго», включая Дзержинскую ТЭЦ, Игумновскую ТЭЦ, Нижегородскую ГРЭС, Новогорьковскую ТЭЦ, Сормовскую ТЭЦ)	241,5	290
ОРЕНБУРГСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Оренбургэнерго», включая Ириклинскую ГРЭС, Карагалинскую ТЭЦ, Орскую ТЭЦ-1, Сакмарскую ТЭЦ)	219,4	255
ПЕНЗЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Пензаэнерго», включая Пензенскую ТЭЦ-2, ТЭЦ-1)	295,0	342
ПЕРМСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Пермэнерго», включая Березниковскую ТЭЦ-2, ТЭЦ-4, ТЭЦ-10, Закамскую ТЭЦ-5, Кизеловскую ГРЭС-3, Пермскую ТЭЦ-13, ТЭЦ-14, ТЭЦ-6, ТЭЦ-9, ТЭЦ-20, Чайковскую ТЭЦ, Яйвинскую ГРЭС-16)	232,0	269
САМАРСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Самараэнерго», включая Безымянскую ТЭЦ, Новокуйбышевскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, Самарскую ГРЭС, Самарскую ТЭЦ, Сызранскую ТЭЦ, Тольяттинскую ТЭЦ, ТЭЦ ВАЗ)	249,0	289
САРАТОВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Саратовэнерго», включая Саратовскую ГРЭС, Балаковскую ТЭЦ-4, Саратовскую ТЭЦ-2, ТЭЦ-5, Энгельсскую ТЭЦ-3)	217,2	252
УЛЬЯНОВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Ульяновскэнерго», включая Ульяновскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3)	280,0	319
КОМИ-ПЕРМЯЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	232,0	269
<b>Уральский федеральный округ</b>		
КУРГАНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Курганэнерго», включая Курганскую ТЭЦ)	318,0	366
СВЕРДЛОВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Свердловэнерго», включая Артемовскую ТЭЦ, Богословскую ТЭЦ, Верхне-Тагильскую ГРЭС, Красногорскую ТЭЦ, Качканарскую ТЭЦ, Нижне-Туринскую ГРЭС, Ново-Свердловскую ТЭЦ, Первоуральскую ТЭЦ, Рефтинскую ГРЭС, Средне-Уральскую ГРЭС, Свердловскую ТЭЦ, Серовскую ГРЭС)	214,0	245
ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Тюменьэнерго», включая Нижневартовскую ГРЭС, Сургутскую ГРЭС-1, Сургутскую ГРЭС-2, Тобольскую ТЭЦ, Тюменскую ТЭЦ-1, Тюменскую ТЭЦ-2, Уренгойскую ГРЭС):	157,9	183
в том числе г. Тюмень и г. Тобольск		364
ЧЕЛЯБИНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Челябэнерго», включая Аргаяшскую ТЭЦ, Челябинскую ГРЭС, Челябинскую ТЭЦ-1, Челябинскую ТЭЦ-2, Челябинскую ТЭЦ-3, Южно-Уральскую ГРЭС)	181,6	218
ХАНТЫ-МАНСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	157,9	174
ЯМАЛО-НЕНЕЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	157,9	183
<b>Сибирский федеральный округ</b>		
РЕСПУБЛИКА БУРЯТИЯ (ОАО «Бурятэнерго», включая Улан-Уденскую ТЭЦ-1)	372,4	432
РЕСПУБЛИКА ТЫВА (ОАО «Тываэнерго», включая Кызылскую ТЭЦ)	334,0	350
РЕСПУБЛИКА ХАКАСИЯ (ОАО «Хакасэнерго», включая Абаканскую ТЭЦ)	247,8	300
АЛТАЙСКИЙ КРАЙ (ОАО «Алтайэнерго», включая Барнаульскую ТЭЦ-1, Барнаульскую ТЭЦ-2, Барнаульскую ТЭЦ-3)	409,1	475

1	2	3
КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ (ОАО «Красноярскэнерго», включая Красноярскую ТЭЦ-1, Красноярскую ТЭЦ-2, Канскую ТЭЦ, Минусинскую ТЭЦ, Назаровскую ГРЭС)	306,6	347
КЕМЕРОВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Кузбассэнерго», включая Беловскую ГРЭС, Западно-Сибирскую ТЭЦ, Кемеровскую ГРЭС, Кемеровскую ТЭЦ, Кузнецкую ТЭЦ, Ново-Кемеровскую ТЭЦ, Томь-Усинскую ГРЭС, Южно-Кузбасскую ГРЭС) (в ред. Постановления ФЭК РФ от 19.11.2003 № 95-э/7)	249	278,9
НОВОСИБИРСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Новосибирскэнерго», включая Барабинскую ТЭЦ, Новосибирскую ТЭЦ-2, Новосибирскую ТЭЦ-3, Новосибирскую ТЭЦ-4, Новосибирскую ТЭЦ-5)	345,3	390
ОМСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Омскэнерго», включая ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ТЭЦ-5)	273,1	317
ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Томскэнерго», включая Томскую ГРЭС-2, Томскую ТЭЦ-3)	263,4	311
ЧИТИНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Читаэнерго», включая Приаргунскую ТЭЦ, Читинскую ТЭЦ-1, Читинскую ТЭЦ-2, Шерловогорскую ТЭЦ)	336,0	370
АГИНСКИЙ БУРЯТСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ (в ред. Постановления ФЭК РФ от 08.10.2003 № 83-э/5)	336,0	370
ТАЙМЫРСКИЙ (ДОЛГАНО-НЕНЕЦКИЙ) АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	195,3	226
<b>Дальневосточный федеральный округ</b>		
РЕСПУБЛИКА САХА (ЯКУТИЯ) (ОАО «Якутскэнерго», включая Нерюнгринскую ГРЭС, ПЭС «Депутатскую», Чульманскую ГРЭС, Эльдиканскую ПГЭС, Якутскую ГРЭС, Якутскую ТЭЦ)	330,6	389
ПРИМОРСКИЙ КРАЙ (ОАО «Дальэнерго», включая Артемовскую ТЭЦ, Владивостокскую ТЭЦ-2, Партизанскую ГРЭС)	563,5	631
ХАБАРОВСКИЙ КРАЙ (ОАО «Хабаровскэнерго», включая Амурскую ТЭЦ-1, Комсомольскую ТЭЦ-2, Комсомольскую ТЭЦ-3, Майскую ГРЭС, Николаевскую ТЭЦ, Хабаровскую ТЭЦ-1, Хабаровскую ТЭЦ-3)	431,0	498
АМУРСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Амурэнерго», включая Благовещенскую ТЭЦ, Райчихинскую ГРЭС)	442,1	513
КАМЧАТСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Камчатскэнерго», включая Камчатскую ТЭЦ-1, Камчатскую ТЭЦ-2, Паужетскую ГеоТЭС)	874,8	1015
МАГАДАНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Магаданэнерго», включая Индигирскую ТЭС, Омсукчанскую РЭС, Палаткинскую ДЭС, Аркагалинскую ГРЭС, Магаданскую ТЭЦ-ДЭС)	812,7	943
САХАЛИНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Сахалинэнерго», включая Сахалинскую ГРЭС, Южно-Сахалинскую ТЭЦ-1)	598,3	688
ЕВРЕЙСКАЯ АВТОНОМНАЯ ОБЛАСТЬ	431,0	498
ЧУКОТСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ (ОАО «Чукотскэнерго», включая Анадырскую ТЭЦ, Чаунскую ТЭЦ, Эгвекинотскую ГРЭС)	1069,6	1284
г. БАЙКОНУР (ТЭЦ г. Байконура)	1145,0	1260

Примечание. 1. Уровни тарифов указаны для акционерных обществ энергетики и электрификации без учета дотаций из региональных бюджетов. Для г. Байконура указаны уровни тарифов для ГУП ПЭО «Байконурэнерго».

Утверждено  
Постановлением Федеральной  
энергетической комиссии  
Российской Федерации  
от 25 августа 2003 г. № 66-э/1

**ПРЕДЕЛЬНЫЕ МАКСИМАЛЬНЫЕ УРОВНИ ТАРИФОВ  
НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ, ПОСТАВЛЯЕМУЮ  
ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩИМИ ОРГАНИЗАЦИЯМИ НАСЕЛЕНИЮ В ЗОНАХ  
ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПО СУБЪЕКТАМ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ НА 2004 ГОД, В ПРЕДЕЛАХ СОЦИАЛЬНО  
ОБОСНОВАННОЙ НОРМЫ МЕСЯЧНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ  
ЭНЕРГИИ, УТВЕРЖДАЕМОЙ В УСТАНОВЛЕННОМ ПОРЯДКЕ  
(ЗА ИСКЛЮЧЕНИЕМ СТАВРОПОЛЬСКОГО КРАЯ, РЕСПУБЛИКИ  
ТАТАРСТАН, ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ, УСТЬ-ОРДЫНСКОГО  
БУРЯТСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА) (КОП./КВТ.Ч С НДС)**

(в ред. Постановления ФЭК РФ от 08.10.2003 № 83-э/5)

Субъекты Российской Федерации	Городское население	
	Тариф на декабрь 2003 г.	Предельный максималь- ный тариф на 2004 г.
1	2	3
<b>Центральный федеральный округ</b>		
БЕЛГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ	80,0	93
БРЯНСКАЯ ОБЛАСТЬ	100,0	116
ВЛАДИМИРСКАЯ ОБЛАСТЬ	98,0	114
ВОРОНЕЖСКАЯ ОБЛАСТЬ	85,0	99
ИВАНОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	92,0	107
КАЛУЖСКАЯ ОБЛАСТЬ	100,0	116
КОСТРОМСКАЯ ОБЛАСТЬ	92,0	107
КУРСКАЯ ОБЛАСТЬ	91,0	106
ЛИПЕЦКАЯ ОБЛАСТЬ	74,0	86
МОСКОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	98,0	114
ОРЛОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	100,0	116
РЯЗАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	87,0	101
СМОЛЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ	86,0	100
ТАМБОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	85,0	99
ТВЕРСКАЯ ОБЛАСТЬ	89,0	103
ТУЛЬСКАЯ ОБЛАСТЬ	80,0	93
ЯРОСЛАВСКАЯ ОБЛАСТЬ	82,0	95
г. МОСКВА	105,0	122
<b>Северо-Западный федеральный округ</b>		
РЕСПУБЛИКА КАРЕЛИЯ	60,0	70
РЕСПУБЛИКА КОМИ	94,0	109
АРХАНГЕЛЬСКАЯ ОБЛАСТЬ	90,0	104
ВОЛОГОДСКАЯ ОБЛАСТЬ	92,0	107
КАЛИНИНГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ	106,0	123
ЛЕНИНГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ	85,0	99
МУРМАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	65,0	75
НОВГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ	92,0	107
ПСКОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	98,0	114
г. САНКТ-ПЕТЕРБУРГ	90,0	104

1	2	3
<b>Южный федеральный округ</b>		
РЕСПУБЛИКА АДЫГЕЯ	100,0	116
РЕСПУБЛИКА ДАГЕСТАН	47,0	55
РЕСПУБЛИКА ИНГУШЕТИЯ	90,0	104
КАБАРДИНО-БАЛКАРСКАЯ РЕСПУБЛИКА	100,0	116
РЕСПУБЛИКА КАЛМЫКИЯ	91,0	106
КАРАЧАЕВО-ЧЕРКЕССКАЯ РЕСПУБЛИКА	96,0	111
РЕСПУБЛИКА СЕВЕРНАЯ ОСЕТИЯ – АЛАНИЯ	95,0	110
КРАСНОДАРСКИЙ КРАЙ	100,0	116
АСТРАХАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	77,0	90
ВОЛГОГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ	90,0	104
РОСТОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	92,0	107
ЧЕЧЕНСКАЯ РЕСПУБЛИКА	54,0	63
<b>Приволжский федеральный округ</b>		
РЕСПУБЛИКА БАШКОРТОСТАН	63,0	73
РЕСПУБЛИКА МАРИЙ ЭЛ	76,0	88
РЕСПУБЛИКА МОРДОВИЯ	82,0	95
УДМУРТСКАЯ РЕСПУБЛИКА	86,0	100
ЧУВАШСКАЯ РЕСПУБЛИКА	70,0	81
КИРОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	80,0	93
НИЖЕГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ	62,0	72
ОРЕНБУРГСКАЯ ОБЛАСТЬ	58,0	67
ПЕНЗЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ	75,0	87
ПЕРМСКАЯ ОБЛАСТЬ	68,0	79
САМАРСКАЯ ОБЛАСТЬ	99,0	115
САРАТОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	80,0	93
УЛЬЯНОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	80,0	93
КОМИ-ПЕРМЯЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	68,0	79
<b>Уральский федеральный округ</b>		
КУРГАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	95,0	110
СВЕРДЛОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	72,0	84
ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ	70,0	81
ЧЕЛЯБИНСКАЯ ОБЛАСТЬ	64,0	74
ХАНТЫ-МАНСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	70,0	81
ЯМАЛО-НЕНЕЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	70,0	81
<b>Сибирский федеральный округ</b>		
РЕСПУБЛИКА АЛТАЙ	112,0	130
РЕСПУБЛИКА БУРЯТИЯ	95,0	110
РЕСПУБЛИКА ТЫВА	64,0	74
РЕСПУБЛИКА ХАКАСИЯ	46,0	52
АЛТАЙСКИЙ КРАЙ	95,0	110
КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ	46,0	53
КЕМЕРОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	60,0	70
НОВОСИБИРСКАЯ ОБЛАСТЬ	78,0	90
ОМСКАЯ ОБЛАСТЬ	85,0	99
ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ	78,0	90
ЧИТИНСКАЯ ОБЛАСТЬ	105,0	122
АГИНСКИЙ БУРЯТСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	105,0	122
(в ред. Постановления ФЭК РФ от 08.10.2003 № 83-э/5)		
ТАЙМЫРСКИЙ (ДОЛГАНО-НЕНЕЦКИЙ) АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	66,0	77

1	2	3
<b><i>Дальневосточный федеральный округ</i></b>		
РЕСПУБЛИКА САХА (ЯКУТИЯ)	221,0	256
ПРИМОРСКИЙ КРАЙ	86,0	100
ХАБАРОВСКИЙ КРАЙ	105,0	122
АМУРСКАЯ ОБЛАСТЬ	100,0	116
КАМЧАТСКАЯ ОБЛАСТЬ	230,0	267
МАГАДАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	98,0	114
САХАЛИНСКАЯ ОБЛАСТЬ	222,0	255
ЕВРЕЙСКАЯ АВТОНОМНАЯ ОБЛАСТЬ	105,0	122
ЧУКОТСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	150,0	174
г. БАЙКОНУР	119,0	138

*Примечание. 1. Для населения Сахалинской области тарифы указаны без учета дотаций из областного бюджета.*





**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ**

**ПРИКАЗ**

**от 6 августа 2004 г. № 20-э/2**

**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ МЕТОДИЧЕСКИХ УКАЗАНИЙ  
ПО РАСЧЕТУ РЕГУЛИРУЕМЫХ ТАРИФОВ И ЦЕН  
НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ (ТЕПЛОВУЮ) ЭНЕРГИЮ НА РОЗНИЧНОМ  
(ПОТРЕБИТЕЛЬСКОМ) РЫНКЕ**

(в ред. Приказов ФСТ РФ от 23.11.2004 № 193-э/11,  
от 14.12.2004 № 289-э/15)

В соответствии с Положением о Федеральной службе по тарифам, утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июня 2004 г. № 332 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 29, ст. 3049), приказываю:

1. Утвердить прилагаемые методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке.

2. Признать утратившими силу Постановление Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации от 31 июля 2002 г. № 49-э/8 «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» (зарегистрировано в Минюсте России 30.08.2002, регистрационный № 3760, опубликовано в Российской газете 25.09.2002 № 181), Постановление Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации от 14 мая 2003 г. № 37-э/1 «О внесении изменений и дополнений в Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденные Постановлением Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации от 31 июля 2002 г. № 49-э/8» (зарегистрировано в Минюсте России 25.06.2003, регистрационный № 4822, опубликовано в Российской газете 11.09.2003 № 181).

3. Настоящий Приказ вступает в силу в установленном порядке.

*Руководитель  
Федеральной службы по тарифам  
С.Г. НОВИКОВ*

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ  
ПО РАСЧЕТУ РЕГУЛИРУЕМЫХ ТАРИФОВ И ЦЕН НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ  
(ТЕПЛОВУЮ) ЭНЕРГИЮ НА РОЗНИЧНОМ (ПОТРЕБИТЕЛЬСКОМ) РЫНКЕ**

(в ред. Приказов ФСТ РФ от 23.11.2004 № 193-э/11, от 14.12.2004 № 289-э/15)

**I. Общие положения**

1. Настоящие «Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с Федеральным законом «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» от 14 апреля 1995 г. № 41-ФЗ (Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, № 16, ст. 1316; 1999, № 7, ст. 880; 2003, № 2, ст. 158; № 13, ст. 1180; № 28, ст. 2894), Федеральным законом «Об электроэнергетике» от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1177), «Основами ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» (далее – Основы ценообразования) и «Правилами государственного регулирования и применения тарифов (цен) на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» (далее – Правила регулирования), утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии» от 26 февраля 2004 г. № 109 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791).

2. Методические указания предназначены для использования регулирующими органами (федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий и органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов), органами местного самоуправления, регулирующими организациями для расчета методом экономически обоснованных расходов уровней регулируемых тарифов и цен на розничном (потребительском) рынке электрической энергии (мощности) и тепловой энергии (мощности) в рамках устанавливаемых предельных уровней (минимальный и (или) максимальный) указанных тарифов и цен.

При расчете тарифов и цен с использованием метода экономически обоснованных расходов валовая прибыль должна соответствовать экономически обоснованному уровню доходности инвестированного капитала организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

В случае превышения экономически обоснованными уровнями тарифов и цен их предельных уровней установление указанных уровней производится в соответствии с законодательством Российской Федерации.

3. Понятия, используемые в настоящих Методических указаниях, соответствуют определениям, данным в Федеральном законе «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» от 14 апреля 1995 г. № 41-ФЗ, Федеральном законе «Об электроэнергетике» от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ и в Постановлении Правительства Российской Федерации «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии» от 26 февраля 2004 г. № 109.

4. В настоящих Методических указаниях акционерные общества энергетики и электрификации, другие регулируемые организации, осуществляющие несколько видов регулируемой деятельности, рассматриваются как:

- энергоснабжающая организация (далее – ЭСО) – в части осуществления продажи потребителям произведенной и (или) купленной энергии;
- производитель энергии – в части собственного производства энергии;
- региональная (территориальная) сетевая организация – в части передачи электрической (тепловой) энергии по распределительным сетям;
- потребитель (покупатель) энергии – в части пользования (покупки) энергией.

**II. Виды регулируемых цен и тарифов, применяемых на потребительских рынках  
электрической энергии (мощности) и тепловой энергии (мощности)**

5. На потребительских рынках электрической энергии (мощности) и тепловой энергии (мощности) применяются следующие виды регулируемых цен и тарифов.

5.1. Устанавливаемые федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий (далее – Службой):

5.1.1. Предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов на электрическую и тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, в том числе предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов для населения. Указанные тарифы могут устанавливаться с календарной разбивкой и с разбивкой по категориям потребителей с учетом региональных и иных особенностей;

5.1.2. Предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

5.2. Устанавливаемые органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов (далее – региональными органами):

5.2.1. Тарифы на электрическую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, в том числе тарифы для населения, в рамках установленных Службой предельных минимальных и (или) максимальных уровней тарифов;

5.2.2. Тарифы на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в рамках установленных Службой предельных минимальных и (или) максимальных уровней тарифов на указанную тепловую энергию;

5.2.3. Тарифы на тепловую энергию, за исключением тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

5.3. Тарифы (цены) на услуги, оказываемые организациями, осуществляющими регулируемую деятельность на розничном рынке электрической энергии (мощности), являющиеся неотъемлемой частью процесса поставки энергии, и перечисленные в разделе VI Основ ценообразования:

5.3.1. Предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям. Устанавливаются Службой для каждого субъекта Российской Федерации и дифференцируются по уровням напряжения. Региональные органы в рамках указанных предельных уровней устанавливают тарифы на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям для организаций, оказывающих данные услуги на территории соответствующего субъекта Российской Федерации;

5.3.2. Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии. Устанавливаются региональными органами в соответствии с настоящими Методическими указаниями;

5.3.3. Тарифы (цены) на иные услуги, оказываемые организациями, осуществляющими регулируемую деятельность на розничном рынке электрической энергии (мощности), являющиеся неотъемлемой частью процесса поставки энергии, и перечисленные в разделе VI Основ ценообразования.

6. При определении размера платы за услуги по передаче электрической (тепловой) энергии (мощности) отдельной составляющей выделяются услуги по передаче энергии по электрическим (тепловым) сетям и по их сбыту (реализации) за счет распределения расходов между указанными видами деятельности.

Для потребителей – субъектов оптового рынка электрической энергии (мощности) и потребителей, получающих электрическую энергию по прямым договорам, из состава расходов, учитываемых при расчете платы за услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям, исключается сбытовая надбавка – расходы на сбыт (реализацию) электрической энергии.

7. Тарифы на электрическую энергию (мощность), поставляемую потребителям, устанавливаются регулирующим органом одновременно в 3 вариантах:

1) одноставочный тариф, включающий в себя полную стоимость 1 киловатт-часа поставляемой электрической энергии;

2) двухставочный тариф, включающий в себя ставку за 1 киловатт-час электрической энергии и ставку за 1 киловатт электрической мощности;

3) одноставочный (двухставочный) тариф, дифференцированный по зонам (часам) суток.

Потребители, в том числе покупающие часть электрической энергии в секторе свободной торговли, самостоятельно выбирают для проведения расчетов за электрическую энергию один из указанных вариантов тарифа, уведомив об этом организацию, поставляющую ему электрическую энергию, не менее чем за месяц до вступления в установленном порядке в силу указанных тарифов (с внесением в установленном порядке соответствующих изменений в договор с указанной организацией). При отсутствии такого уведомления (невнесения соответствующих изменений в договор) расчет за электрическую энергию (если иное не будет установлено по взаимному соглашению сторон) производится по варианту тарифа, действовавшему в период, предшествующий расчетному. В расчетном периоде регулирования не допускается изменение варианта тарифа, если иное не будет установлено по взаимному соглашению сторон.

Потребители, покупающие часть электрической энергии в секторе свободной торговли, производят расчеты за электрическую энергию (мощность), купленную на розничном рынке, по тарифам, установленным для данных потребителей в соответствии с настоящим пунктом.

В настоящих Методических указаниях для целей расчета (формирования) тарифов на электрическую энергию покупка электрической энергии (мощности) с оптового рынка рассматривается как покупка от производителей электрической энергии (далее – ПЭ).

8. Тарифы на тепловую энергию (мощность) устанавливаются регулирующим органом отдельно по потребителям, получающим тепловую энергию с теплоносителями – горячая вода и пар, с дифференциацией последнего по давлению.

9. Тарифы (цены) на электрическую и тепловую энергию и на услуги, оказываемые организациями, осуществляющими регулируемую деятельность на розничном рынке, могут устанавливаться регулирующим органом сроком действия на два года и более (далее – долгосрочный тариф).

### **III. Формирование тарифов на электрическую и тепловую энергию на потребительском рынке**

10. Тарифы на электрическую и тепловую энергию, поставляемую потребителям, включают следующие слагаемые:

1) стоимость электрической (тепловой) энергии (мощности);

2) стоимость услуг по передаче электрической (тепловой) энергии (мощности) энергоснабжающими организациями и иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки энергии потребителям.

В счетах на оплату электрической и тепловой энергии помимо суммарного платежа должны разделяться стоимость производства отпущенной потребителю энергии и стоимость услуг по ее передаче и иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки энергии потребителям.

11. Стоимость единицы электрической (тепловой) энергии (мощности) представляет собой (если иное не определено настоящими Методическими указаниями применительно к отдельным случаям) средневзвешенную стоимость единицы электрической (тепловой) энергии (мощности), получаемой от ПЭ (цену покупки электроэнергии (тепловой) энергии (мощности) у производителей на оптовом и потребительском рынках и стоимость электрической (тепловой) энергии (мощности) собственного производства).

Тариф (цена) покупки электрической (тепловой) энергии (мощности) определяется в соответствии с разделом X настоящих Методических указаний.

12. При установлении тарифов (цен) на электрическую энергию (мощность) в регулируемом секторе оптового рынка и на розничном рынке в необходимую валовую выручку не включаются финансовые результаты деятельности (прибыль или убытки) в секторе свободной торговли оптового рынка (за исключением случая, предусмотренного пунктом 49 Основ ценообразования).

При отпуске электрической энергии ЭСО (ПЭ) на оптовый и розничный рынки необходимая валовая выручка ЭСО (ПЭ), учитываемая при расчете тарифов (цен) на электрическую энергию, отпускаемую потребителям розничного рынка, рассчитывается по следующей формуле:

$$HBB_{роз} = \frac{HBB \times \mathcal{E}_{роз}}{\mathcal{E}_{сумм}}, \quad (1)$$

где:

- $HBB_{роз}$  – необходимая валовая выручка ЭСО (ПЭ), учитываемая при расчете тарифов (цен) на электрическую энергию, отпускаемую потребителям розничного рынка;
- $HBB$  – необходимая валовая выручка ЭСО (ПЭ), учитываемая при расчете тарифов (цен) на электрическую энергию, отпускаемую на оптовый и розничный рынки;
- $\mathcal{E}_{роз}$  и  $\mathcal{E}_{сумм}$  – отпуск электрической энергии ЭСО (ПЭ) соответственно на розничный рынок и суммарно на оптовый и розничный рынки, определяемый исходя из указанного в пункте 15 настоящих Методических указаний сводного баланса.

13. При формировании тарифов (цен) в соответствии с пунктом 5 настоящих Методических указаний отдельно отражаются стоимость электрической (тепловой) энергии и стоимость каждого вида услуг.

#### **IV. Основные методические положения по формированию регулируемых тарифов (цен) с использованием метода экономически обоснованных расходов**

14. Регулирование тарифов (цен) основывается на принципе обязательности ведения раздельного учета организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, объемов продукции (услуг), доходов и расходов по производству, передаче и сбыту энергии в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Для организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, которые не являются основным видом их деятельности, распределение косвенных расходов между регулируемыми и нерегулируемыми видами деятельности по решению регионального органа рекомендуется производить в соответствии с одним из нижеследующих методов:

- согласно учетной политике, принятой в организации;
- пропорционально прямым расходам.

Для организаций, осуществляющих производство (передачу) электрической (тепловой) энергии сторонним потребителям (субабонентам) и для собственного потребления, распределение расходов по указанному виду деятельности между субабонентами и организацией по решению регионального органа рекомендуется производить в соответствии с одним из нижеследующих методов:

- согласно учетной политике, принятой в организации;
- пропорционально отпуску (передаче) электрической (тепловой) энергии.

При установлении тарифов (цен) не допускается повторный учет одних и тех же расходов по указанным видам деятельности.

15. При использовании метода экономически обоснованных расходов (затрат) тарифы рассчитываются на основе размера необходимой валовой выручки организации, осуществляющей регулируемую деятельность, от реализации каждого вида продукции (услуг) и расчетного объема производства соответствующего вида продукции (услуг) за расчетный период регулирования.

Расчетный годовой объем производства продукции и (или) оказываемых услуг определяется исходя из формируемого в установленном порядке сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации (далее – сводный баланс).

Сводный баланс формируется Службой с поквартальной и помесечной разбивкой на основе принципа минимизации суммарной стоимости электрической энергии (мощности), поставляемой потребителям, при участии региональных органов, организации, оказывающей услуги по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России, администратора торговой системы и системного оператора оптового рынка электрической энергии.

16. Определение состава расходов, включаемых в необходимую валовую выручку, и оценка их экономической обоснованности производятся в соответствии с законодательством Российской Федерации и нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета.

17. Если деятельность организации регулируется более чем одним регулирующим органом, то регулирующие органы обязаны согласовывать устанавливаемые ими размеры необходимой валовой выручки с тем, чтобы суммарный объем необходимой валовой выручки возмещал экономически обоснованные расходы и обеспечивал экономически обоснованную доходность инвестированного капитала этой организации в целом по регулируемой деятельности.

18. Если организация осуществляет кроме регулируемой иные виды деятельности, расходы на их осуществление и полученные от этих видов деятельности доходы (убытки) не учитываются при расчете регулируемых тарифов (цен).

19. При установлении тарифов регулирующие органы принимают меры, направленные на исключение из расчетов экономически необоснованных расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

В случае, если по итогам расчетного периода регулирования на основании данных статистической и бухгалтерской отчетности и иных материалов выявлены необоснованные расходы организаций, осуществляющих регулируемую деятельность за счет поступлений от регулируемой деятельности, регулирующие органы обязаны принять решение об исключении этих расходов из суммы расходов, учитываемых при установлении тарифов на следующий расчетный период регулирования.

20. Если организации, осуществляющие регулируемую деятельность, в течение расчетного периода регулирования понесли экономически обоснованные расходы, не учтенные при установлении тарифов (цен), в том числе расходы, связанные с объективным и незапланированным ростом цен на продукцию, потребляемую в течение расчетного периода регулирования, эти расходы учитываются регулирующими органами при установлении тарифов (цен) на последующий расчетный период регулирования (включая расходы, связанные с обслуживанием заемных средств, привлекаемых для покрытия недостатка средств).

21. Необходимая валовая выручка (далее – НВВ) на период регулирования, для покрытия обоснованных расходов на производство регулируемого вида деятельности, с учетом корректировки по избытку (исключению необоснованных расходов) средств и возмещению недостатка средств, рассчитывается по формуле:

$$НВВ = НВВ_p \pm \text{ДельтаНВВ}, \quad (2)$$

где:

$НВВ_p$  – необходимый доход регулируемой организации в расчетном периоде, обеспечивающий компенсацию экономически обоснованных расходов на производство продукции (услуг) и получение прибыли, определяемой в соответствии с настоящими Методическими указаниями;

ДельтаНВВ – экономически обоснованные расходы регулируемой организации, подлежащие возмещению (со знаком «+») и исключению из НВВ (со знаком «-») по статьям расходов в соответствии с пунктами 19 и 20 настоящих Методических указаний.

#### **V. Расчет расходов, относимых на регулируемые виды деятельности**

22. В необходимую валовую выручку включаются планируемые на расчетный период регулирования расходы, уменьшающие налоговую базу налога на прибыль организаций (расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), и внереализационные расходы), и расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль (относимые на прибыль после налогообложения).

22.1. Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают следующие составляющие расходов:

- 1) топливо, определяемое на основе пункта 22 Основ ценообразования;
- 2) покупная электрическая энергия, определяемая в соответствии с пунктом 23 Основ ценообразования;
- 3) оплата услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, определяемая на основе пункта 24 Основ ценообразования;
- 4) сырье и материалы, определяемые в соответствии с пунктом 25 Основ ценообразования;
- 5) ремонт основных средств, определяемый на основе пункта 26 Основ ценообразования;
- 6) оплата труда, определяемая на основе пункта 27 Основ ценообразования;
- 7) амортизация основных средств, определяемая на основе пункта 28 Основ ценообразования;
- 8) другие расходы, связанные с производством и (или) реализацией продукции, определяемые в порядке, устанавливаемом Службой.

22.2. Внереализационные расходы (рассчитываемые с учетом внереализационных доходов), в том числе расходы по сомнительным долгам. При этом в составе резерва по сомнительным долгам может учитываться дебиторская задолженность, возникшая при осуществлении соответствующего регулируемого вида деятельности. Уплата сомнительных долгов, для погашения которых был создан резерв, включенный в тариф в предшествующий период регулирования, признается доходом и исключается из необходимой валовой выручки в следующем периоде регулирования с учетом уплаты налога на прибыль организаций.

В состав внереализационных расходов включаются также расходы на консервацию основных производственных средств, используемых в регулируемых видах деятельности.

22.3. Расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль (относимые на прибыль после налогообложения), включают в себя следующие основные группы расходов:

- 1) капитальные вложения (инвестиции) на расширенное воспроизводство;
- 2) выплата дивидендов и других доходов из прибыли после уплаты налогов;
- 3) взносы в уставные (складочные) капиталы организаций;
- 4) прочие экономически обоснованные расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включая затраты организаций на предоставление работникам льгот, гарантий и компенсаций в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями.

23. При отсутствии нормативов по отдельным статьям расходов допускается использовать в расчетах экспертные оценки, основанные на отчетных данных, предоставляемых организацией, осуществляющей регулируемую деятельность.

24. Планируемые расходы по каждому виду регулируемой деятельности рассчитываются как сумма прямых и косвенных расходов. Прямые расходы относятся непосредственно на соответствующий регулируемый вид деятельности.

Распределение косвенных расходов между различными видами деятельности, осуществляемыми организацией, по решению регионального органа производится в соответствии с одним из нижеследующих методов:

- согласно учетной политике, принятой в организации;
- пропорционально условно-постоянным расходам;
- пропорционально прямым расходам по регулируемым видам деятельности.

25. Регулирующие органы на основе предварительно согласованных с ними мероприятий по сокращению расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, обязаны в течение 2 лет после окончания срока окупаемости расходов на проведение этих мероприятий сохранять расчетный уровень расходов, учтенных при регулировании тарифов на период, предшествующий сокращению расходов.

## **VI. Ценообразование для отдельных групп потребителей электрической и тепловой энергии (мощности)**

26. Особенности расчета тарифов (цен) для отдельных групп потребителей электрической и тепловой энергии (далее – тарифные группы) определяются в соответствии с:

- статьями 2 и 5 Федерального закона «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации»;
- пунктом 59 Основ ценообразования.

27. Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности):

### *1 группа. Базовые потребители*

Базовые потребители – потребители с максимальным значением заявленной мощности, равным или более 20 МВт и годовым числом часов использования заявленной мощности более 7500, подтвержденным фактическим электропотреблением за предшествующий период регулирования показаниями приборов учета или автоматизированной системой контроля и управления потреблением и сбытом энергии (АСКУЭ). Заявленная мощность  $N_{\text{заявл}}$  – мощность, участвующая в годовом совмещенном максимуме графика электрической нагрузки ОЭС.

В зависимости от региональных особенностей структуры производства и потребления электроэнергии, в целях отнесения потребителей к группе 1 Служба может по представлению регионального регулирующего органа повысить значение заявленной мощности потребителей.

### *2 группа. Население*

Аналогично указанной группе рекомендуется производить расчет тарифов для населенных пунктов, рассчитывающихся по общему счетчику на вводе; жилищных организаций, потребляющих электроэнергию на технические цели жилых домов; садоводческих товариществ, дачно-строительных, гаражно-строительных и гаражных кооперативов, автостоянок, общежитий, жилых зон при воинских частях и исправительно-трудовых учреждениях, объединенных хозяйственных построек граждан (погребов, сараев), рассчитывающихся по общему счетчику на вводе, а также содержащихся за счет прихожан религиозных организаций.

В соответствии с пунктом 2 Постановления Правительства Российской Федерации от 7 декабря 1998 г. № 1444 «Об основах ценообразования в отношении электрической энергии, потребляемой населением» для населения, проживающего в сельских населенных пунктах, а также в городских населенных пунктах в домах, оборудованных в установленном порядке стационарными электроплитами и электроотопительными установками, применяется понижающий коэффициент 0,7.

В соответствии с законодательством Российской Федерации государственное регулирование тарифов может производиться отдельно в отношении электрической энергии, поставляемой населению, в пределах социальной нормы потребления и сверх социальной нормы потребления, определяемой в установленном порядке.

### *3 группа. Прочие потребители*

В целях формирования бюджетной политики в группе «Прочие потребители» потребители, финансируемые за счет средств бюджетов соответствующих уровней, указываются отдельной строкой (далее – Бюджетные потребители).

Тарифы на электрическую энергию, отпускаемую потребителям, дифференцируются по уровням напряжения в соответствии с положениями раздела VIII настоящих Методических указаний:

- высокое (110 кВ и выше);
- среднее первое (35 кВ);
- среднее второе (20-1 кВ);
- низкое (0,4 кВ и ниже).

28. Тарифы на тепловую энергию устанавливаются отдельно по следующим видам теплоносителей:

- горячая вода;
- отборный пар давлением:
  - от 1,2 до 2,5 кг/см<sup>2</sup>
  - от 2,5 до 7,0 кг/см<sup>2</sup>
  - от 7,0 до 13,0 кг/см<sup>2</sup>
  - свыше 13,0 кг/см<sup>2</sup>;
- острый и редуцированный пар.

В целях реализации бюджетной политики потребители тепловой энергии, финансируемые за счет средств бюджетов соответствующих уровней, указываются отдельной строкой.

29. При расчетах тарифов на электрическую (тепловую) энергию (мощность), отпускаемую энергоснабжающими организациями другим энергоснабжающим (энергосбытовым) организациям, последние рассматриваются в качестве потребителей, с учетом следующих особенностей:

29.1. На территории субъекта Российской Федерации тарифы для бюджетных потребителей, получающих электрическую энергию на одном уровне напряжения, могут рассчитываться на одном уровне, вне зависимости, от какой энергоснабжающей организации осуществляется электроснабжение указанных потребителей.

На территории субъекта Российской Федерации тарифы для населения, с учетом положений пункта 27 настоящих Методических указаний, могут рассчитываться на одном уровне, вне зависимости, от какой энергоснабжающей организации осуществляется электроснабжение населения.

29.2. При расчетах тарифов на электрическую энергию (мощность), отпускаемую энергоснабжающей организации другой энергоснабжающей организации ЭСО, для последней устанавливается тариф на покупную электроэнергию  $T$  по формуле:

$$T = (TB - PC) / \Xi, \quad (3)$$

где:

$TB$  – тарифная выручка ЭСО, рассчитанная как сумма произведений установленных региональным органом тарифов на электрическую энергию, отпускаемую потребителям ЭСО (с учетом положений подпункта 29.1 настоящего пункта), умноженных на объем полезного отпуска указанных потребителей;

$PC$  – собственные расходы ЭСО, включая расходы из прибыли (без расходов на покупную электрическую энергию);

$\Xi$  – объем покупаемой ЭСО электрической энергии.

29.3. При расчете тарифов на электрическую энергию (мощность), отпускаемую другим ЭСО, учитывается наличие в их составе базовых потребителей, тарифы для которых устанавливаются в соответствии с настоящими Методическими указаниями.

29.4. В случае, если потребитель (покупатель, другая ЭСО) получает электрическую энергию от нескольких ЭСО (ПЭ), имеющих различную структуру поставки электрической энергии (собственная генерация, покупка у различных производителей, поставщиков, ЭСО), цены на электрическую энергию и мощность, получаемые потребителем (покупателем, другим ЭСО) от данных ЭСО (ПЭ), рассчитываются отдельно и могут быть различными.

29.5. Тарифы на тепловую энергию, отпускаемую в горячей воде, для всех потребителей в одной системе, в которой теплоснабжение потребителей осуществляется от источника (источников) тепла через общую тепловую сеть (далее – система централизованного теплоснабжения (СЦТ)), могут рассчитываться на едином уровне.

По решению регионального органа тарифы на тепловую энергию, отпускаемую в горячей воде, для всех потребителей, расположенных на территории субъекта Российской Федерации, могут рассчитываться на едином уровне.

Тарифы на тепловую энергию могут дифференцироваться по муниципальным образованиям.

29.6. Во всех случаях, в соответствии с пунктом 59 Основ ценообразования, тарифы на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, установленные регулирующим органом по группам потребителей, должны обеспечивать получение в расчетном периоде регулирования указанными организациями необходимой валовой выручки.

## **VII. Расчет экономически обоснованного уровня цены на электрическую энергию на шинах и тепловую энергию на коллекторах производителей энергии (энергоснабжающей организации) – субъекта розничного рынка**

30. Калькулирование расходов, связанных с производством электрической и тепловой энергии, осуществляется в соответствии с главой 25 Налогового кодекса Российской Федерации и Постановления Правительства Российской Федерации от 6 июля 1998 г. № 700 «О введении раздельного учета затрат по регулируемым видам деятельности в энергетике».

31. Распределение расхода топлива тепловых электростанций между электрической и тепловой энергией, осуществляемое в процессе калькулирования расходов на производство электрической и тепловой энергии, производится в соответствии с действующими нормативными актами.

32. Экономически обоснованный средний одноставочный тариф (цена) продажи электрической энергии, поставляемой на региональный рынок от ПЭ, рассчитывается по формуле:

$$T_{ГК(ср)}^{Э} = HBB^{Э} / \Xi_{отп} \text{ (руб./тыс. кВт·ч)}, \quad (4)$$

где:

$HBB^{Э}$  – необходимая валовая выручка на производство электрической энергии;

$\Xi_{отп}$  – отпуск электроэнергии в сеть от ПЭ.

Расходы на оплату потерь электрической энергии в пристанционном узле, вызванные развернутым транзитом электрической энергии через распределительное устройство данной электростанции, не включаются в  $HBB$  данной электростанции, а учитываются в расходах на оплату потерь в электрических сетях.

Не включаются в  $HBB$  электростанции расходы на содержание данного пристанционного узла (распределительного устройства) в части транзита электрической мощности (в пределах пропускной способности пристанционного узла), определяемой в соответствии с учетной политикой, принятой в организации, осуществляющей регулируемую деятельность, в состав которой входит электростанция.

33. Экономически обоснованный тариф (цена) на тепловую энергию, предлагаемый ПЭ на рынок тепловой энергии, определяется по формуле:

$$T_{\text{ГК(ср)}}^T = \text{НВВ}^T / Q_{\text{отп}} \text{ (руб./Гкал)}, \quad (5)$$

где:

$\text{НВВ}^T$  – необходимая валовая выручка на производство тепловой энергии;

$Q_{\text{отп}}$  – отпуск тепловой энергии в сеть.

34. Расчет экономически обоснованного двухставочного тарифа (цены) продажи электрической энергии ПЭ производится путем деления  $\text{НВВ}^Э$  на производство электрической энергии и на содержание электрической мощности.

35. Расчет экономически обоснованного двухставочного тарифа (цены) продажи электрической энергии ПЭ производится по формулам:

ставка платы за электрическую энергию:

$$T^Э = \frac{З_{\text{топл}} + \text{ВН} + K \times \text{П}^Э}{Q_{\text{отп}}} \text{ (руб./тыс. кВт.ч)}, \quad (6)$$

ставка платы за электрическую мощность (оплачивается ежемесячно, если иное не установлено в договоре):

$$T^M = \frac{\text{НВВ}^Э - K \times \text{П}^Э - З_{\text{топл}} - \text{ВН}}{N_{\text{уст}} \times M} \text{ (руб./МВт мес.)}, \quad (7)$$

где:

$З_{\text{топл}}$  – суммарные затраты на топливо на производство электрической энергии на тепловых электростанциях, входящих в состав ПЭ;

$\text{ВН}$  – водный налог (плата за пользование водными объектами гидравлическими электростанциями, входящими в состав ПЭ);

$\text{П}^Э$  – прибыль ПЭ, относимая на производство электрической энергии (мощности);

$K$  – коэффициент, равный отношению суммы  $З_{\text{топл}}$  и  $\text{ВН}$  к расходам (без учета расходов из прибыли) ПЭ, отнесенным на производство электрической энергии и на содержание электрической мощности;

$Q_{\text{отп}}$  – суммарный отпуск электрической энергии с шин всех тепловых и гидравлических электростанций, входящих в состав ПЭ;

$N_{\text{уст}}$  – суммарная установленная электрическая мощность всех тепловых и гидравлических электростанций, входящих в состав ПЭ;

$M$  – число месяцев в периоде регулирования.

36. Тариф (цена) продажи тепловой энергии от ПЭ (ЭСО) рассчитывается для всех потребителей (покупателей) данного ПЭ (ЭСО) или дифференцируется по СЦТ при условии раздельного учета расходов по каждой из них.

37. Расчет тарифов продажи тепловой энергии предусматривает определение двухставочных тарифов и (или) одноставочных тарифов.

Расчет двухставочного тарифа продажи тепловой энергии производится путем деления  $\text{НВВ}^T$  на производство тепловой энергии и на содержание мощности.

Расчет одноставочного тарифа производится по формуле (5) настоящих Методических указаний.

38. Расчет двухставочных тарифов продажи тепловой энергии с коллекторов генерирующих источников производится по формулам:

38.1. Ставка платы за тепловую энергию:

– по  $k$ -й ступени параметров пара  $s$ -го источника пара

$$T_{s,k}^{TЭ} = b_{s,k} \times C_s \times 10^{-3} + \frac{\text{П}^{TЭ}_{s,k}}{Q_{s,k}} \text{ (руб./Гкал)}; \quad (8)$$

– по  $i$ -му источнику горячей воды

$$T_i^{TЭ} = b_i \times C_i \times 10^{-3} + \frac{\text{П}^{TЭ}_i}{Q_i} \text{ (руб./Гкал)}, \quad (9)$$



где:

- $b_{s,k}, b_i$  – удельные расходы условного топлива на тепловую энергию, отпускаемую соответственно в паре  $k$ -й ступени параметров  $s$ -м источником и в горячей воде  $i$ -м источником, кг.у.т./Гкал;  
 $Q_{s,k}, Q_i$  – количество тепловой энергии, отпускаемой соответственно  $s$ -м источником в паре  $k$ -й ступени параметров и  $i$ -м источником в горячей воде, тыс. Гкал;  
 $\zeta_s, \zeta_i$  – цена условного топлива, используемого соответственно  $s$ -м и  $i$ -м источниками тепла, руб./т.у.т.;  
 $\Pi^{T\Theta}_{s,k}, \Pi^{T\Theta}_i$  – части прибыли ПЭ по отпуску тепла, относимые соответственно на  $Q_{s,k}$  и  $Q_i$ , тыс. руб.

38.2. Ставка платы за тепловую мощность рассчитывается на едином уровне для всех генерирующих источников тепла (в паре и горячей воде) и для всех СЦТ ЭСО по формуле:

$$T^{TM}_{\Theta, M} = \frac{HBB^T - \sum_{s=1}^m \sum_{k=1}^L (T^{T\Theta}_{s,k} \times Q_{s,k}) - \sum_{j=1}^r \sum_{i=1}^n (T^{T\Theta}_j \times Q_i)}{(\sum_{s=1}^m \sum_{k=1}^L p_{s,k} + \sum_{j=1}^r \sum_{i=1}^n p_j) \times M}, \text{ тыс. руб. в месяц (Гкал/ч)}, \quad (10)$$

где:

- $HBB^T$  – необходимая валовая выручка ПЭ по отпуску тепловой энергии в паре и горячей воде, тыс. руб.;  
 $P_{s,k}, P_i$  – соответственно расчетные (присоединенные) тепловые мощности (нагрузки)  $s$ -го источника в теплоносителе «пар»  $k$ -й ступени параметров и  $i$ -го источника в теплоносителе «горячая вода», Гкал/ч;  
 $L, m$  – количество соответственно ступеней параметров пара на  $s$ -м источнике и источников пара у ПЭ;  
 $n, r$  – количество соответственно источников горячей воды в СЦТ и СЦТ у ПЭ.

39. Общехозяйственные расходы и прибыль ПЭ, относимые на тепловую энергию, распределяются между генерирующими источниками в соответствии с пунктом 24 настоящих Методических указаний.

40. Предложения по установлению тарифов (цен) на электрическую и тепловую энергию (мощность) включают в себя:

– экономическое обоснование общей потребности в финансовых средствах по видам регулируемой деятельности на период регулирования;

- виды и объемы продукции в натуральном выражении;
- распределение общей финансовой потребности по видам регулируемой деятельности;
- расчет средних и дифференцированных тарифов (цен) по видам регулируемой деятельности.

41. Для расчета тарифов (цен) используются следующие материалы:

- баланс мощности ПЭ (ЭСО) в годовом совмещенном максимуме графика электрической нагрузки ОЭС (таблицы П1.1, П1.1.2);
- расчет полезного отпуска электрической энергии по ПЭ (ЭСО) (таблицы П1.2, П1.2.2);
- расчет полезного отпуска тепловой энергии ЭСО (ПЭ) (таблица П1.7);
- структура полезного отпуска тепловой энергии (таблица П1.8);
- расчет расхода топлива по электростанциям (котельным) (таблица П1.9);
- расчет баланса топлива (таблица П1.10);
- расчет затрат на топливо для выработки электрической и тепловой энергии (таблица П1.11);
- расчет стоимости покупной энергии на технологические цели (таблица П1.12);
- расчет суммы платы за пользование водными объектами предприятиями гидроэнергетики (водный налог) (таблица П1.14);
- смета расходов (таблица 1.15);
- расчет расходов на оплату труда (таблица П1.16);
- расчет амортизационных отчислений на восстановление основных производственных фондов (таблица П1.17);
- калькуляция расходов, связанных с производством и передачей электрической энергии (таблица П1.18, П1.18.1);
- калькуляция расходов, связанных с производством и передачей тепловой энергии (таблица П1.19, П1.19.1);
- расчет источников финансирования капитальных вложений (таблица П1.20);
- справка о финансировании и освоении капитальных вложений по источникам электроэнергетики (производство электроэнергии) (таблица П1.20.1);
- справка о финансировании и освоении капитальных вложений по источникам тепловой энергии (производство тепловой энергии) (таблица П1.20.2);
- расчет балансовой прибыли, принимаемой при установлении тарифов на электрическую и тепловую энергию (таблицы П1.21, П1.21.1, П1.21.2);
- расчет экономически обоснованного тарифа продажи ЭСО (ПЭ) (таблица П1.22);
- расчет экономически обоснованного тарифа покупки электроэнергии потребителями (таблица П1.23);
- расчет дифференцированных по времени суток ставок платы за электрическую энергию (таблица П1.26);
- экономически обоснованные тарифы на электрическую энергию (мощность) по группам потребителей (таблица П1.27);

- расчет одноставочных экономически обоснованных тарифов на тепловую энергию по СЦТ (ЭСО) (таблица П1.28);
- расчет ставок платы за тепловую мощность для потребителей пара и горячей воды по СЦТ (ЭСО) (таблица П1.28.1);
- расчет дифференцированных ставок за тепловую энергию для потребителей пара различных параметров и горячей воды (по СЦТ) (таблица П1.28.2);
- расчет экономически обоснованных тарифов на тепловую энергию (мощность) по группам потребителей (таблица П1.28.3);
- укрупненная структура тарифа на электрическую энергию для потребителей (таблица П1.29);
- программу производственного развития (план капвложений), согласованную в установленном порядке;
- расчет размера выпадающих доходов или дополнительно полученной выгоды в предшествующий период регулирования, выявленных на основании официальной отчетности или по результатам проверки хозяйственной деятельности;
- бухгалтерскую и статистическую отчетность на последнюю отчетную дату;
- другие дополнительные материалы в соответствии с формой и требованиями, предъявляемыми регулирующим органом.

42. При заполнении таблиц указываются отчетные (ожидаемые) показатели базового периода, определяемые по текущим показателям года, предшествующего расчетному, а также, при необходимости, фактические данные за предыдущий год.

При комплексном теплоснабжении, когда выработка тепловой энергии в отопительных и производственно-отопительных котельных, ее передача, распределение и реализация независимо от вида тепловых нагрузок производится одним юридическим лицом, не относящимся к электроэнергетике, расчеты тарифов на тепловую энергию и платы за ее передачу по решению регионального органа могут осуществляться по упрощенной методике с сокращением объема информационных и обосновывающих материалов и без представления данных раздельного учета расходов на производство, передачу, распределение и реализацию тепловой энергии.

### **VIII. Расчет тарифа на услуги по передаче электрической энергии по региональным электрическим сетям**

43. Расчет тарифа на услуги по передаче электрической энергии по региональным электрическим сетям определяется исходя из стоимости работ, выполняемых организацией, эксплуатирующей на правах собственности или на иных законных основаниях электрические сети и/или устройства преобразования электрической энергии, в результате которых обеспечиваются:

- передача электрической энергии (мощности) как потребителям, присоединенным к данной сети, так и отпускаемой в электрические сети других организаций (собственников);
- поддержание в пределах государственных стандартов качества передаваемой электрической энергии;
- содержание в соответствии с техническими требованиями к устройству и эксплуатации собственных электроустановок и электрических сетей, технологического оборудования, зданий и энергетических сооружений, связанных с эксплуатацией электрических сетей.

44. Размер тарифа на услуги по передаче электрической энергии рассчитывается в виде экономически обоснованной ставки, которая в свою очередь дифференцируется по четырем уровням напряжения в точке подключения потребителя (покупателя, другой энергоснабжающей организации) к электрической сети рассматриваемой организации:

- на высоком напряжении: (ВН) 110 кВ и выше;
- на среднем первом напряжении: (СН1) 35 кВ;
- на среднем втором напряжении: (СН 11) 20-1 кВ;
- на низком напряжении: (НН) 0,4 кВ и ниже.

45. При расчете тарифа на услуги по передаче электрической энергии за уровень напряжения принимается значение питающего (высшего) напряжения центра питания (подстанции) независимо от уровня напряжения, на котором подключены электрические сети потребителя (покупателя, ЭСО), при условии, что граница раздела балансовой принадлежности электрических сетей рассматриваемой организации и потребителя (покупателя, ЭСО) устанавливается на: выводах проводов из натяжного зажима portalной оттяжки гирлянды изоляторов воздушных линий (ВЛ), контактах присоединения аппаратных зажимов спусков ВЛ, зажимах выводов силовых трансформаторов со стороны вторичной обмотки, присоединении кабельных наконечников КЛ в ячейках распределительного устройства (РУ), выводах линейных коммутационных аппаратов, проходных изоляторах линейных ячеек, линейных разъединителях.

46. При определении тарифа на услуги по передаче электрической энергии (мощности) по указанным четырем уровням напряжения не учитываются сети потребителей, находящиеся у них на правах собственности или иных законных основаниях при условии, что содержание, эксплуатация и развитие этих сетей производится за счет средств указанных потребителей.

47. Расчетный объем необходимой валовой выручки (НВВ<sub>сети</sub>) сетевой организации, осуществляющей деятельность по передаче электрической энергии по сетям высокого, среднего первого, среднего второго и низкого напряжения, определяется исходя из:

- расходов по осуществлению деятельности по передаче электрической энергии, в том числе: часть общехозяйственных расходов, относимых на деятельность по передаче электрической энергии, а также расходов на оплату услуг по передаче электрической энергии, принимаемой из сети, присоединенной к сети рассматриваемой организации;
- суммы прибыли, отнесенной на передачу электрической энергии.

48. Необходимая валовая выручка НВВ<sub>сети</sub> распределяется по уровням напряжения по следующим формулам:

$$НВВ_{ВН} = P_{ВН}^П + P_{ВН}^{ПР}; \quad (11)$$

$$P_{ВН}^П = A_{ВН} + ПР_{ВН} + НН_{ВН}; \quad (11.1)$$

$$P_{BH}^{пр} = (HBB - P^п) \times \frac{Y_{BH}}{SUMY}; \quad (11.2)$$

$$HBB_{CH1} = P_{CH1}^п + P_{CH1}^{пр}; \quad (11.3)$$

$$P_{CH1}^п = A_{CH1} + PRH_{CH1} + NI_{CH1}; \quad (11.4)$$

$$P_{CH1}^{пр} = (HBB - P^п) \times \frac{Y_{CH1}}{SUMY}; \quad (11.5)$$

$$HBB_{CH11} = P_{CH11}^п + P_{CH11}^{пр}; \quad (11.6)$$

$$P_{CH11}^п = A_{CH11} + PRH_{CH11} + NI_{CH11}; \quad (11.7)$$

$$P_{CH11}^{пр} = (HBB - P^п) \times \frac{Y_{CH11}}{SUMY}; \quad (11.8)$$

$$HBB_{HH} = P_{HH}^п + P_{HH}^{пр}; \quad (11.9)$$

$$P_{HH}^п = A_{HH} + PRH_{HH} + NI_{HH}; \quad (11.10)$$

$$P_{HH}^{пр} = (HBB - P^п) \times \frac{Y_{HH}}{SUMY}, \quad (11.11)$$

где:

$HBB$  – суммарный расчетный объем необходимой валовой выручки, обеспечивающей компенсацию экономически обоснованных расходов (с учетом расходов из прибыли) на осуществление деятельности по передаче электрической энергии;

$HBB_{BH}$ ,  $HBB_{CH1}$ ,  $HBB_{CH11}$  и  $HBB_{HH}$  – расчетный объем необходимой валовой выручки, обеспечивающей компенсацию экономически обоснованных расходов (с учетом расходов из прибыли) на осуществление деятельности по передаче электрической энергии соответственно по сетям (объектам электросетевого хозяйства) высокого, среднего первого, среднего второго и низкого напряжения;

$A_{BH}$ ,  $A_{CH1}$ ,  $A_{CH11}$ ,  $A_{HH}$  – амортизационные отчисления на полное восстановление основных производственных фондов, по принадлежности к тому или иному уровню напряжения в соответствии с Приложением 2 (таблицы 2.1 и 2.2). Прочая амортизация в целях определения  $HBB$  для каждого уровня напряжения учитывается в составе прочих (распределяемых) расходов;

$PRH_{BH}$ ,  $PRH_{CH1}$ ,  $PRH_{CH11}$ ,  $PRH_{HH}$  – прямые расходы из прибыли на производственное развитие (с учетом налога на прибыль), относимые, соответственно, на  $BH$ ,  $CH1$ ,  $CH11$ ,  $HH$ :

– по ВЛЭП и КЛЭП – в соответствии с таблицей 2.1 Приложения 2;

– по подстанциям, трансформаторным подстанциям, комплексным трансформаторным подстанциям и распределительным пунктам – пропорционально мощности трансформатора на соответствующем уровне напряжения;

$NI_{BH}$ ,  $NI_{CH1}$ ,  $NI_{CH11}$ ,  $NI_{HH}$  – налог на имущество, база для которого исчисляется в соответствии с принадлежностью такого имущества к тому или иному уровню напряжения в соответствии с Приложением 2 (таблицы 2.1 и 2.2). Налог на имущество, рассчитанный от прочей базы в целях определения  $HBB$  для каждого уровня напряжения, учитывается в составе прочих (распределяемых) расходов;

$P^п$  – суммарные прямые расходы сетевой организации, включающие в себя амортизационные отчисления, расходы на производственное развитие и налог на имущество;

$SUMY$  – сумма условных единиц по оборудованию всех уровней напряжения, определяется в соответствии с Приложением 2;

$Y_{BH}$ ,  $Y_{CH1}$ ,  $Y_{CH11}$ ,  $Y_{HH}$  – суммы условных единиц по оборудованию, отнесенных соответственно к высокому, среднему первому, среднему второму и низкому уровням напряжения, определяемых в соответствии с Приложением 2;

$P_{BH}^{пр}$ ,  $P_{CH1}^{пр}$ ,  $P_{CH11}^{пр}$ ,  $P_{HH}^{пр}$  – прочие расходы сетевой организации, относимые на соответствующий уровень напряжения и рассчитываемые по формулам (11.2), (11.5), (11.8) и (11.11).

Объекты электросетевого хозяйства учитываются на соответствующем уровне напряжения согласно условным единицам.

В целях раздельного учета в НВВ<sub>ВН</sub> расходов на содержание объектов электросетевого хозяйства, относимых к единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС) и не относимых к ЕНЭС, указанные расходы региональным органом рекомендуется распределять в соответствии с Приложением 3.

49. Расчет экономически обоснованного размера платы за услуги по передаче электрической энергии предусматривает определение двух ставок (тарифов) в качестве базы для утверждения платы за услуги по передаче электрической энергии для всех категорий и групп потребителей (как для потребителей, применяющих двухставочные тарифы, так и для потребителей, применяющих одноставочные тарифы) и покупателей (других ЭСО):

– тарифа на содержание электрических сетей соответствующего уровня (диапазона) напряжения в расчете на МВт мощности, отпущенной из сети ( $T_{ВН}^{СОД}$ ,  $T_{СН1}^{СОД}$ ,  $T_{СН11}^{СОД}$ ,  $T_{НН}^{СОД}$  – руб./МВт в месяц);

– тарифа на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на ее передачу по сетям соответствующего уровня напряжения ( $T_{ВН}^{ПОТ}$ ,  $T_{СН1}^{ПОТ}$ ,  $T_{СН11}^{ПОТ}$ ,  $T_{НН}^{ПОТ}$  – руб./МВт·ч).

50. Тарифы на содержание электрических сетей, дифференцированные по диапазонам (уровням) напряжения, рассчитываются в следующем порядке.

#### **Высокое напряжение 110 кВ и выше**

$$T_{ВН}^{СОД} = \frac{НВВ_{ВН}}{N_{ВН}^{ОТП} \times \left(1 - \frac{\alpha_{ВН}}{100}\right) \times M}, \quad (12)$$

Часть НВВ<sub>ВН</sub>, учитываемая при расчете тарифов на передачу для сетей среднего напряжения

$$\text{Дельта } НВВ_{ВН}^{СН} = НВВ_{ВН} - T_{ВН}^{СОД} \times N_{ВН}^{ПО} \times M, \quad (12.1)$$

в том числе:

– часть, учитываемая при расчете  $T_{СН1}^{СОД}$

$$\text{Дельта } НВВ_{ВН}^{СН1} = \text{Дельта } НВВ_{ВН}^{СН} \times \frac{N_{СН1}^{ОТП} - N_{СН1}^{ПОСТ}}{N_{СН1}^{ОТП} + N_{СН11/ВН}^{ОТП} - N_{СН1}^{ПОСТ} - N_{СН11}^{ПОСТ}}, \quad (12.2)$$

– часть, учитываемая при расчете  $T_{СН11}^{СОД}$

$$\text{Дельта } НВВ_{ВН}^{СН11} = \text{Дельта } НВВ_{ВН}^{СН} - \text{Дельта } НВВ_{ВН}^{СН1} \quad (12.3)$$

#### **Среднее напряжение первого уровня 35 кВ**

$$T_{СН1}^{СОД} = \frac{НВВ_{СН1} + \text{Дельта } НВВ_{ВН}^{СН1}}{N_{СН1}^{ОТП} \times \left(1 - \frac{\alpha_{СН1}}{100}\right) \times M}, \quad (12.4)$$

$$\text{Дельта } НВВ_{СН1}^{СН11} = НВВ_{СН1} + \text{Дельта } НВВ_{ВН}^{СН1} - T_{СН1}^{СОД} \times N_{СН1}^{ПО} \times M \quad (12.5)$$

#### **Среднее напряжение второго уровня 20-1 кВ**

$$T_{СН11}^{СОД} = \frac{НВВ_{СН11} + \text{Дельта } НВВ_{ВН}^{СН11} + \text{Дельта } НВВ_{СН1}^{СН11}}{N_{СН11}^{ОТП} \times \left(1 - \frac{\alpha_{СН11}}{100}\right) \times M}, \quad (12.6)$$

$$N_{СН11}^{ОТП} = N_{СН11/ВН}^{ОТП} + N_{СН11/СН1}^{ОТП} \quad (12.6.1)$$

$$\text{Дельта } НВВ_{СН11}^{НН} = НВВ_{СН11} + \text{Дельта } НВВ_{ВН}^{СН11} + \text{Дельта } НВВ_{СН1}^{СН11} - T_{СН11}^{СОД} \times N_{СН11}^{ПО} \times M \quad (12.7)$$

**Низкое напряжение 0,4 кВ и ниже**

$$T_{\text{сод}}^{\text{НН}} = \frac{HBB^{\text{НН}} + \text{Дельта } HBB^{\text{НН}}_{\text{CH11}}}{N_{\text{отп}}^{\text{НН}} \times \left(1 - \frac{\alpha_{\text{НН}}}{100}\right) \times M}, \quad (12.8)$$

где:

$N_{\text{отп}}^{\text{ВН}}, N_{\text{отп}}^{\text{CH1}}, N_{\text{отп}}^{\text{CH11}}, N_{\text{отп}}^{\text{НН}}$  – мощность, отпускаемая в сеть высокого, среднего (первого 1 и второго 11 уровней напряжения), низкого напряжения;

$N_{\text{отп}}^{\text{CH11/ВН}}, N_{\text{отп}}^{\text{CH11/CH1}}$  – мощность, отпускаемая в ветви сети CH11, присоединенные соответственно к сети ВН и CH1;

$N_{\text{отп}}^{\text{CH1/ВН}}$  – мощность, отпускаемая в сеть CH1 из сети ВН;

$N_{\text{по}}^{\text{ВН}}, N_{\text{по}}^{\text{CH1}}, N_{\text{по}}^{\text{CH11}}, N_{\text{по}}^{\text{НН}}$  – полезный отпуск мощности потребителям, получающим электроэнергию от сетей ВН, CH1, CH11 и НН;

$N_{\text{пост}}^{\text{CH1}}, N_{\text{пост}}^{\text{CH11}}$  – поставка мощности в сети соответственно CH1, CH11, непосредственно от ПЭ;

$\alpha_{\text{ВН}}, \alpha_{\text{CH1}}, \alpha_{\text{CH11}}, \alpha_{\text{НН}}$  – нормативы потерь в электрических сетях (линиях электропередачи, трансформаторах и измерительных системах) ВН, CH1, CH11 и НН;

$HBB^{\text{НВ}}_{\text{CH11}}, HBB^{\text{CH1}}_{\text{CH11}}$  – необходимая валовая выручка сети CH11, подключенной к сети ВН и CH1;

$\text{Дельта } HBB^{\text{CH1}}_{\text{ВН}}, \text{Дельта } HBB^{\text{CH11}}_{\text{ВН}}, \text{Дельта } HBB^{\text{CH1}}_{\text{CH1}}, \text{Дельта } HBB^{\text{НН}}_{\text{CH11}}$  – часть необходимой валовой выручки сети более высокого напряжения (нижний индекс), учитываемая при расчете тарифа на передачу смежной сети меньшего напряжения (верхний индекс);

$M$  – количество месяцев в периоде регулирования.

51. Для определения платы на содержание электрических сетей по диапазонам (уровням) напряжения в расчете на МВт·ч для потребителей (покупателей, других ЭСО), рассчитывающихся по одноставочному тарифу, необходимо разделить плату на содержание электрических сетей по диапазонам напряжения (руб./МВт в месяц) на число часов использования заявленной (договорной) мощности по данной группе потребителей (покупателей, других ЭСО), получающих электроэнергию на соответствующем диапазоне напряжения:

$$T_{\text{сод.э}}^{\text{ВН}} = (T_{\text{сод}}^{\text{ВН}} \times M) / h_{\text{ВН}}, \quad (13)$$

$$T_{\text{сод.э}}^{\text{CH1}} = (T_{\text{сод}}^{\text{CH1}} \times M) / h_{\text{CH1}}, \quad (13.1)$$

$$T_{\text{сод.э}}^{\text{CH11}} = (T_{\text{сод}}^{\text{CH11}} \times M) / h_{\text{CH1}}, \quad (13.2)$$

$$T_{\text{сод.э}}^{\text{НН}} = (T_{\text{сод}}^{\text{НН}} \times M) / h_{\text{НН}}, \quad (13.3)$$

где:

$T_{\text{сод.э}}^{\text{ВН}}, T_{\text{сод.э}}^{\text{CH1}}, T_{\text{сод.э}}^{\text{CH11}}, T_{\text{сод.э}}^{\text{НН}}$  – плата за содержание электрических сетей соответствующего диапазона (уровня) напряжения в расчете на МВт·ч;

$h_{\text{ВН}}, h_{\text{CH1}}, h_{\text{CH11}}, h_{\text{НН}}$  – среднегодовое число часов использования заявленной (расчетной) мощности одноставочных потребителей (покупателей, других ЭСО), получающих электроэнергию на соответствующем диапазоне напряжения.

52. Расчет ставки, учитывающей оплату потерь (технологического расхода) электрической энергии на ее передачу по сетям, определяется по формулам:

**Высокое напряжение 110 кВ и выше**

$$T_{\text{пот}}^{\text{ВН}} = \frac{З^{\text{пот}}_{\text{ВН}}}{Э^{\text{отп}}_{\text{ВН}} \times \left(1 - \frac{\alpha_{\text{ВН}}}{100}\right)}, \quad (14)$$

$$\text{где: } Z_{\text{ВН}}^{\text{Пот}} = T^{\text{Эс}} \times Z_{\text{ВН}}^{\text{Отп}} \times \frac{\alpha_{\text{ВН}}}{100} \quad (14.1)$$

**Среднее напряжение первого уровня 35 кВ**

$$T_{\text{СН1}}^{\text{Пот}} = \frac{Z_{\text{СН1}}^{\text{Пот}}}{Z_{\text{СН1}}^{\text{Отп}} \times \left(1 - \frac{\alpha_{\text{СН1}}}{100}\right)}, \quad (14.2)$$

$$\text{где: } Z_{\text{СН1}}^{\text{Пот}} = T^{\text{Эс}} \times Z_{\text{СН1}}^{\text{Отп}} \times \frac{\alpha_{\text{СН1}}}{100} + \Delta Z_{\text{ВН}}^{\text{СН1}} \quad (14.3)$$

$$\Delta Z_{\text{ВН}}^{\text{СН1}} = (Z_{\text{ВН}}^{\text{Пот}} - T_{\text{ВН}}^{\text{Пот}} \times Z_{\text{ВН}}^{\text{По}}) \times \frac{Z_{\text{СН1}}^{\text{Отп}} - Z_{\text{СН1}}^{\text{Пост}}}{Z_{\text{СН1}}^{\text{Отп}} + Z_{\text{СН11/ВН}}^{\text{Отп}} - Z_{\text{СН1}}^{\text{Пост}} - Z_{\text{СН11}}^{\text{Пост}}} \quad (14.4)$$

**Среднее напряжение второго уровня 20-1 кВ**

$$T_{\text{СН11}}^{\text{Пот}} = \frac{Z_{\text{СН11}}^{\text{Пот}}}{Z_{\text{СН11}}^{\text{Отп}} \times \left(1 - \frac{\alpha_{\text{СН11}}}{100}\right)}, \quad (14.5)$$

$$\text{где: } Z_{\text{СН11}}^{\text{Отп}} = Z_{\text{ВН}}^{\text{СН11}} + Z_{\text{СН1}}^{\text{СН11}} + Z_{\text{СН11}}^{\text{Пост}} \quad (14.6)$$

$$Z_{\text{СН11}}^{\text{Пот}} = T^{\text{Эс}} \times Z_{\text{СН11}}^{\text{Отп}} \times \frac{\alpha_{\text{СН11}}}{100} + \Delta Z_{\text{СН1}}^{\text{Пот}} \quad (14.7)$$

$$\Delta Z_{\text{СН11}}^{\text{Пот}} = \Delta Z_{\text{ВН}}^{\text{СН11}} + \Delta Z_{\text{СН1}}^{\text{СН11}} = [(Z_{\text{ВН}}^{\text{Пот}} - T_{\text{ВН}}^{\text{Пот}} \times Z_{\text{ВН}}^{\text{По}}) - \Delta Z_{\text{ВН}}^{\text{СН1}}] + (Z_{\text{СН1}}^{\text{Пот}} - T_{\text{СН1}}^{\text{Пот}} \times Z_{\text{СН1}}^{\text{По}}) \quad (14.8)$$

**Низкое напряжение 0,4 кВ и ниже**

$$T_{\text{НН}}^{\text{Пот}} = \frac{Z_{\text{НН}}^{\text{Пот}}}{Z_{\text{НН}}^{\text{Отп}} \times \left(1 - \frac{\alpha_{\text{НН}}}{100}\right)}, \quad (14.9)$$

$$\text{где: } Z_{\text{НН}}^{\text{Пот}} = T^{\text{Эс}} \times Z_{\text{НН}}^{\text{Отп}} \times \frac{\alpha_{\text{НН}}}{100} + \Delta Z_{\text{СН11}}^{\text{НН}} \quad (14.10)$$

$$\Delta Z_{\text{СН11}}^{\text{НН}} = Z_{\text{СН11}}^{\text{Пот}} - T_{\text{СН11}}^{\text{Пот}} \times Z_{\text{СН11}}^{\text{По}} \quad (14.11)$$

$Z_{\text{ВН}}^{\text{Отп}}, Z_{\text{СН1}}^{\text{Отп}}, Z_{\text{СН11}}^{\text{Отп}}, Z_{\text{НН}}^{\text{Отп}}$  – суммарный плановый (расчетный) на предстоящий период регулирования отпуск электроэнергии в сеть высокого, среднего (первого и второго уровня) и низкого напряжения, млн кВт·ч;

$Z_{\text{ВН}}^{\text{Пост}}, Z_{\text{СН1}}^{\text{Пост}}, Z_{\text{СН11}}^{\text{Пост}}$  – плановая (расчетная) поставка электроэнергии в сеть высокого и среднего напряжения непосредственно от генерирующих источников, а также с оптового рынка электрической энергии (мощности) и от других внешних поставщиков, млн кВт·ч;

$\Delta_{\text{ВН}}, \Delta_{\text{ВН}}, \Delta_{\text{СН1}}$	– расчетный объем перетока электроэнергии из сети ВН в сеть СН1 и СН11, а также из сети СН1 в сеть СН11, млн кВт·ч;
$\Delta_{\text{СН11/ВН}}^{\text{отп}}$	– плановый (расчетный) на период регулирования отпуск электрической энергии в сеть СН11, присоединенную к сети ВН;
$\alpha_{\text{ВН}}, \alpha_{\text{СН1}}, \alpha_{\text{СН11}}, \alpha_{\text{НН}}$	– нормативы технологического расхода (потерь) электрической энергии на ее передачу по сетям (линиям электропередачи, трансформаторам) ВН, СН1, СН11, НН соответственно, %;
$\Delta_{\text{ВН}}^{\text{пот}}, \Delta_{\text{СН1}}^{\text{пот}}, \Delta_{\text{СН11}}^{\text{пот}}, \Delta_{\text{НН}}^{\text{пот}}$	– расходы на оплату потерь в сетях соответствующего уровня напряжения, тыс. руб.;
$\Delta_{\text{ВН}}^{\text{ЗСН1}}, \Delta_{\text{ВН}}^{\text{ЗСН11}}, \Delta_{\text{СН1}}^{\text{ЗСН11}}, \Delta_{\text{СН11}}^{\text{ЗНН}}$	– часть затрат на оплату потерь сетей более высокого напряжения (нижний индекс), учитываемая при расчете $\Delta^{\text{пот}}$ для смежных сетей более низкого напряжения (верхний индекс), тыс. руб.;
$T_{\text{ЭС}}$	– одноставочный тариф (цена) на электрическую энергию (мощность), руб./МВт·ч.

53. Экономически обоснованный размер платы за услуги по передаче электрической энергии ( $T_{\text{усл ВН}}, T_{\text{усл СН1}}, T_{\text{усл СН11}}, T_{\text{усл НН}}$  – руб./МВт·ч) определяется следующим образом:

$$T_{\text{усл ВН}} = T_{\text{ВН}}^{\text{СОД.Э}} + T_{\text{ВН}}^{\text{ПОТ}} \quad (15)$$

$$T_{\text{усл СН1}} = T_{\text{СН1}}^{\text{СОД.Э}} + T_{\text{СН1}}^{\text{ПОТ}} \quad (15.1)$$

$$T_{\text{усл СН11}} = T_{\text{СН11}}^{\text{СОД.Э}} + T_{\text{СН11}}^{\text{ПОТ}} \quad (15.2)$$

$$T_{\text{усл НН}} = T_{\text{НН}}^{\text{СОД.Э}} + T_{\text{НН}}^{\text{ПОТ}} \quad (15.3)$$

При определении размера платы за услуги по передаче электрической энергии учитывается переток электрической энергии (мощности) в другие организации.

54. Размер платы за услуги по передаче электрической энергии рассчитывается для каждой региональной (территориальной) сетевой организации.

55. Плата за услуги по передаче электрической энергии не взимается с потребителя (покупателя, другой ЭСО), подключенного к шинам распределительного устройства одной или нескольких электростанций производителя энергии и получающего от нее (них) всю покупаемую электрическую энергию.

Расчет за покупаемую электрическую энергию этот потребитель (покупатель, другая ЭСО) производит по тарифу указанного производителя энергии.

В случае получения указанным потребителем (покупателем, другой ЭСО) части электрической энергии из общей сети расчет за электрическую энергию производится исходя из следующих положений:

– за часть электрической энергии, получаемой с шин, – как для потребителя (покупателя, другой ЭСО), подключенного к шинам распределительного устройства одной или нескольких электростанций производителя энергии;

– за остальную часть электрической энергии, полученной потребителем (покупателем, другой ЭСО) из общей сети, – с учетом: *стоимости покупаемой электрической энергии, определяемой по средней стоимости единицы электрической энергии в соответствии с пунктом 11 настоящих Методических указаний;*

*платы за передачу электрической энергии, определяемой как произведение ставки платы за содержание электрических сетей соответствующего уровня напряжения и заявленной мощности, умноженной на коэффициент, равный частному от деления указанной части электрической энергии на полезный отпуск электрической энергии потребителю (покупателю, другой ЭСО) за календарный год, предшествующий расчетному периоду регулирования.*

В тарифе для данного потребителя (покупателя, другой ЭСО) учитываются также расходы на сбыт электрической энергии и расходы на услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности), передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети.

56. Расчет платы за услуги по передаче электрической энергии по участкам электрических сетей (выделенным участкам электрических сетей), используемым для передачи электрической энергии конкретному потребителю (покупателю, другой ЭСО), производится при наличии в электросетях соответствующих приборов учета и контроля.

При расчете платы за услуги по передаче электрической энергии по выделенным участкам электросетей учитываются только те расходы ЭСО, которые необходимы для содержания указанных участков электросетей (с соответствующими устройствами преобразования электрической энергии), компенсации возникающих в них потерь электрической энергии и резервного питания потребителя (покупателя, другой ЭСО).

57. Для расчета тарифов (цен) используются следующие материалы:

– расчет технологического расхода электрической энергии (потерь) в электрических сетях ЭСО (региональные электрические сети) (таблица П1.3);

– баланс электрической энергии по сетям ВН, СН1, СН11 и НН (таблица П1.4);

- электрическая мощность по диапазонам напряжения ЭСО (таблица П1.5);
- структура полезного отпуска электрической энергии (мощности) по группам потребителей ЭСО (таблица П1.6);
- расчет суммы платы на услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности), передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети (таблица П1.13);
- смета расходов (таблица П1.15);
- расчет расходов на оплату труда (таблица П1.16);
- расчет амортизационных отчислений на восстановление основных производственных фондов (таблица П1.17);
- расчет среднегодовой стоимости основных производственных фондов по линиям электропередачи и подстанциям (таблица П1.17.1);
- калькуляция расходов, связанных с передачей электрической энергии (таблица П1.18.2);
- расчет источников финансирования капитальных вложений (таблица П1.20);
- справка о финансировании и освоении капитальных вложений в электросетевое строительство (передача электроэнергии) (таблица П1.20.3);
- расчет балансовой прибыли, принимаемой при установлении тарифов на передачу электрической энергии (таблица П1.21.3);
- расчет платы за услуги по содержанию электрических сетей (таблица П1.24);
- расчет ставки по оплате технологического расхода (потерь) электрической энергии на ее передачу по сетям (таблица П1.25);
- экономически обоснованные тарифы на электрическую энергию (мощность) по группам потребителей (таблица П1.27);
- расчет условных единиц для распределения общей необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей по уровням напряжения (Приложение 2);
- бухгалтерская и статистическая отчетность на последнюю отчетную дату.

#### **IX. Расчет размера платы за услуги по передаче тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения**

58. Расчет платы за услуги по передаче тепловой энергии по тепловым сетям определяется из следующих видов расходов:

- расходы на эксплуатацию тепловых сетей;
- расходы на оплату тепловой энергии, израсходованной на передачу тепловой энергии по тепловым сетям (технологический расход (потери) тепловой энергии в сетях).

Расходы на эксплуатацию тепловых сетей должны обеспечивать:

- содержание в соответствии с технологическими нормами, требованиями и правилами тепловых сетей и сооружений на них, устройств защиты и автоматики, а также зданий и сооружений, предназначенных для эксплуатации тепловых сетей;
- уровень надежности теплоснабжения каждого потребителя в соответствии с проектной категорией надежности;
- поддержание качества передаваемых тепловой энергии и теплоносителей в пределах, устанавливаемых в договорах и обязательных к применению правилах, утвержденных в установленном порядке;
- поддержание в состоянии эксплуатационной готовности тепловых сетей, а также оборудования, зданий и сооружений, связанных с эксплуатацией тепловых сетей.

59. Расчет платы за услуги по передаче тепловой энергии  $T_{\text{переді}}$  в виде тарифа на передачу по тепловым сетям единицы тепловой мощности производится по формуле:

$$T_{\text{переді}} = \frac{HBB^T_{\text{сети}}}{P_i \times M}, \quad (16)$$

где:

$T_{\text{переді}}$  – плата за услуги по передаче тепловой энергии (руб./Гкал/ч в мес.);

$HBB^T_{\text{сети}}$  – необходимая валовая выручка теплосетевой организации на регулируемый период по оказанию услуг по передаче тепловой энергии в паре или в горячей воде, тыс. руб.;

$P_i$  – суммарная расчетная (присоединенная) тепловая мощность (нагрузка) по совокупности потребителей тепловой энергии в паре или горячей воде по заключенным договорам теплоснабжения с энергоснабжающей организацией на регулируемый период, тыс. Гкал/ч;

$M$  – продолжительность периода регулирования, мес.

60. Расчет тарифов на тепловую энергию для потребителей по настоящим Методическим указаниям основывается на полном возврате теплоносителей в тепловую сеть и (или) на источник тепла.

Стоимость используемой на источниках тепла исходной воды для обеспечения технологического процесса относится к стоимости сырья, основных и вспомогательных материалов, используемых при производстве тепловой энергии.

Расходы теплоснабжающей организации на приобретение воды принимаются по ценам ее покупки и расходам на химическую очистку воды по указанным в договорах ценам.

61. При расчете величины платы за услуги по передаче тепловой энергии по паровым и водяным тепловым сетям  $HBB$  регулируемой организации, осуществляющей деятельность по передаче тепловой энергии в паре и в горячей воде, распределяется между тепловыми и паровыми сетями.



61.1. Прямые расходы на развитие и содержание паровых и водяных тепловых сетей учитываются отдельно. Общехозяйственные расходы и прибыль регулируемой организации распределяются между СЦТ пропорционально прямым расходам. При невозможности отнесения какой-либо составляющей прямых расходов (материальные расходы, оплата труда, отчисления в ремонтный фонд, прочие прямые расходы) по видам услуг по передаче тепловой энергии (пар, горячая вода) по прямому признаку расчет указанных расходов производится пропорционально условным единицам тепловых сетей или в соответствии с учетной политикой, принятой в регулируемой организации.

61.2. В составе материальных расходов учитываются расходы на приобретение воды, электрической и тепловой энергии, расходуемых на технологические цели, включая расходы на компенсацию следующих нормативных технологически необходимых затрат и технически неизбежных потерь ресурсов:

- тепловые потери через изоляцию трубопроводов тепловых сетей и с потерями теплоносителей;
- потери (в том числе с утечками) теплоносителей (пар, конденсат, горячая вода) – без тепловой энергии, содержащейся в каждом из них;
- затраты электроэнергии на привод насосов (подкачивающих, смешивательных, циркуляционных, дренажных и т. п.), а также другого оборудования, обеспечивающего технологический процесс передачи и распределения тепловой энергии.

61.3. Расходы на компенсацию указанных в подпункте 61.2 настоящих Методических указаний потерь и затрат ресурсов определяются по действующим тарифам и ценам на каждый из видов ресурсов, получаемых по договорам с поставщиками (производителями), или по расходам на их производство в тех случаях, когда ЭСО, наряду с оказанием услуг по передаче тепловой энергии и теплоносителя, осуществляет производство данных ресурсов с последующим их потреблением в процессе передачи тепловой энергии.

62. Для расчета тарифов (цен) на тепловую энергию используются следующие материалы:

- структура полезного отпуска тепловой энергии (таблица П1.8);
- смета расходов (таблица П1.15);
- расчет расходов на оплату труда (таблица П1.16);
- расчет амортизационных отчислений на восстановление основных производственных фондов (таблица П1.17);
- калькуляция расходов по передаче тепловой энергии (таблица П1.19.2);
- расчет источников финансирования капитальных вложений (таблица П1.20);
- справка о финансировании и освоении капитальных вложений в теплосетевое строительство (передача теплоты) (таблица П1.20.4);
- расчет балансовой прибыли, принимаемой при установлении тарифов на передачу тепловой энергии (таблица П1.21.4);
- расчет платы за услуги по передаче тепловой энергии (таблица П1.24.1);
- бухгалтерская и статистическая отчетность на последнюю отчетную дату.

## **Х. Расчет тарифов по группам потребителей электрической и тепловой энергии на потребительском рынке**

63. Процедура расчета тарифов на электрическую энергию предусматривает двухставочные тарифы (на принципах раздельного учета затрат между электрической энергией и мощностью) в качестве базы для расчета тарифов на электроэнергию для всех групп потребителей (как для потребителей, применяющих двухставочные тарифы, так и для потребителей, применяющих одноставочные и зонные тарифы).

При этом при расчетах за покупную электрическую энергию по двухставочным тарифам в расчет условно-постоянных расходов энергоснабжающей организации включаются расходы на покупку мощности (по ставке тарифа за мощность) и в расчет переменных составляющих расходов включаются расходы на покупку энергии (по ставке тарифа на электрическую энергию).

64. Одноставочный тариф (цена) покупки электрической энергии (мощности), поставляемой потребителям и покупателям – субъектам розничного рынка (кроме населения), рассчитывается исходя из ставок за электрическую энергию и мощность и дифференцируется в зависимости от числа часов использования заявленной мощности.

Дифференциация устанавливается для следующих диапазонов годового числа часов использования заявленной мощности:

- от 7000 и выше;
- от 6000 до 7000 часов;
- от 5000 до 6000 часов;
- от 4000 до 5000 часов;
- от 3000 до 4000 часов;
- от 2000 до 3000 часов;
- менее 2000 часов.

65. Расчет тарифов (цены) на электрическую энергию (мощность), поставляемую ПЭ потребителям, производится отдельно для потребителей группы 1 и потребителей групп 2 и 3.

66. Тарифы (цены) на электрическую энергию (мощность) для потребителей группы 1 определяются исходя из средневзвешенных цен (тарифов) на базовые части полезного отпуска и заявленной мощности и оставшуюся их часть в следующей последовательности.

Определяется доля полезного отпуска электрической энергии (заявленной мощности) потребителей 1 группы в полезном отпуске всем потребителям ЭСО (заявленной мощности всех потребителей ЭСО) по формулам:

$$K_1 = \frac{\mathcal{A}_{\text{пол}1}}{\mathcal{A}_{\text{полЭСО}}}, \quad (17)$$

$$K_2 = \frac{N_{\text{заявл}1}}{N_{\text{заявл}ЭСО}}, \quad (17.1)$$

где:

$\Delta_{\text{пол}1}, \Delta_{\text{пол}ЭСО}$  – полезный отпуск электрической энергии соответственно потребителям группы 1 и всем потребителям ЭСО (группы 1 – 3);

$N_{\text{заявл}1}, N_{\text{заявл}ЭСО}$  – заявленная мощность соответственно потребителей группы 1 и всех потребителей ЭСО (группы 1 – 3).

Определяется базовая часть полезного отпуска электрической энергии  $\Delta_{\text{баз}1}$  и заявленной мощности  $N_{\text{баз}1}$  потребителям группы 1 по формулам:

$$\Delta_{\text{баз}1} = K_1 \times \Delta_{\text{пол}1}, \quad (18)$$

$$N_{\text{баз}1} = K_2 \times N_{\text{заявл}1}, \quad (19)$$

где:

$N_{\text{заявл}1}$  – суммарная заявленная мощность потребителей группы 1.

Базовая часть тарифов на электрическую энергию  $T^{\Delta}_{\text{баз}1}$  и мощность  $T^M_{\text{баз}1}$  рассчитываются по тарифным ставкам за электрическую энергию и мощность того из s-х ПЭ, заключивших с ЭСО договора купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности), который имеет наименьший одноставочный тариф на электрическую энергию, по формулам:

$$T^{\Delta}_{\text{баз}1} = \frac{HBB^{\Delta}_{sm}}{\Delta_{\text{отп}sm}}, \quad (20)$$

$$T^M_{\text{баз}1} = \frac{HBB^M_{sm}}{N_{\text{отп}sm}}, \quad (21)$$

где:

$sm$  – индекс, фиксирующий из s-х ПЭ того ПЭ, который имеет минимальный одноставочный тариф продажи электроэнергии;

$HBB^{\Delta}_{sm}, HBB^M_{sm}$  – необходимые  $sm$ -му ПЭ валовые выручки соответственно за электрическую энергию и мощность, определяемые в соответствии с главой VII настоящих Методических указаний;

$\Delta_{\text{отп}sm}, N_{\text{отп}sm}$  – объемы соответственно полезного отпуска электрической энергии и мощности от  $sm$ -го ПЭ (согласно главе VII настоящих Методических указаний), определяемые на основании плановых балансов электрической энергии (мощности) ЭСО, утвержденных в установленном порядке.

Оставшиеся части тарифов (цен) на электрическую энергию  $T^{\Delta}_{\text{ост}1}$  и мощность  $T^M_{\text{ост}1}$ , вырабатываемые всеми s-ми ПЭ и отпускаемые потребителям группы 1, определяются по формулам:

$$T^{\Delta}_{\text{ост}1} = \frac{\sum_s HBB^{\Delta}_s - TB^{\Delta}_{\text{баз}1}}{\sum_s \Delta_{\text{отп}s} - \Delta_{\text{отп.баз.1}}}, \quad (22)$$

$$T^M_{\text{ост}1} = \frac{\sum_s HBB^M_s - TB^M_{\text{баз}1}}{\sum_s N_{\text{отп}s} - N_{\text{отп.баз.1}}}, \quad (23)$$

$$\Delta_{\text{отпбаз}1} = \frac{\Delta_{\text{баз}1\text{вн}}}{\left(1 - \frac{\alpha_{\text{вн}}}{100}\right)} + \frac{\Delta_{\text{баз}1\text{сн}1}}{\left(1 - \frac{\alpha_{\text{вн}}}{100}\right) \times \left(1 - \frac{\alpha_{\text{сн}1}}{100}\right)}, \quad (24)$$

$$N_{\text{отпбаз1}} = \frac{N_{\text{баз1вн}}}{\left(1 - \frac{\text{альфа}_{\text{вн}}}{100}\right)} + \frac{N_{\text{баз1сн1}}}{\left(1 - \frac{\text{альфа}_{\text{вн}}}{100}\right) \times \left(1 - \frac{\text{альфа}_{\text{сн1}}}{100}\right)}, \quad (25)$$

$$TB^{\text{Э}}_{\text{баз1}} = \frac{HBB^{\text{Э}}_{\text{sm}}}{\text{Э}_{\text{отпсм}}} \times \text{Э}_{\text{отпбаз1}}, \quad (26)$$

$$TB^{\text{М}}_{\text{баз1}} = \frac{HBB^{\text{М}}_{\text{sm}}}{N_{\text{отпсм}}} \times N_{\text{отпбаз1}}, \quad (27)$$

где:

$\text{SUM}_s HBB^{\text{Э}}_s$ ,  $\text{SUM}_s HBB^{\text{М}}_s$  – суммарные по всем s-м ПЭ необходимые валовые выручки, отнесенные соответственно на электрическую энергию и мощность;

$\text{Э}_{\text{отп.баз1}}$  и  $N_{\text{отпбаз1}}$  – соответственно базовая часть полезного отпуска электрической энергии и мощности от sm-го ПЭ для потребителей группы 1;

$\text{Э}_{\text{баз1вн}}$  и  $\text{Э}_{\text{баз1сн1}}$  – базовая часть полезного отпуска электрической энергии от sm-го ПЭ потребителям группы 1 соответственно на высоком и среднем первом уровнях напряжения;

$N_{\text{баз1вн}}$  и  $N_{\text{баз1сн1}}$  – базовая часть заявленной мощности, отпускаемой от sm-го ПЭ потребителям группы 1 соответственно на высоком и среднем первом уровнях напряжения;

$TB^{\text{Э}}_{\text{баз1}}$  и  $TB^{\text{М}}_{\text{баз1}}$  – тарифные выручки, получаемые sm-м ПЭ от потребителей групп 1 соответственно за полезный отпуск им электрической энергии в размере  $\text{Э}_{\text{баз1}}$  и мощности в размере  $N_{\text{баз1}}$ ;

$\text{Э}_{\text{отпс}}$  и  $N_{\text{отпс}}$  – соответственно полезный отпуск электрической энергии и мощности от s-го ПЭ потребителям.

Средневзвешенные тарифы (цены) на электрическую энергию  $T^{\text{Э}}_1$  и мощность  $T^{\text{М}}_1$  для потребителей группы 1 определяются по формулам:

$$T^{\text{Э}}_1 = \frac{T^{\text{Э}}_{\text{баз1}} \times \text{Э}_{\text{отпбаз1}} + T^{\text{Э}}_{\text{ост1}} \times (\text{Э}_{\text{отп1}} - \text{Э}_{\text{отпбаз1}})}{\text{Э}_{\text{отп1}}}, \quad (28)$$

$$T^{\text{М}}_1 = \frac{T^{\text{М}}_{\text{баз1}} \times N_{\text{отпбаз1}} + T^{\text{М}}_{\text{ост1}} \times (N_{\text{отп1}} - N_{\text{отпбаз1}})}{N_{\text{отп1}}}. \quad (29)$$

Тарифные выручки, полученные всеми s-ми ПЭ от потребителей группы 1 за отпуск электрической энергии  $TB^{\text{Э}}_1$  и мощности  $TB^{\text{М}}_1$ , определяются по формулам:

$$TB^{\text{Э}}_1 = T^{\text{Э}}_1 \times \text{Э}_{\text{отп1}}, \quad (30)$$

$$TB^{\text{М}}_1 = T^{\text{М}}_1 \times N_{\text{отп1}}. \quad (31)$$

Средние тарифы (цены) на электрическую энергию  $T^{\text{Э}}_{2-3}$  и  $T^{\text{М}}_{2-3}$ , отпускаемые потребителям групп 2 – 3, определяются по формулам:

$$T^{\text{Э}}_{23} = \frac{\text{SUM}_s HBB^{\text{Э}}_s - TB^{\text{Э}}_1}{\text{SUM}_s \text{Э}_{\text{отпс}} - \text{Э}_{\text{отп1}}}, \quad (32)$$

$$T^{\text{М}}_{23} = \frac{\text{SUM}_s HBB^{\text{М}}_s - TB^{\text{М}}_1}{\text{SUM}_s N_{\text{отпс}} - N_{\text{отп1}}}, \quad (33)$$

где:  $\mathcal{E}_{отп1}$  и  $N_{отп1}$  – соответственно отпуск электрической энергии и мощности от s-х ПЭ для потребителей группы 1, рассчитываемые по формулам:

$$\mathcal{E}_{отп1} = \frac{\mathcal{E}_{пол1вн}}{\left(1 - \frac{\text{альфа}_{вн}}{100}\right)} + \frac{\mathcal{E}_{пол1сн1}}{\left(1 - \frac{\text{альфа}_{вн}}{100}\right) \times \left(1 - \frac{\text{альфа}_{сн1}}{100}\right)}, \quad (34)$$

$$N_{отп1} = \frac{N_{заявл1вн}}{\left(1 - \frac{\text{альфа}_{вн}}{100}\right)} + \frac{N_{заявл1сн1}}{\left(1 - \frac{\text{альфа}_{вн}}{100}\right) \times \left(1 - \frac{\text{альфа}_{сн1}}{100}\right)}, \quad (35)$$

где:

$\mathcal{E}_{пол1вн}$  и  $\mathcal{E}_{пол1сн1}$  – полезный отпуск электрической энергии потребителям группы 1 соответственно на высоком и среднем уровнях напряжения.

Тарифные выручки, полученные всеми s-ми ПЭ от потребителей групп 2 и 3 за отпуск электрической энергии  $TB_{2-3}^{\mathcal{E}}$  и мощности  $TB_{2-3}^M$ , определяются по формулам:

$$TB_{2-3}^{\mathcal{E}} = T_{2-3}^{\mathcal{E}} \times (\text{SUM}_s \mathcal{E}_{отпs} - \mathcal{E}_{отп1}), \quad (36)$$

$$TB_{2-3}^M = T_{2-3}^M \times (\text{SUM}_s N_{отпs} - N_{отп1}). \quad (37)$$

Если отпуск электрической энергии от sm-го ПЭ больше базовой части отпуска электроэнергии для потребителей группы 1, то тарифы на электрическую энергию и мощность для потребителей групп 1, 2 и 3 определяются по формулам (28), (29) и (32), (33).

В противном случае аналогичные расчеты повторяются в указанной выше последовательности, где за sm-го ПЭ принимают ПЭ с наименьшим после рассмотренного выше (см. формулы (20) и (21)) одноставочным тарифом на электрическую энергию.

67. Ставка за заявленную мощность тарифа на услуги по передаче электрической энергии по сетям для j-го потребителя  $T_{j}^{МП}$  определяется по формуле:

$$T_{j}^{МП} = \frac{\text{SUM}_{sl} \text{SUM}_i TB_{sl ij}^M}{\text{SUM}_{sl} \text{SUM}_i N_{заявл sl ij}}, \quad (38)$$

где:

sl и i – индексы, фиксируемые соответственно ставку по i-м уровнем напряжения в sl-х ЭСО;  
 $TB_{sl ij}^M$  – тарифная выручка, получаемая от j-го потребителя за содержание электрических сетей i-го уровня напряжения sl-й ЭСО (определяется по формулам (12) – (12.8) раздел VIII настоящих Методических указаний).

Ставка за электрическую энергию тарифа за услуги по передаче электрической энергии по сетям для j-го потребителя  $T_{j}^{\mathcal{E}П}$  определяется по формуле:

$$T_{j}^{\mathcal{E}П} = \frac{\text{SUM}_{sl} \text{SUM}_i TB_{sl ij}^{\mathcal{E}}}{\text{SUM}_{sl} \text{SUM}_i \mathcal{E}_{пол sl ij}}, \quad (39)$$

где:

$TB_{sl ij}^{\mathcal{E}}$  – тарифная выручка, получаемая от j-го потребителя за оплату потерь (технологического расхода) электрической энергии на ее передачу по сетям i-го уровня напряжения sl-й ЭСО (определяется по формулам (14) – (14.11) раздела VIII настоящих Методических указаний).

68. С учетом расходов на производство и передачу электрической энергии j-й потребитель оплачивает ставку (тариф) на заявленную мощность  $T_{j}^M$  и ставку (тариф) за полезный отпуск электроэнергии  $T_{j}^{\mathcal{E}}$ .

Ставки (тарифы)  $T_{j}^M$  и  $T_{j}^{\mathcal{E}}$  j-го потребителя, относящегося к группе 1, определяются по формулам:

$$T_{j}^M = T_{1j}^{MГ} + T_{j}^{МП} \quad (40)$$

$$T_j^3 = T_{1j}^{3Г} + T_j^{3П} \quad (41)$$

Ставка (тарифы)  $T_j^M$  и  $T_j^3$  j-го потребителя, относящегося к группам 2 и 3, определяются по формулам:

$$T_j^M = T_{2-3j}^{MG} + T_j^{MP} \quad (42)$$

$$T_j^3 = T_{2-3j}^{3Г} + T_j^{3П} \quad (43)$$

69. Определение расчетной мощности потребителей (исходя из заявленного объема электрической энергии), оплачивающих электроэнергию по одноставочным тарифам, осуществляется ЭСО и производится в следующей последовательности:

а) по каждой группе потребителей определяется состав представительной выборки. По каждому потребителю, вошедшему в выборку, рассматривается следующая информация:

- наименование предприятия (организации);
- вид выпускаемой продукции (для промышленных предприятий);
- коэффициент сменности (для промышленных предприятий);
- основные направления использования электроэнергии;
- суточный график электрической нагрузки в день годового максимума совмещенного графика нагрузки ОЭС (если суточный график по какой-либо тарифной группе отсутствуют, то организуется выборочные замеры нагрузки в часы утреннего и вечернего максимумов нагрузки ОЭС);
- годовой объем электропотребления;

б) по каждому потребителю в указанном суточном графике определяется нагрузка в отчетные часы утреннего и вечернего пика (максимума) ОЭС. В дальнейших расчетах используется один (утренний или вечерний) наибольший суммарный совмещенный максимум нагрузки рассматриваемой группы потребителей;

в) посредством деления суммарного годового электропотребления всех абонентов, вошедших в выборку, на их совмещенный максимум нагрузки определяется среднегодовое число часов использования максимума нагрузки рассматриваемой группы потребителей.

70. Для потребителей, применяющих одноставочные тарифы на электроэнергию, рассчитанные согласно настоящим Методическим указаниям, двухставочные тарифы преобразуются в одноставочные  $T_j^{30}$  по формуле:

$$T_j^{30} = \frac{T_{mj} \times M}{h_{maxj}} + T_j^3, \quad (44)$$

где:

$h_{maxj}$  – годовое число часов использования заявленной мощности.

Для диапазонов годового числа часов использования заявленной мощности применяются следующие расчетные значения  $h_{maxj}$ :

- от 7000 часов и выше – 7500;
- от 6000 до 7000 часов – 6500;
- от 5000 до 6000 часов – 5500;
- от 4000 до 5000 часов – 4500;
- от 3000 до 4000 часов – 3500;
- от 2000 до 3000 часов – 2500;
- менее 2000 часов – 1000.

71. Дифференцированный по зонам суток тариф на электроэнергию для потребителей рассчитывается на основе среднего одноставочного тарифа покупки от ПЭ.

Интервалы тарифных зон суток по энергозонам (ОЭС) России устанавливаются Службой на основании запрашиваемой в ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» информации.

Расчет тарифных ставок на электроэнергию, дифференцированных по зонам суток (пик, полупик, ночь) на основе среднего одноставочного тарифа продажи электрической энергии от ПЭ, осуществляется исходя из следующего уравнения:

$$T_{ГК(ср)}^3 = (T_{П} \times \mathcal{E}_{П} + T_{ПП} \times \mathcal{E}_{ПП} + T_{Н} \times \mathcal{E}_{Н}) / \mathcal{E}_{пол}, \text{ (руб./тыс. кВт·ч)}, \quad (45)$$

где:

$T_{ГК(ср)}^3$  – утвержденный одноставочный тариф на электрическую энергию по ПЭ (руб./тыс. кВт·ч);

$T_{П} \ T_{ПП} \ T_{Н}$  – тарифы за электроэнергию соответственно в пиковой, полупиковой и ночной зонах суточного графика нагрузки (руб./тыс. кВт·ч);

$\mathcal{E}_{П} \ \mathcal{E}_{ПП} \ \mathcal{E}_{Н}$  – объем покупки электроэнергии потребителем ПЭ, рассчитываемым по зонным тарифам, соответственно в пиковой, полупиковой и ночной зонах графика нагрузки. При этом численные значения объема покупки электроэнергии по зонам могут задаваться как в абсолютных единицах (тыс. кВт·ч), так и в долях от суммарного объема покупки электроэнергии;

$\mathcal{E}_{пол}$  – полезный отпуск электроэнергии потребителю.

Величина тарифа в ночной зоне  $T_H$  устанавливается на уровне, обеспечивающем ПЭ возмещение суммы расходов на топливо, на производство электроэнергии Э:

$$T_H = \text{SUM}3_{\text{упер}}^H / \text{Э} \text{ (руб./тыс. кВт·ч)}, \quad (46.1)$$

где:

$\text{SUM}3_{\text{упер}}^H$  – сумма расходов на топливо по ПЭ.

По ЭСО  $3_{\text{упер}}^H$  включают в себя расходы на покупную электрическую энергию (при их наличии).

Тариф за электроэнергию, поставляемую в полупиковой зоне графика нагрузки  $T_{\text{пп}}$ , приравнивается к утвержденному для ПЭ одноставочному тарифу:

$$T_{\text{пп}} = T_{\text{гк(ср)}}^3 \text{ (руб./тыс. кВт·ч)} \quad (46.2)$$

Определение численного значения тарифа за электроэнергию в пиковой зоне  $T_{\text{п}}$  исходя из уравнения (45) производится по следующей формуле:

$$T_{\text{п}} = \frac{T_{\text{ср}} \times \text{Э}_{\text{пол}} - T_{\text{пп}} \times \text{Э}_{\text{пл}} - T_H \times \text{Э}_H^3}{\text{Э}_{\text{п}}} \text{ (руб./тыс. кВт·ч)}, \quad (46.3)$$

где:

$\text{Э}_{\text{п}}$  – потребление электрической энергии в пиковой зоне графика нагрузки.

Дифференцированный по зонам суток тариф на электрическую энергию для потребителей рассчитывается как сумма дифференцированного по зонам суток тарифа покупки от ПЭ и, одинаковых по всем зонам суток, тарифа на передачу электрической энергии и платы за указанные в подпункте 5.3 настоящих Методических указаний услуги.

Тарифы (цены) на электроэнергию, поставляемую потребителям (покупателям), рассчитываются в соответствии с таблицей П1.29.

Допускается производить дифференциацию тарифов на электрическую энергию по двум зонам суток – «день» и «ночь». При расчете данных тарифов используют следующие соотношения:

$$T_{\text{эгк(ср)}} = \frac{T_{\text{день}} \text{Э}_{\text{день}} + T_H \text{Э}_H}{\text{Э}_{\text{пол}}}, \quad (46.4)$$

где:

$T_{\text{день}}, T_H$  – тарифные ставки продажи электроэнергии соответственно в дневной и ночной зонах суточного графика нагрузок;

$\text{Э}_{\text{день}}, \text{Э}_H$  – объемы потребления электроэнергии соответственно в дневной и ночной периоды.

Тарифная ставка продажи электроэнергии в ночной зоне определяется по выражению (46.1).

Тарифная ставка продажи электроэнергии в дневной зоне суточного графика нагрузок определяется по выражению:

$$T_{\text{день}} = \frac{T_{\text{эгк(ср)}} \text{Э}_{\text{пол}} - T_H \text{Э}_H}{\text{Э}_{\text{день}}}. \quad (46.5)$$

72. Потребитель тепловой энергии оплачивает расходы, связанные с производством и передачей тепловой энергии по тарифам, рассчитываемым в соответствии с разделами VII и IX настоящих Методических указаний.

#### **XI. Тарифы на электрическую энергию (мощность), реализуемую по двусторонним договорам**

73. Двусторонние договоры могут заключаться в соответствии с Основами ценообразования.

74. При наличии выпадающих доходов регулируемой организации, вызванных реализацией энергии (мощности) по двусторонним договорам, отнесение их на иные группы потребителей не производится.

Приложение 1

Таблица П1.1.1

**Баланс мощности ПЭ в годовом совмещенном максимуме  
графика электрической нагрузки ОЭС**

№ п.п.	Наименование показателей	Единица измерения	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4	5
1.	Установленная мощность эл. станций ПЭ	тыс. кВт		
2.	Снижение мощности из-за вывода оборудования в консервацию			
3.	Нормативные, согласованные с ОРГРЭС ограничения мощности			
4.	Прочие ограничения			
5.	Располагаемая мощность ПЭ			
6.	Снижение мощности из-за вывода оборудования в реконструкцию и во все виды ремонтов			
7.	Рабочая мощность ПЭ			
8.	Мощность на собственные нужды			
9.	Полезная мощность ПЭ			

Таблица П1.1.2

**Баланс мощности ЭСО в годовом совмещенном максимуме  
графика электрической нагрузки ОЭС**

№ п.п.	Наименование показателей	Единица измерения	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4	5
1.	Поступление мощности в сеть ЭСО от ПЭ	тыс. кВт		
1.1.	Собственных станций			
1.2.	От блокстанций			
1.3.	С оптового рынка			
1.4.	Других ПЭ и ЭСО			
1.4.1.	...			
2.	Потери в сети			
3.	Мощность на производственные и хозяйственные нужды			
4.	Полезный отпуск мощности ЭСО в том числе			
	Максимум нагрузки собственных потребителей			
	ЭСО			
	Передача мощности другим ЭСО			
	Передача мощности на оптовый рынок			

Таблица П1.2.1

**Расчет полезного отпуска электрической энергии по ПЭ, млн кВт·ч**

№ п.п.	Наименование	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
1.	Выработка электроэнергии, всего		
	в т. ч. ТЭС		
	ГЭС		
2.	Покупная электроэнергия от других собственников		
3.	Расход электроэнергии на собственные нужды в том числе:		
	на ТЭС		
	- на производство электроэнергии		
	то же в %		
	- на производство теплоты		
	то же в кВт·ч/Гкал		
	на ГЭС		
	то же в %		
4.	Отпуск электроэнергии с шин (п. 1 – п. 3), всего		
5.	Расход электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды ПЭ		
6.	Потери электроэнергии в пристанционных узлах		
7.	Полезный отпуск ПЭ (п. 4 + п. 2 – п. 5 – п. 6)		
	в том числе: по прямым договорам в общую сеть		

Таблица П1.2.2

**Расчет полезного отпуска электрической энергии по ЭСО, млн кВт·ч**

№ п.п.	Наименование	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
1.	Полезный отпуск ПЭ (строка 7 т. 1.2.1)		
2.	Покупная электроэнергия		
2.1.	с оптового рынка		
2.2.	от блок-станций		
2.3.	от других поставщиков (за вычетом строки 2 таблицы П1.2.1)		
3.	Потери электроэнергии в сетях		
	то же в % к отпуску в сеть		
4.	Расход электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды, в том числе:		
	для закачки воды ГАЭС		
	для электробойлерных		
	для котельных		
5.	Полезный отпуск электроэнергии ЭСО, всего, в том числе:		
5.1.	Передача электроэнергии на оптовый рынок		
5.2.	Отпуск электроэнергии по прямым договорам		
5.3.	Полезный отпуск электроэнергии в общую сеть		



Таблица П1.3

**Расчет технологического расхода электрической энергии (потерь)  
в электрических сетях ЭСО (региональных электрических сетях)**

№ п.п.	Показатели	Единица измерения	Базовый период					Период регулирования				
			ВН	СН1	СН11	НН	Всего	ВН	СН1	СН11	НН	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Технические потери	млн кВт·ч										
1.1.	Потери холостого хода в трансформаторах (а х б х в)	млн кВт·ч										
а	Норматив потерь	кВт/МВА										
б	Суммарная мощность трансформаторов	МВА										
в	Продолжительность периода	час										
1.2.	Потери в БСК и СТК (а х б)	млн кВт·ч										
а	Норматив потерь	тыс кВт·ч в год/шт.										
б	Количество	шт.										
1.3.	Потери в шунтирующих реакторах (а х б)	млн кВт·ч										
а	Норматив потерь	тыс кВт·ч в год/шт.										
б	Количество	шт.										
1.4.	Потери в синхронных компенсаторах (СК)	млн кВт·ч										
1.4.1.	Потери в СК номинальной мощностью _____ Мвар (а х б)											
а	Норматив потерь	тыс кВт·ч в год/шт.										
б	Количество	шт.										
1.4.2.	Потери в СК номинальной мощностью _____ Мвар (а х б)											
а	Норматив потерь	тыс кВт·ч в год/шт.										
б	Количество	шт.										
1.4.3.	...											
1.5.	Потери электрической энергии на корону, всего	млн кВт·ч										
1.5.1.	Потери на корону в линиях напряжением _____ кВ (а х б)	млн кВт·ч										
а	Норматив потерь	тыс кВт·ч в год/км										
б	Протяженность линий	км										
1.5.2.	...	млн кВт·ч										
1.6.	Нагрузочные потери, всего											
1.6.1.	Нагрузочные потери в сети ВН, СН1, СН11 (а х б х в)											
а	Норматив потерь											
б	Поправочный коэффициент											
в	Отпуск в сеть ВН, СН1 и СН11											
1.6.2.	Нагрузочные потери в сети НН (а х б)											
а	Норматив потерь											
б	Протяженность линий 0,4 кВ											
2.	Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций											
3.	Потери, обусловленные погрешностями приборов учета											
4.	Итого											

Таблица П1.4

**Баланс электрической энергии по сетям ВН, СН1, СН11 и НН, млн кВт·ч**

№ п.п.	Показатели	Базовый период					Период регулирования				
		Всего	ВН	СН1	СН11	НН	Всего	ВН	СН1	СН11	НН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	Поступление эл. энергии в сеть, ВСЕГО										
1.1.	из смежной сети, всего, в том числе из сети										
	ВН										
	СН1										
	СН11										
1.2.	от электростанций ПЭ (ЭСО)										
1.3.	от других поставщиков (в т. ч. с оптового рынка)										
1.4.	поступление эл. энергии от других организаций										
2.	Потери электроэнергии в сети										
	то же в % (п. 1.1/п. 1.3)										
3.	Расход электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды										
4.	Полезный отпуск из сети										
4.1.	в т. ч. собственным потребителям ЭСО										
	из них:										
	потребителям, присоединенным к центру										
	питания										
	на генераторном напряжении										
4.2.	потребителям оптового рынка										
4.3.	сальдо переток в другие организации										

Таблица П1.5

**Электрическая мощность по диапазонам напряжения ЭСО, МВт**

№ п.п.	Показатели	Базовый период					Период регулирования				
		Всего	ВН	СН1	СН11	НН	Всего	ВН	СН1	СН11	НН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	Поступление мощности в сеть, ВСЕГО										
1.1.	из смежной сети										
1.2.	от электростанций ПЭ										
	от других поставщиков (в т. ч. с оптового рынка)										
	от других организаций										
2.	Потери в сети										
	то же в %										
3.	Мощность на производственные и хозяйственные нужды										
4.	Полезный отпуск мощности потребителям										
4.1.	в т. ч. Заявленная (расчетная) мощность собственных потребителей, пользующихся региональными электрическими сетями										
4.2.	Заявленная (расчетная) мощность потребителей оптового рынка										
4.3.	В другие организации										

Таблица П1.6

Структура полезного отпуска электрической энергии  
(мощности) по группам потребителей ЭСО

№ п.п.	Группа потребителей	Объем полезного отпуска электроэнергии, млн кВт·ч						Заявленная (расчетная) мощность, тыс. кВт						Число часов использования, час	Доля потребления на разных диапазонах напряжений, %					
		Всего	ВН	СН1	СН11	НН	Всего	ВН	СН1	СН11	НН	Всего	ВН		СН1	СН11	НН			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18			
	<b>Базовый период</b>																			
1.	Базовые потребители																			
	Потребитель 1																			
	Потребитель 2																			
	...																			
2.	Население																			
3.	Прочие потребители																			
3.1.	в том числе Бюджетные потребители																			
4.	Итого																			
	<b>Период регулирования</b>																			
1.	Базовые потребители																			
	Потребитель 1																			
	Потребитель 2																			
	...																			
2.	Население																			
3.	Прочие потребители																			
3.1.	в том числе Бюджетные потребители																			
4.	Итого																			

Таблица П1.7

Расчет полезного отпуска тепловой энергии ЭСО (ПЗ), тыс. Гкал

№ п.п.	Вид топлива	Базовый период										Период регулирования							
		всего	в том числе								всего	в том числе							
			горя- чая вода	отбор- ный пар	1,2-2,5 кгс/см <sup>2</sup>	2,5-7,0 кгс/см <sup>2</sup>	7,0- 13,0 кгс/см <sup>2</sup>	>13 кгс/см <sup>2</sup>	острый и редуциро- ванный	горя- чая вода		отбор- ный пар	1,2-2,5 кгс/см <sup>2</sup>	2,5-7,0 кгс/см <sup>2</sup>	7,0- 13,0 кгс/см <sup>2</sup>	>13 кгс/см <sup>2</sup>	острый и редуциро- ванный		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18		
1.	Отпуск теплотенергии, всего																		
	в том числе:																		
	- с коллекторов ТЭС																		
	- от котельных																		
	- от электробойлерных																		
2.	Покупная теплотенергия																		
	в том числе:																		
	...																		
3.	Отпуск теплотенергии в сеть ЭСО (п.1 + п.2)																		
4.	Потери теплотенергии в сети ЭСО																		
	в том числе:																		
4.1.	- через изоляцию																		
4.2.	- потерями теплоносителя																		
4.3.	То же в % к отпуску в сеть																		
5.	Полезный отпуск теплотенергии ЭСО (п. 3 - п. 4), всего																		

Примечание: заполняется всего и отдельно по каждой СЦТ.

Таблица П1.8

**Структура полезного отпуска тепловой энергии**

№ п.п.	Потребители	Базовый период		Период регулирования	
		Расчетная (присоединенная) тепловая нагрузка (мощность), Гкал/ч	Энергия, тыс. Гкал	Расчетная (присоединенная) тепловая нагрузка (мощность), Гкал/ч	Энергия, тыс. Гкал
1	2	3	4	5	6
1.	Всего отпущено потребителям				
	Горячая вода				
	Отборный пар				
	- от 1,2 до 2,5 кгс/кв. см				
	- от 2,5 до 7,0 кгс/кв. см				
	- от 7,0 до 13,0 кгс/кв. см				
	- свыше 13,0 кгс/кв. см				
	Острый и редуцированный				
1.1.	В том числе Бюджетные потребители				
	Горячая вода				
	Отборный пар				
	- от 1,2 до 2,5 кгс/кв. см				
	- от 2,5 до 7,0 кгс/кв. см				
	- от 7,0 до 13,0 кгс/кв. см				
	- свыше 13,0 кгс/кв. см				
	Острый и редуцированный				

Примечание: заполняется всего и отдельно по каждой СЦТ.

Таблица П1.9

## Расчет расхода топлива по электростанциям (котельным)

№ п.п	Группа потребителей	Электрическая энергия							Тепловая энергия				Расход условного топлива всего, тыс. тут	
		Выработка электро- энергии, млн кВт·ч	Расход элект- роэнергии на собственные нужды всего, млн кВт·ч	То же в %	в том числе на электро- энергию	То же в %	Отпуск с шин, млн кВт·ч	Удельный расход условного топлива, г/кВт·ч	Расход условного топлива, тыс. тут	Отпуск тепло- энергии, тыс. Гкал	Собственные (производст- венные) нужды, кВт·ч/Гкал	Удельный расход условного топлива, г/кВт·ч.		Расход условного топлива, тыс. тут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	<b>Базовый период</b>													
1.	ТЭС													
1.1.	...													
2.	Котельная													
2.1.	...													
3.	Всего по ЭСО (ПЭ)													
	в т. ч.													
3.1.	ТЭС													
3.2.	Котельные													
	<b>Период регулирования</b>													
1.	ТЭС													
1.1.	...													
2.	Котельная													
2.1.	...													
3.	Всего по ЭСО (ПЭ)													
	в т. ч.													
3.1.	ТЭС													
3.2.	Котельные													

Таблица П1.10

Расчет баланса топлива

Электро- станция (котель- ная)	Вид топлива	Остаток на начало периода			Приход натурального топлива <*>								Расход натур. топлива			Остаток на конец периода		
		Всего, тыс. т.н.т.	Цена, руб./ т.н.т.	Стои- мость, тыс. руб.	Всего, т.н.т.	Цена франко станция	Даль- ность пе- ревозки	Тариф на пере- возку	Норматив потерь при перевозке	Цена франко станция назначения, руб./т.н.т.	Стои- мость, тыс. руб.	Всего, т.н.т.	Цена, руб./ т.н.т.	Стои- мость, тыс. руб.	Всего, тыс. т.н.т.	Цена, руб./ т.н.т.	Стои- мость, тыс. руб.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
Базовый период																		
ТЭС 1	Уголь ...																	
	Уголь ...																	
	Мазут																	
	Торф																	
	Прочие																	
и т. д.	...																	
	...																	
	Уголь ...																	
	Уголь ...																	
	Мазут																	
ТЭС 1	Торф																	
	Прочие																	
	...																	
	...																	
	Уголь ...																	
Период регулирования																		
ТЭС 1	Уголь ...																	
	Уголь ...																	
	Мазут																	
	Торф																	
	Прочие																	
и т. д.	...																	
	...																	
	Уголь ...																	
	Уголь ...																	
	Мазут																	
и т. д.	Торф																	
	Прочие																	
	...																	
	...																	
	Уголь ...																	

<\*> К таблице прилагается расшифровка по поставщикам топлива с указанием объемов поставок и согласованных (договорных) цен.

Таблица П1.11

Расчет затрат на топливо для выработки электрической и тепловой энергии

Электро- станция (котельная)	Вид топлива	Расход топлива						Переводной коэффициент	Цена топлива		Стоимость топлива		
		Всего, тыс. тут	Электроэнер- гия, тыс. тут	Теплоэнергия, тыс. тут	Всего, тыс. тнт (млн м³)	Электроэнер- гия, тыс. тнт (млн м³)	Теплоэнергия, тыс. тнт (млн м³)		руб./ тнт	руб./ тнт	Всего, тыс. руб.	Электроэнер- гия, тыс. руб.	Теплоэнергия, тыс. руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
<b>Базовый период</b>													
ТЭС 1	Газ												
	Мазут												
	Уголь												
	Торф												
	Прочие												
и т. д.	...												
	...												
	Газ												
	Мазут												
	Уголь												
	Торф												
	Прочие												
<b>Период регулирования</b>													
ТЭС 1	Газ												
	Мазут												
	Уголь												
	Торф												
	Прочие												
и т. д.	...												
	...												
	Газ												
	Мазут												
	Уголь												
	Торф												
	Прочие												



Таблица П1.12

**Расчет стоимости покупной энергии  
на технологические цели**

№ п.п.	Наименование поставщика	Объем покупной энергии, млн кВт·ч (тыс. Гкал)	Расчетная мощность, тыс. кВт (Гкал/ч)ч	Тариф			Затраты на покупку, тыс. руб.		
				Односта- вочный, руб./т. кВт·ч (руб./Гкал)	Двухставочный		энергии	мощ- ности	всего
					Ставка за мощность, руб./кВт (тыс. руб./ Гкал/ч)	Ставка за энергию, руб./т. кВт·ч (руб./Гкал)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	<b>Базовый период</b>								
	Электроэнергия								
1.	Всего								
	в том числе								
1.1.	оптовый рынок								
1.2.	поставщик 1								
1.3.	...								
...									
	Теплоэнергия								
1.	Всего								
	в том числе								
1.1.	поставщик 1								
1.2.	поставщик 2								
1.3.	...								
...									
3.	Итого								
	<b>Период регулирования</b>								
	Электроэнергия								
1.	Всего								
	в том числе								
1.1.	оптовый рынок								
1.2.	поставщик 1								
1.3.	...								
...									
	Теплоэнергия								
1.	Всего								
	в том числе								
1.1.	поставщик 1								
1.2.	поставщик 2								
1.3.	...								
...									
3.	Итого								

Примечание. При покупке электрической энергии по зонным тарифам столбцы 3, 5 и 10 заполняются по конкретному поставщику по периодам:

– пик, полупик, ночь.

При использовании одноставочного тарифа столбцы 4, 6, 7, 8 и 9 не заполняются.

Таблица П1.13

**Расчет суммы платы на услуги  
по организации функционирования и развитию ЕЭС России, оперативно-диспетчерскому  
управлению в электроэнергетике, организации функционирования торговой системы  
оптового рынка электрической энергии (мощности), передаче электрической энергии  
по единой национальной (общероссийской) электрической сети**

№ п.п.	Наименование показателей	Объем электроэнергии, млн кВт·ч	Размер платы за услуги, руб./тыс. кВт·ч	Сумма платы за услуги, тыс. руб.
1	2	3	4	5
	<b>Базовый период</b>			
	<b>Период регулирования</b>			

Таблица П1.14

**Расчет суммы платы за пользование  
водными объектами предприятиями гидроэнергетики  
(водный налог)**

№ п.п.	Наименование показателей	Объем электроэнергии, млн кВт·ч	Размер платы за услуги, руб./тыс. кВт·ч	Сумма платы за услуги, тыс. руб.
1	2	3	4	5
	<b>Базовый период</b>			
1.	ГЭС ПЭ (энергоснабжающей организации)			
	<b>Период регулирования</b>			
2.	ГЭС ПЭ (энергоснабжающей организации)			

Таблица П1.15

## Смета расходов &lt;\*&gt;

№ п.п.	Наименование	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
1.	Сырье, основные материалы		
2.	Вспомогательные материалы		
	из них на ремонт		
3.	Работы и услуги производственного характера		
	из них на ремонт		
4.	Топливо на технологические цели		
5.	Энергия		
5.1.	Энергия на технологические цели (покупная энергия таблица П1.12)		
5.2.	Энергия на хозяйственные нужды		
6.	Затраты на оплату труда		
	из них на ремонт		
7.	Отчисления на социальные нужды		
	из них на ремонт		
8.	Амортизация основных средств		
9.	Прочие затраты всего, в том числе:		
9.1.	Целевые средства на НИОКР		
9.2.	Средства на страхование		
9.3.	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы)		
9.4.	Оплата за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности), передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети		
9.5.	Отчисления в ремонтный фонд (в случае его формирования)		
9.6.	Водный налог (ГЭС)		
9.7.	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы)		
9.7.1.	Налог на землю		
9.7.2.	Налог на пользователей автодорог		
9.8.	Другие затраты, относимые на себестоимость продукции, всего		
	в т. ч.		
9.8.1.	Арендная плата		
10.	Итого расходов		
	из них на ремонт		
11.	Недополученный по независящим причинам доход		
12.	Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования		
13.	Расчетные расходы по производству продукции (услуг)		
	в том числе		
13.1.	- электрическая энергия		
13.1.1.	производство электроэнергии		
13.1.2.	покупная электроэнергия		
13.1.3.	передача электроэнергии		
13.2.	- тепловая энергия		
13.2.1.	производство теплоэнергии		
13.2.2.	покупная теплоэнергия		
13.2.3.	передача теплоэнергии		
13.3.	- прочая продукция		

<\*> Заполняется в целом и отдельно по: производству электрической энергии, производству тепловой энергии, передаче электрической энергии, передаче тепловой энергии.

Таблица П1.16

## Расчет расходов на оплату труда &lt;\*&gt;

№ п.п.	Наименование	Единица измерения	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4	5
1.	Численность			
	Численность ППП	чел.		
2.	Средняя оплата труда			
2.1.	Тарифная ставка рабочего 1 разряда	руб.		
2.2.	Дефлятор по заработной плате			
2.3.	Тарифная ставка рабочего 1 разряда с учетом дефлятора	руб.		
2.4.	Средняя ступень оплаты			
2.5.	Тарифный коэффициент, соответствующий ступени по оплате труда	руб.		
2.6.	Среднемесячная тарифная ставка ППП	- " -		
2.7.	Выплаты, связанные с режимом работы с условиями труда 1 работника			
2.7.1.	процент выплаты	%		
2.7.2.	сумма выплат	руб.		
2.8.	Текущее премирование			
2.8.1.	процент выплаты	%		
2.8.2.	сумма выплат	руб.		
2.9.	Вознаграждение за выслугу лет			
2.9.1.	процент выплаты	%		
2.9.2.	сумма выплат	руб.		
2.10.	Выплаты по итогам года			
2.10.1.	процент выплаты	%		
2.10.2.	сумма выплат	руб.		
2.11.	Выплаты по районному коэффициенту и северные надбавки			
2.11.1.	процент выплаты	%		
2.11.2.	сумма выплат	руб.		
2.12.	Итого среднемесячная оплата труда на 1 работника	руб.		
3.	Расчет средств на оплату труда ППП (включенного в себестоимость)			
3.1.	Льготный проезд к месту отдыха	тыс. руб.		
3.2.	По Постановлению от 03.11.94 № 1206	- " -		
3.3.	Итого средства на оплату труда ППП	- " -		
4.	Расчет средств на оплату труда непромышленного персонала (включенного в балансовую прибыль)			
4.1.	Численность, принятая для расчета (базовый период – фактическая)	чел.		
4.2.	Среднемесячная оплата труда на 1 работника	руб.		
4.3.	Льготный проезд к месту отдыха	тыс. руб.		
4.4.	По Постановлению от 03.11.94 № 1206	тыс. руб.		
4.5.	Итого средства на оплату труда непромышленного персонала	тыс. руб.		
5.	Расчет по денежным выплатам			
5.1.	Численность всего, принятая для расчета (базовый период – фактическая)	чел.		
5.2.	Денежные выплаты на 1 работника	руб.		
5.3.	Итого по денежным выплатам	тыс.		
6.	Итого средства на потребление	тыс.		
7.	Среднемесячный доход на 1 работника	руб.		

<\*> Заполняется в целом и отдельно по: производству электрической энергии, производству тепловой энергии, передаче электрической энергии, передаче тепловой энергии.

Таблица П1.17

**Расчет амортизационных отчислений  
на восстановление основных производственных фондов, тыс. руб. <\*>**

№ п.п.	Наименование	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
1.	Балансовая стоимость основных производственных фондов на начало периода регулирования		
2.	Ввод основных производственных фондов		
3.	Выбытие основных производственных фондов		
4.	Средняя за отчетный период стоимость основных производственных фондов		
5.	Средняя норма амортизации		
6.	Сумма амортизационных отчислений		

<\*> Заполняется в целом и отдельно по: производству электрической энергии, производству тепловой энергии, передаче электрической энергии, по передаче тепловой энергии.

Примечание. При заполнении таблицы по передаче электрической энергии справочно указывается первоначальная стоимость основных фондов по уровням напряжения (ВН, СН1, СН11, НН).

Таблица П1.17.1

**Расчет среднегодовой стоимости  
основных производственных фондов по линиям электропередач и подстанциям**

	Стоимость на начало регулируемого периода	Ввод основных производственных фондов	Выбытие основных производственных фондов	Стоимость на конец регулируемого периода	Средне- годовая стоимость	Аморти- зация
1. Линии электропередач						
ВЛЭП						
ВН						
СН1						
СН11						
НН						
КЛЭП						
ВН						
СН1						
СН11						
НН						
2. Подстанции						
ВН						
СН1						
СН11						
НН						
Всего (стр. 1 + стр. 2)						
ВН						
СН1						
СН11						
НН						

Таблица П1.18

**Калькуляция расходов, связанных с производством  
и передачей электрической энергии, тыс. руб.**

№ п.п.	Калькуляционные статьи затрат	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
1.	Топливо на технологические цели		
2.	Вода на технологические цели		
3.	Основная оплата труда производственных рабочих		
4.	Дополнительная оплата труда производственных рабочих		
5.	Отчисления на соц. нужды с оплаты производственных рабочих		
6.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, в том числе:		
6.1.	амортизация производственного оборудования		
6.2.	отчисления в ремонтный фонд		
6.3.	другие расходы по содержанию и эксплуатации оборудования		
7.	Расходы по подготовке и освоению производства (пусковые работы)		
8.	Цеховые расходы		
9.	Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:		
9.1.	Целевые средства на НИОКР		
9.2.	Средства на страхование		
9.3.	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ		
9.4.	Оплата за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности), передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети		
9.5.	Отчисления в ремонтный фонд в случае его формирования		
9.6.	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы), всего, в том числе:		
	- налог на землю		
9.7.	Другие затраты, относимые на себестоимость продукции, всего, в том числе:		
9.7.1.	Арендная плата		
10.	Водный налог (ГЭС)		
11.	Покупная электроэнергия		
11.1.	Относимая на условно-постоянные расходы		
11.2.	Относимая на переменные расходы		
12.	Недополученный по независящим причинам доход		
13.	Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования		
14.	Итого производственные расходы		
15.	Полезный отпуск электроэнергии, млн кВт·ч		
16.	Удельные расходы, руб./тыс. кВт·ч, из них:		
	переменная составляющая		
	в том числе:		
	- топливная составляющая		
	- водный налог		
	- покупная электроэнергия		
17.	Условно-постоянные расходы, в том числе:		
17.1.	По источникам энергии		
17.2.	По сетям		
17.3.	Сумма общехозяйственных расходов		

Таблица П1.18.1

**Калькуляция расходов, связанных с производством  
электрической энергии ЭСО (ПЭ), тыс. руб.**

№ п.п.	Калькуляционные статьи затрат	Базовый период	Период регулируемого
1	2	3	4
1.	Топливо на технологические цели		
2.	Вода на технологические цели		
3.	Основная оплата труда производственных рабочих		
4.	Дополнительная оплата труда производственных рабочих		
5.	Отчисления на соц. нужды с оплаты производственных рабочих		
6.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, в том числе:		
6.1.	амортизация производственного оборудования		
6.2.	отчисления в ремонтный фонд в случае его формирования		
6.3.	другие расходы по содержанию и эксплуатации оборудования		
7.	Расходы по подготовке и освоению производства (пусковые работы)		
8.	Цеховые расходы		
9.	Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:		
9.1.	Целевые средства на НИОКР		
9.2.	Средства на страхование		
9.3.	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ		
9.4.	Отчисления в ремонтный фонд		
9.5.	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы), всего, в том числе:		
	- налог на землю		
9.6.	Другие затраты, относимые на себестоимость продукции, всего, в том числе:		
9.6.1.	Арендная плата		
10.	Водный налог (ГЭС)		
11.	Недополученный по независящим причинам доход		
12.	Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования		
13.	Итого производственные расходы		
14.	Отпуск электроэнергии с шин, млн кВт·ч		
15.	Удельные расходы, руб./тыс. кВт·ч, из них:		
	переменная составляющая		
	в том числе:		
	- топливная составляющая		
	- водный налог		
16.	Условно-постоянные расходы, в том числе:		
16.1.	Сумма общехозяйственных расходов		

Таблица П1.18.2

**Калькуляция расходов, связанных с передачей электрической энергии, тыс. руб.**

№ п.п.	Калькуляционные статьи затрат	Базовый период		Период регулирования	
		всего	из них расходы на сбыт	всего	из них расходы на сбыт
1	2	3	4	5	6
1.	Основная оплата труда производственных рабочих				
2.	Дополнительная оплата труда производственных рабочих				
3.	Отчисления на соц. нужды с оплаты производственных рабочих				
4.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, в том числе:				
4.1.	амортизация производственного оборудования				
	ВН				
	СН1				
	СН11				
	НН				
4.2.	отчисления в ремонтный фонд				
4.3.	другие расходы по содержанию и эксплуатации оборудования				
5.	Расходы по подготовке и освоению производства (пусковые работы)				
6.	Цеховые расходы				
7.	Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:				
7.1.	Целевые средства на НИОКР				
7.2.	Средства на страхование				
7.3.	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ				
7.4.	Отчисления в ремонтный фонд в случае его формирования				
7.5.	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы), всего, в том числе:				
	- налог на землю				
	ВН				
	СН1				
	СН11				
	НН				
7.6.	Другие затраты, относимые на себестоимость продукции, всего, в том числе:				
7.6.1.	Арендная плата				
8.	Недополученный по независящим причинам доход				
9.	Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования				
10.	Итого производственные расходы, в том числе:				
	ВН				
	СН1				
	СН11				
	НН				
11.	Полезный отпуск электроэнергии, млн кВт·ч				
12.	Удельные расходы, руб./тыс. кВт·ч				
13.	Условно-постоянные затраты, в том числе:				
13.1.	Сумма общехозяйственных расходов				
14.	Оплата за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности), передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети				



Таблица П1.19

**Калькуляция расходов, связанных с производством  
и передачей тепловой энергии, тыс. руб.**

№ п.п.	Калькуляционные статьи затрат	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
1.	Топливо на технологические цели		
2.	Вода на технологические цели		
3.	Основная оплата труда производственных рабочих		
4.	Дополнительная оплата труда производственных рабочих		
5.	Отчисления на соц. нужды с оплаты производственных рабочих		
6.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, в том числе:		
6.1.	амортизация производственного оборудования		
6.2.	отчисления в ремонтный фонд		
6.3.	другие расходы по содержанию и эксплуатации оборудования		
7.	Расходы по подготовке и освоению производства (пусковые работы)		
8.	Цеховые расходы		
9.	Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:		
9.1.	Целевые средства на НИОКР		
9.2.	Средства на страхование		
9.3.	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ		
9.4.	Отчисления в ремонтный фонд в случае его формирования		
9.5.	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы), всего, в том числе:		
	- налог на землю		
9.6.	Другие затраты, относимые на себестоимость продукции, всего, в том числе:		
9.6.1.	Арендная плата		
10.	Покупная энергия		
10.1.	Относимая на условно-постоянные расходы		
10.2.	Относимая на переменные расходы		
11.	Недополученный по независящим причинам доход		
12.	Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования		
13.	Итого производственные расходы		
14.	Полезный отпуск теплоты, тыс. Гкал		
15.	Удельные расходы, руб./Гкал, из них:		
	переменная составляющая		
	в том числе:		
	- топливная составляющая		
	- покупная теплоты		
16.	Условно-постоянные расходы, в том числе:		
16.1.	По источникам энергии		
16.2.	По сетям		
16.3.	Сумма общехозяйственных расходов		

Таблица П1.19.1

**Калькуляция расходов,  
связанных с производством тепловой энергии, тыс. руб.**

№ п.п.	Калькуляционные статьи затрат	Базовый период		Период регулирования	
		всего	из них расходы на сбыт	всего	из них расходы на сбыт
1	2	3	4	5	6
1.	Топливо на технологические цели, всего:				
2.	Вода на технологические цели				
3.	Основная оплата труда производственных рабочих				
4.	Дополнительная оплата труда производственных рабочих				
5.	Отчисления на соц. нужды с оплаты производственных рабочих				
6.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, в том числе:				
6.1.	амортизация производственного оборудования				
6.2.	отчисления в ремонтный фонд				
6.3.	другие расходы по содержанию и эксплуатации оборудования				
7.	Расходы по подготовке и освоению производства (пусковые работы)				
8.	Цеховые расходы				
9.	Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:				
9.1.	Целевые средства на НИОКР				
9.2.	Средства на страхование				
9.3.	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ				
9.4.	Отчисления в ремонтный фонд в случае его формирования				
9.5.	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы), всего, в том числе:				
	- налог на землю				
9.6.	Другие затраты, относимые на себестоимость продукции, всего, в том числе:				
9.6.1.	Арендная плата				
10.	Недополученный по независящим причинам доход				
11.	Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования				
12.	Итого производственные расходы				
13.	Отпуск теплоэнергии с коллекторов, тыс. Гкал				
14.	Удельные расходы, руб./Гкал, в том числе:				
	- топливная составляющая				
15.	Условно-постоянные расходы, в том числе:				
15.1.	Сумма общехозяйственных расходов				

Таблица П1.19.2

**Калькуляция расходов, по передаче тепловой энергии, тыс. руб.**

№ п.п.	Калькуляционные статьи затрат	Базовый период		Период регулирования	
		всего	из них расходы на сбыт	всего	из них расходы на сбыт
1	2	3	4	5	6
1.	Расходы на компенсацию затрат (потерь) ресурсов на технологические цели, всего: в том числе:				
1.1.	- затрат (потерь) теплоносителей (пар, гор. вода)				
1.2.	- потерь тепловой энергии				
1.3.	- затрат электроэнергии				
2.	Основная оплата труда производственных рабочих				
3.	Дополнительная оплата труда производственных рабочих				
4.	Отчисления на соц. нужды с оплаты производственных рабочих				
5.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, в том числе:				
5.1.	амортизация производственного оборудования				
5.2.	отчисления в ремонтный фонд				
5.3.	другие расходы по содержанию и эксплуатации оборудования				
6.	Расходы по подготовке и освоению производства (пусковые работы)				
7.	Цеховые расходы				
8.	Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:				
8.1.	Целевые средства на НИОКР				
8.2.	Средства на страхование				
8.3.	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ				
8.4.	Отчисления в ремонтный фонд в случае его формирования				
8.5.	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы), всего, в том числе:				
	- налог на землю				
	- налог на пользователей автодорог				
8.6.	Другие затраты, относимые на себестоимость продукции, всего, в том числе:				
8.6.1.	Арендная плата				
9.	Недополученный по независящим причинам доход				
10.	Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования				
11.	Итого производственные расходы				
12.	Полезный отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал				
13.	Удельные расходы, руб./Гкал				
14.	Условно-постоянные расходы, в том числе:				
14.1.	Сумма общехозяйственных расходов				

Таблица П1.20

**Расчет источников финансирования капитальных вложений, тыс. руб.**

№ п.п.	Наименование	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
1.	Объем капитальных вложений - всего, в том числе:		
	- на производственное и научно-техническое развитие		
	- на непроизводственное развитие		
2.	Финансирование капитальных вложений из средств - всего		
2.1.	Амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов (100%)		
2.2.	Неиспользованных средств на начало года		
2.3.	Федерального бюджета		
2.4.	Местного бюджета		
2.5.	Регионального (республиканского, краевого, областного) бюджета		
2.6.	Прочих		
2.7.	Средства, полученные от реализации ценных бумаг		
2.8.	Кредитные средства		
2.9.	Итого по пп. 2.1 – 2.8		
2.10.	Прибыль (п. 1 – п. 2.9):		
	- отнесенная на производство электрической энергии		
	- отнесенная на передачу электрической энергии		
	- отнесенная на производство тепловой энергии		
	- отнесенная на передачу тепловой энергии		

Таблица П1.20.1

**Справка о финансировании и освоении  
капитальных вложений по источникам электроэнергии  
(производство электроэнергии), тыс. руб.**

Наименование строек	Утверждено на базовый период	В течение базового периода		Остаток финанси- рования	План на период регули- рования	Источник финанси- рования
		Освоено фактически	Профинан- сировано			
1	2	3	4	5	6	7
Всего						
в т. ч.						

Таблица П1.20.2

**Справка**  
**о финансировании и освоении капитальных вложений по источникам**  
**тепловой энергии (производство тепловой энергии), тыс. руб.**

Наименование строек	Утверждено на базовый период	В течение базового периода		Остаток финанси- рования	План на период регули- рования	Источник финанси- рования
		Освоено фактически	Профинан- сировано			
1	2	3	4	5	6	7
Всего						
в т. ч.						

Таблица П1.20.3

**Справка**  
**о финансировании и освоении капитальных вложений**  
**в электросетевое строительство (передача электроэнергии), тыс. руб.**

Наименование строек	Утверждено на базовый период	В течение базового периода		Остаток финанси- рования	План на период регули- рования	Источник финанси- рования
		Освоено фактически	Профинан- сировано			
1	2	3	4	5	6	7
Всего						
в т. ч.						

Таблица П1.20.4

**Справка**  
**о финансировании и освоении капитальных вложений**  
**в теплосетевое строительство (передача тепловой энергии), тыс. руб.**

Наименование строек	Утверждено на базовый период	В течение базового периода		Остаток финанси- рования	План на период регули- рования	Источник финанси- рования
		Освоено фактически	Профинан- сировано			
1	2	3	4	5	6	7
Всего						
в т. ч.						

Таблица П1.21

**Расчет балансовой прибыли, принимаемой при установлении  
тарифов на электрическую и тепловую энергию, тыс. руб.**

№ п.п.	Наименование	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
1.	Прибыль на развитие производства, в том числе:		
	- капитальные вложения		
2.	Прибыль на социальное развитие, в том числе:		
	- капитальные вложения		
3.	Прибыль на поощрение		
4.	Дивиденды по акциям		
5.	Прибыль на прочие цели		
	- % за пользование кредитом		
	- услуги банка		
	- другие (с расшифровкой)		
6.	Прибыль, облагаемая налогом		
7.	Налоги, сборы, платежи - всего, в том числе:		
	- на прибыль		
	- на имущество		
	- плата за выбросы загрязняющих веществ		
	- другие налоги и обязательные сборы и платежи (с расшифровкой)		
8.	Прибыль от товарной продукции		
8.1.	За счет реализации электрической энергии		
8.1.1.	- производство электрической энергии		
8.1.2.	- передача электрической энергии		
8.2.	За счет реализации тепловой энергии		
8.2.1.	- производство тепловой энергии		
8.2.2.	- передача тепловой энергии		

Таблица П1.21.1

**Расчет балансовой прибыли, принимаемой при установлении тарифов на производство электрической энергии, тыс. руб.**

№ п.п.	Наименование	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
1.	Прибыль на развитие производства, в том числе:		
	- капитальные вложения		
2.	Прибыль на социальное развитие, в том числе:		
	- капитальные вложения		
3.	Прибыль на поощрение		
4.	Дивиденды по акциям		
5.	Прибыль на прочие цели		
	- % за пользование кредитом		
	- услуги банка		
	- другие (с расшифровкой)		
6.	Прибыль, облагаемая налогом		
7.	Налоги, сборы, платежи - всего, в том числе:		
	- на прибыль		
	- на имущество		
	- плата за выбросы загрязняющих веществ		
	- другие налоги и обязательные сборы и платежи (с расшифровкой)		
8.	Прибыль от товарной продукции		

Таблица П1.21.2

**Расчет балансовой прибыли, принимаемой при установлении тарифов на производство тепловой энергии, тыс. руб.**

№ п.п.	Наименование	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
1.	Прибыль на развитие производства, в том числе:		
	- капитальные вложения		
2.	Прибыль на социальное развитие, в том числе:		
	- капитальные вложения		
3.	Прибыль на поощрение		
4.	Дивиденды по акциям		
5.	Прибыль на прочие цели		
	- % за пользование кредитом		
	- услуги банка		
	- другие (с расшифровкой)		
6.	Прибыль, облагаемая налогом		
7.	Налоги, сборы, платежи - всего, в том числе:		
	- на прибыль		
	- на имущество		
	- плата за выбросы загрязняющих веществ		
	- другие налоги и обязательные сборы и платежи (с расшифровкой)		
8.	Прибыль от товарной продукции		

Таблица П1.21.3

**Расчет балансовой прибыли, принимаемой при установлении  
тарифов на передачу электрической энергии, тыс. руб.**

№ п.п.	Калькуляционные статьи затрат	Базовый период		Период регулирования	
		всего	из них на сбыт	всего	из них на сбыт
1	2	3	4	5	6
1.	Прибыль на развитие производства, в том числе:				
	- капитальные вложения				
	ВН				
	СН1				
	СН11				
	НН				
2.	Прибыль на социальное развитие, в том числе:				
	- капитальные вложения				
3.	Прибыль на поощрение				
4.	Дивиденды по акциям				
5.	Прибыль на прочие цели				
	- % за пользование кредитом				
	- услуги банка				
	- другие (с расшифровкой)				
6.	Прибыль, облагаемая налогом				
7.	Налоги, сборы, платежи				
	- всего				
	в том числе:				
	- на прибыль				
	ВН				
	СН1				
	СН11				
	НН				
	- на имущество				
	ВН				
	СН1				
	СН11				
	НН				
	- плата за выбросы загрязняющих веществ				
	- другие налоги и обязательные сборы и платежи (с расшифровкой)				
8.	Прибыль от товарной продукции, в том числе:				
	ВН				
	СН1				
	СН11				
	НН				



Таблица П1.21.4

**Расчет балансовой прибыли, принимаемой при установлении  
тарифов на передачу тепловой энергии, тыс. руб.**

№ п.п.	Наименование	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
1.	Прибыль на развитие производства, в том числе:		
	- капитальные вложения		
2.	Прибыль на социальное развитие, в том числе:		
	- капитальные вложения		
3.	Прибыль на поощрение		
4.	Дивиденды по акциям		
5.	Прибыль на прочие цели		
	- % за пользование кредитом		
	- услуги банка		
	- другие (с расшифровкой)		
6.	Прибыль, облагаемая налогом		
7.	Налоги, сборы, платежи		
	- всего,		
	в том числе:		
	- на прибыль		
	- на имущество		
	- плата за выбросы загрязняющих веществ		
	- другие налоги и обязательные сборы и платежи (с расшифровкой)		
8.	Прибыль от товарной продукции, в том числе		
8.1.	отнесенная на сбытовую деятельность		

**Расчет  
экономически обоснованного тарифа продажи ЭСО (ПЭ)**

№ п.п.	Показатели	Ед. изм.	Электро- энергия	Базовый период				Всего
				Система централи- зованного тепло- снабжение N...	Система централи- зованного тепло- снабжение N...	Система централи- зованного тепло- снабжение N...	Всего	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Условно-переменные расходы	тыс. руб.						
1.1.	Электростанции ЭСО - всего							
	в т. ч. по источникам							
1.2.	С оптового рынка							
1.3.	ПЭ1 - всего							
	в т. ч. по источникам							
	...							
2.	Условно-постоянные расходы	тыс. руб.						
2.1.	Электростанции ЭСО - всего							
	в т. ч. по источникам							
2.2.	С оптового рынка							
2.3.	ПЭ1 - всего							
	в т. ч. по источникам							
	...							
3.	Расходы всего (п. 1 + п. 2)	тыс. руб.						
3.1.	Электростанции ЭСО - всего							
	в т. ч. по источникам							
3.2.	С оптового рынка							
3.3.	ПЭ1 - всего							
	в т. ч. по источникам							
	...							
4.	Прибыль	тыс. руб.						
	...							
5.	Рентабельность (п. 4 / п. 3 * 100%)	%						
5.1.	Электростанции ЭСО - всего							
	в т. ч. по источникам							
5.2.	С оптового рынка							
5.3.	ПЭ1 - всего							
	в т. ч. по источникам							
	...							
6.	Необходимая валовая выручка	тыс. руб.						
6.1.	Электростанции ЭСО - всего							
	в т. ч. по источникам							

Таблица П1.22 (окончание)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6.2.	С оптового рынка							
6.3.	ПЭ1 - всего							
	в т. ч. по источникам							
	...							
7.	Установленная мощность, тыс. кВт	тыс. кВт (Гкал/ч)						
7.1.	Электростанции ЭСО - всего							
	в т. ч. по источникам							
7.2.	С оптового рынка							
7.3.	ПЭ1 - всего							
	в т. ч. по источникам							
	...							
8.	Отпуск энергии	млн. кВт.ч						
8.1.	Электростанции ЭСО - всего	(тыс.Гкал)						
	в т. ч. по источникам							
8.2.	С оптового рынка							
8.3.	ПЭ1 - всего							
	в т. ч. по источникам							
	...							
9.	Средний одноставочный тариф продажи Тгк(ср)	руб./ тыс. кВт.ч						
9.1.	Электростанции ЭСО - всего	(руб./Гкал)						
	в т. ч. по источникам							
9.2.	С оптового рынка							
9.3.	ПЭ1 - всего							
	в т. ч. по источникам (расчетный)							
	...							
10.	Ставка за мощность	руб./тыс.						
10.1.	Электростанции ЭСО - всего	кВт						
	в т. ч. по источникам	(руб./Гкал)						
10.2.	С оптового рынка	час)						
10.3.	ПЭ1 - всего							
	в т. ч. по источникам (расчетный)							
	...							
11.	Ставка за энергию	руб./тыс.						
11.1.	Электростанции ЭСО - всего	кВт.ч						
	в т. ч. по источникам	(руб./Гкал)						
11.2.	С оптового рынка							
11.3.	ПЭ1 - всего							
	в т. ч. по источникам (расчетный)							
	...							

Таблица П1.23

**Расчет экономически обоснованного тарифа  
покупки электроэнергии потребителями**

№ п.п.	Наименование показателей	Единицы измерения	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4	5
1.	Полезный отпуск электрической энергии потребителям, всего	млн кВт·ч		
	в т. ч.			
1.1.	Потребителям группы 1	млн кВт·ч		
1.1.1.	в том числе по базовой части тарифа (п. 1.1 x п. 3)	млн кВт·ч		
1.2.	Потребителям групп 2 – 3	млн кВт·ч		
2.	Заявленная (расчетная) мощность потребителей, всего	МВт мес.		
	в т. ч.			
2.1.	Потребителям группы 1	МВт мес.		
2.1.1.	в том числе по базовой части тарифа (п. 2.1 x п. 3)	МВт мес.		
2.2.	Потребителям групп 2 – 3	МВт мес.		
3.	Доля полезного отпуска потребителей группы 1 в общем полезном отпуске потребителям, $K_1 = \text{п. 1.1} / \text{п. 1}$	—		
4.	Базовая часть тарифа группы 1 (п. 4.1 x п. 1.1.1 + п. 4.2 x п. 2.1.1 x M) / п. 1.1.1	руб./МВт·ч		
4.1.	ставка на энергию	руб./МВт·ч		
4.2.	ставка на мощность	руб./МВт·ч		
5.	Оставшаяся часть тарифа группы 1 (п. 5.1 x (п. 1.1 – п. 1.1.1) + п. 5.2 x (п. 2.1 – п. 2.1.1) x M) / (п. 1.1 – п. 1.1.1)	руб./МВт·ч		
5.1.	ставка на энергию	руб./МВт·ч		
5.2.	ставка на мощность	руб./МВт·ч		
6.	Тариф покупки электроэнергии потребителями группы 1	руб./МВт·ч		
6.1.	ставка на энергию (п. 4.1 x п. 1.1.1 + п. 5.1 x (п. 1.1 – п. 1.1.1)) / п. 1.1	руб./МВт·ч		
6.2.	ставка на мощность (п. 4.2 x п. 2.1.1 + п. 5.2 x (п. 2.1 – п. 2.1.1)) / п. 2.1	руб./МВт·ч		
7.	Тариф покупки электроэнергии потребителями групп 2 – 3 (п. 1.2 x п. 7.1 + п. 2.2 x п. 7.2) / п. 1.2	руб./МВт·ч		
7.1.	ставка на энергию	руб./МВт·ч		
7.2.	ставка на мощность	руб./МВт·ч		

Таблица П1.24

**Расчет платы за услуги  
по содержанию электрических сетей**

№ п.п.	Наименование	Единицы измерения	Базовый период		Период регулирования	
			всего	из них на сбыт	всего	из них на сбыт
1	2	3	4	5	6	7
1.	Расходы, отнесенные на передачу электрической энергии (п. 11 табл. П.1.18.2)	тыс. руб.				
1.1.	ВН					
1.2.	СН					
	в т. ч. СН1					
	СН11					
1.3.	НН					
2.	Прибыль, отнесенная на передачу электрической энергии (п. 8 табл. П 1.21.3)	тыс. руб.				
2.1.	ВН					
2.2.	СН					
	в т. ч. СН1					
	СН11					
2.3.	НН					
3.	Рентабельность (п. 2 / п. 1 * 100%)	%				
4.	Необходимая валовая выручка, отнесенная на передачу электрической энергии (п. 1 + п. 2)	тыс. руб.				
4.1.	ВН					
4.2.	СН					
	в т. ч. СН1					
	СН11					
4.3.	НН					
5.	Плата за услуги на содержание электрических сетей по диапазонам напряжения в расчете на 1 МВт согласно формулам (31) – (33)	руб./МВт мес.				
5.1.	ВН					
5.2.	СН					
	в т. ч. СН1					
	СН11					
5.3.	НН					
6.	Плата за услуги на содержание электрических сетей по диапазонам напряжения в расчете на 1 МВтч согласно формулам (34) – (36)	руб./МВт·ч				
6.1.	ВН					
6.2.	СН					
	в т. ч. СН1					
	СН11					
6.3.	НН					

Таблица П1.24.1

## Расчет платы за услуги по передаче тепловой энергии

№ п.п.	Наименование	Единицы измерения	Водяные тепловые сети		Паровые тепловые сети		Всего по ЭСО (теплосетевой организации)	
			Базовый период	Период регулирования	Базовый период	Период регулирования	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Затраты, отнесенные на передачу тепловой энергии (п. 11 табл. П1.19.2.), в т. ч.	тыс. руб.						
	1.1. Вода на технологические цели: - всего	тыс. руб.						
	- в т.ч. на компенсацию потерь сетевой воды	тыс. руб.						
	1.2. Покупная энергия на производственные и хозяйственные нужды: всего, в т. ч.	тыс. руб.						
	- на компенсацию потерь тепловой энергии	тыс. руб.						
	- на компенсацию затрат электроэнергии	тыс. руб.						
2.	Прибыль, отнесенная на передачу тепловой энергии (п. 8 табл. П.1.21.4)	тыс. руб.						
3.	Рентабельность (п. 2 / п. 1 * 100%)	%						
4.	Необходимая валовая выручка, отнесенная на передачу тепловой энергии (п. 1 + п. 2)	тыс. руб.						
5.	Расчетная (присоединенная) тепловая мощность (нагрузка) по договорам	Гкал/ч						
6.	Плата за услуги по передаче тепловой энергии согласно формуле (44)	тыс. руб. Гкал/ч						

Примечание: заполняется всего и отдельно по каждой СЦТ.

Таблица П1.25

**Расчет ставки по оплате  
технологического расхода (потерь) электрической  
энергии на ее передачу по сетям**

№ п.п.	Наименование	Единицы измерения	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4	5
1.	Средневзвешенный тариф на электрическую энергию	руб./МВт·ч		
2.	Отпуск электрической энергии в сеть с учетом величины сальдо-перетока электроэнергии	млн кВт·ч		
2.1.	ВН			
2.2.	СН			
	в т. ч. СН1			
	СН11			
2.3.	НН			
3.	Потери электрической энергии	%		
3.1.	ВН			
3.2.	СН			
	в т. ч. СН1			
	СН11			
3.3.	НН			
4.	Полезный отпуск электрической энергии	млн кВт·ч		
4.1.	ВН			
4.2.	СН			
	в т. ч. СН1			
	СН11			
4.3.	НН			
5.	Расходы на компенсацию потерь	тыс. руб.		
5.1.	ВН			
5.2.	СН			
	в т. ч. СН1			
	СН11			
5.3.	НН			
6.	Ставка на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на ее передачу по сетям	руб./МВт·ч		
6.1.	ВН			
6.2.	СН			
	в т. ч. СН1			
	СН11			
6.3.	НН			

Таблица П1.26

**Расчет дифференцированных по времени суток  
ставок платы за электрическую энергию**

№ п.п.	Наименование	Единицы измерения	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4	5
1.	Полезный отпуск электроэнергии ПЭ (энергоснабжающей организации), всего, в т. ч.:	млн кВт·ч		
1.1.	- в период ночных провалов графика нагрузки;			
1.2.	- в часы максимальных (пиковых) нагрузок;	млн кВт·ч		
1.3.	- в остальное время суток (полупик).	млн кВт·ч		
4.	Условно-переменные расходы электроэнергии, отпущенной ПЭ (энергоснабжающей организацией) в период ночных провалов графика нагрузки	тыс. руб.		
5.	Средний одноставочный тариф на электроэнергию по ПЭ (энергоснабжающей организации)	руб./тыс. кВт·ч		
6.	Тарифная ставка за электроэнергию в ночной зоне – тариф ночь (п. 4 / п. 1.1)	руб./тыс. кВт·ч		
7.	Тарифная ставка за электроэнергию в полупиковой зоне – тариф полупик (п. 5 / п. 1.3)	руб./тыс. кВт·ч		
8.	Тарифная ставка за электроэнергию в пиковой зоне - тариф пик ((п. 5 х п. 1 - п. 6 х п. 1.1 - п. 7 х п. 1.3) / п. 1.2)	руб./тыс. кВт·ч		



Таблица П1.27

## Экономически обоснованные тарифы на электрическую энергию (мощность) по группам потребителей

№ п.п.	Группа потребителей	Ед. изм.	Базовые потребители						В том числе Потребитель 1						Население					
			Всего	ВН	СН1	СН11	НН	Всего	ВН	СН1	СН11	НН	Всего	ВН	СН1	СН11	НН			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18			
1.	Объем полезного отпуска	млн кВт·ч																		
2.	Заявленная мощность	МВт																		
3.	Тариф на покупку электрической энергии	руб./МВт·ч																		
3.1.	Ставка за мощность	руб./МВт. мес.																		
3.2	Ставка за энергию	руб./МВт·ч																		
4.	Стоимость единицы услуг	руб./МВт·ч																		
4.1.	Плата за услуги по передаче электрической энергии	руб./МВт·ч																		
4.1.1.	Ставка на содержание электросетей	руб./МВт. мес.																		
4.1.2.	Ставка по оплате потерь	руб./МВт·ч																		
4.2	Плата за иные услуги	руб./МВт. мес.																		
5.	Средний одноставочный тариф п. 3 + п. 4	руб./МВт·ч																		
5.1.	Плата за мощность п. 3.1 + п. 4.1.1 + п. 4.2	руб./МВт. мес.																		
5.2.	Плата за энергию п. 3.2 + п. 4.1.2	руб./МВт·ч																		
6.	Товарная продукция, всего п. 5 х п. 1	тыс. руб.																		
6.1.	в том числе - за электроэнергию (мощность) п. 3 х п. 1	тыс. руб.																		
6.2.	- за услуги п. 4 х п. 1	тыс. руб.																		
	То же п. 6																			
6.1.	- за мощность п. 5.1 х п. 2 х М	тыс. руб.																		
6.2.	- за электрическую энергию п. 5.2 х п. 1	тыс. руб.																		

№ п.п.	Группа потребителей	Ед. изм.	Прочие					В том числе Бюджетные потребители					Всего собственным потребителям				
			Всего	ВН	СН1	СН11	НН	Всего	ВН	СН1	СН11	НН	Всего	ВН	СН1	СН11	НН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1.	Объем полезного отпуска	млн кВт·ч															
2.	Заявленная мощность	МВт															
3.	Тариф на покупку электрической энергии	руб./МВт·ч															
3.1.	Ставка за мощность	руб./МВт. мес.															
3.2.	Ставка за энергию	руб./МВт·ч															
4.	Стоимость единицы услуг	руб./МВт·ч															
4.1.	Плата за услуги по передаче электрической энергии	руб./МВт·ч															
4.1.1.	Ставка на содержание электросетей	руб./МВт. мес.															
4.1.2.	Ставка по оплате потерь	руб./МВт·ч															
4.2.	Плата за иные услуги	руб./МВт. мес.															
5.	Средний одноставочный тариф п. 3 + п. 4	руб./МВт·ч															
5.1.	Плата за мощность п. 3.1 + п. 4.1.1 + п. 4.2	руб./МВт. мес.															
5.2.	Плата за энергию п. 3.2 + п. 4.1.2	руб./МВт·ч															
6.	Товарная продукция, всего п. 5 х п. 1	тыс. руб.															
6.1.	в том числе - за электроэнергию (мощность) п. 3 х п. 1	тыс. руб.															
6.2.	- за услуги п. 4 х п. 1	тыс. руб.															
	То же п. 6																
6.1.	- за мощность п. 5.1 х п. 2 х М	тыс. руб.															
6.2.	- за электрическую энергию п. 5.2 х п. 1	тыс. руб.															

Продолжение Таблицы П1.27

№ п.п.	Группа потребителей	Ед. изм.	Потребителям по прямым договорам (субъектам оптового рынка)						Всего			
			Всего	ВН	СН1	СН11	НН	Всего	ВН	СН1	СН11	НН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Объем полезного отпуска	млн кВт·ч										
2.	Заявленная мощность	МВт										
3.	Тариф на покупку электрической энергии	руб./МВт·ч	-	-	-	-	-					
3.1.	Ставка за мощность	руб./МВт. мес.	-	-	-	-	-					
3.2.	Ставка за энергию	руб./МВт·ч	-	-	-	-	-					
4.	Стоимость единицы услуг	руб./МВт·ч										
4.1.	Плата за услуги по передаче электрической энергии	руб./МВт·ч										
4.1.1.	Ставка на содержание электросетей	руб./МВт. мес.										
4.1.2.	Ставка по оплате потерь	руб./МВт·ч										
4.2.	Плата за иные услуги	руб./МВт. мес.	-	-	-	-	-					
5.	Средний одноставочный тариф п. 3 + п. 4	руб./МВт·ч										
5.1.	Плата за мощность п. 3.1 + п. 4.1.1 + п. 4.2	руб./МВт. мес.										
5.2.	Плата за энергию п. 3.2 + п. 4.1.2	руб./МВт·ч										
6.	Товарная продукция, всего п. 5 х п. 1	тыс. руб.										
6.1.	в том числе - за электроэнергию (мощность) п. 3 х п. 1 - за услуги п. 4 х п. 1	тыс. руб.	-	-	-	-	-					
6.2.	То же п. 6	тыс. руб.										
6.1.	- за мощность п. 5.1 х п. 2 х М	тыс. руб.										
6.2.	- за электрическую энергию п. 5.2 х п. 1	тыс. руб.										

Таблица П1.28

**Расчет одноставочных экономически обоснованных тарифов  
на тепловую энергию по СЦТ (ЗСО)**

	Потребители	Энергия, тыс. Гкал	Ставка за мощность, тыс. руб./Гкал/ч	Ставка за энергию, руб./Гкал	Одноставочный тариф, руб./Гкал	Сумма реализации, тыс. руб.
1	2	3	4	5	6	7
1.	Потребитель, получающий тепловую энергию непосредственно с коллекторов ТЭЦ и котельных - горячая вода - пар от 1,2 до 2,5 кгс/см <sup>2</sup> - пар от 2,5 до 7,0 кгс/см <sup>2</sup> - пар от 7,0 до 13,0 кгс/см <sup>2</sup> - пар свыше 13,0 кгс/см <sup>2</sup> - острый и редуцированный пар					

Таблица П1.28.1

**Расчет ставок платы за тепловую мощность  
для потребителей пара и горячей воды по СЦТ (ЗСО)**

		Единицы измерения	Базовый период	Период регуляр.
1	2	3	4	5
1.	Общая составляющая постоянных расходов и прибыли энергоснабжающей организации	тыс. руб.		
2.	Средняя за период регулирования тепловая нагрузка (в виде пара и горячей воды) всех потребителей	Гкал/ч		
3.	Общая ставка платы за тепловую мощность	руб./Гкал/ч		

Таблица П1.28.2

**Расчет дифференцированных ставок  
за тепловую энергию для потребителей  
пара различных параметров и горячей воды по СЦТ (ЗСО)**

		Единицы измерения	Базовый период	Период регуляр.
1	2	3	4	5
1.	Приведенный удельный расход топлива на 1 Гкал теплоэнергии, отпущенной с коллекторов ТЭС	кг/Гкал		
2.	Тарифные ставки за энергию для потребителей пара	руб./Гкал		
	- отборный пар от 1,2 до 2,5 кгс/см <sup>2</sup>	руб./Гкал		
	- отборный пар от 2,5 до 7,0 кгс/см <sup>2</sup>	руб./Гкал		
	- отборный пар от 7,0 до 13,0 кгс/см <sup>2</sup>	руб./Гкал		
	- отборный пар свыше 13,0 кгс/см <sup>2</sup>	руб./Гкал		
	- острый и редуцированный пар	руб./Гкал		
3.	Тарифная ставка за энергию для потребителей горячей воды с коллекторов ТЭС	руб./Гкал		
4.	Удельный расход топлива на 1 Гкал теплоэнергии, отпущенной в виде горячей воды	кг/Гкал		
5.	Тарифные ставки за энергию для потребителей горячей воды	руб./Гкал		

Таблица П1.28.3

Расчет экономически обоснованных тарифов на тепловую энергию (мощность) по группам потребителей

№ п.п.	Группа потребителей	Ед. изм.	всего	Всего по потребителям								В том числе бюджетные потребители					
				горя- чая вода	отбор- ный пар	в том числе					горя- чая вода	отбор- ный пар	в том числе				
						1,2-2,5 кгс/см <sup>2</sup>	2,5-7,0 кгс/см <sup>2</sup>	7,0- 13,0 кгс/см <sup>2</sup>	>13 кгс/см <sup>2</sup>	острый и редуциро- ванный			1,2-2,5 кгс/см <sup>2</sup>	2,5-7,0 кгс/см <sup>2</sup>	7,0- 13,0 кгс/см <sup>2</sup>	>13 кгс/см <sup>2</sup>	острый и редуциро- ванный
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10	12	13	14	15	16	17	18
1.	Объем полезного отпуска	тыс. Гкал															
2.	Расчетная (присоединенная) тепловая мощность (нагрузка)	Гкал/ч															
3.	Тариф на покупку тепловой энергии	руб./Гкал															
3.1.	Ставка за мощность	тыс. руб./ Гкал/ч															
3.2.	Ставка за энергию	руб./Гкал															
4.	Средний одноставочный тариф	руб./Гкал															
5.	Плата за услуги по передаче тепловой энергии	тыс. руб./ Гкал/ч															
6.	Товарная продукция всего п. 5 х п. 1	тыс. руб.															
	в том числе																
6.1.	- за тепловую энергию п. 3 х п. 1	тыс. руб.															
6.2.	- за услуги п. 4 х п. 1	тыс. руб.															

Таблица П1.29

## Укрупненная структура тарифа на электрическую энергию для потребителей

№ п.п.	Показатель	Единицы измерения	Стоимость покупки единицы электро- энергии	Стоимость услуг, всего	Стоимость услуг по передаче	Диапазоны напряжения					Зонные тарифы		
						ВН	СН1	СН11	НН	Ночная зона	Полупиковая зона	Пиковая зона	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
1.	Базовые потребители												
1.1.	Потребитель 1												
	Одноставочный тариф	руб./тыс.кВт·ч											
	Двухставочный тариф												
	Ставка за мощность	руб./МВт. мес.											
	Ставка за энергию	руб./тыс.кВт·ч											
1.2.	Потребитель 2												
	Одноставочный тариф	руб./тыс.кВт·ч											
	Двухставочный тариф												
	Ставка за мощность	руб./МВт. мес.											
	Ставка за энергию	руб./тыс.кВт·ч											
1.3.	...												
2.	Население												
	Одноставочный тариф	руб./тыс.кВт·ч											
3.	Прочие потребители												
	Одноставочный тариф	руб./тыс.кВт·ч											
	Двухставочный тариф												
	Ставка за мощность	руб./МВт. мес.											
	Ставка за энергию	руб./тыс.кВт·ч											
3.1.	В том числе бюджетные потребители												
	Одноставочный тариф	руб./тыс.кВт·ч											
	Двухставочный тариф												
	Ставка за мощность	руб./МВт. мес.											
	Ставка за энергию	руб./тыс.кВт·ч											

**СИСТЕМА УСЛОВНЫХ ЕДИНИЦ  
ДЛЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЩЕЙ СУММЫ  
ТАРИФНОЙ ВЫРУЧКИ ПО КЛАССАМ НАПРЯЖЕНИЯ**

Таблица П2.1

**Объем воздушных линий электропередач (ВЛЭП) и  
кабельных линий электропередач (КЛЭП) в условных единицах в зависимости от  
протяженности, напряжения, конструктивного использования и материала опор**

	Напряжение, кВ	Количество цепей на опоре	Материал опор	Количество услов- ных единиц (у) на 100 км трассы ЛЭП у/100 км	Протяженность, км	Объем условных единиц, у
1	2	3	4	5	6	7 = 5 x 6/100
ВЛЭП	1150	–	металл	800		
	750	1	металл	600		
	400-500	1	металл	400		
			ж/бетон	300		
	330	1	металл	230		
			ж/бетон	170		
		2	металл	290		
			ж/бетон	210		
	220	1	дерево	260		
			металл	210		
			ж/бетон	140		
		2	металл	270		
			ж/бетон	180		
			110-150	1	дерево	180
	металл	160				
	ж/бетон	130				
	2	металл		190		
		ж/бетон		160		
КЛЭП		220		–	–	3000
	110	–	–	2300		
<b>ВН, всего</b>						
ВЛЭП	35	1	дерево	170		
			металл	140		
			ж/бетон	120		
		2	металл	180		
			ж/бетон	150		
	1-20	–	дерево	160		
			дерево на ж/б пасынках	140		
			ж/бетон, металл	110		
КЛЭП	20-35	–	–	470		
	3-10	–	–	350		

Таблица П2.1 (окончание)

1	2	3	4	5	6	7 = 5 x 6/100
<b>СН, всего</b>						
ВЛЭП	0,4 кВ	–	дерево	260		
			дерево на ж/б пасынках	220		
			ж/бетон, металл	150		
КЛЭП	до 1 кВ	–	–	270		
<b>НН, всего</b>						

**Примечания:**

- При расчете условных единиц протяженность ВЛЭП-0,4 кВ от линии до ввода в здании не учитывается.
- Условные единицы по ВЛЭП-0,4 кВ учитывают трудозатраты на обслуживание и ремонт:
  - а) воздушных линий в здании и
  - б) линий с совместной подвеской проводов.
- Условные единицы по ВЛЭП 0,4-20 кВ учитывают трудозатраты оперативного персонала распределительных сетей 0,4-20 кВ.
- Кабельные вводы учтены в условных единицах КЛЭП напряжением до 1 кВ.

Таблица П2.2

**Объем подстанций 35-1150 кВ,  
трансформаторных подстанций (ТП), комплексных  
трансформаторных подстанций (КТП) и распределительных  
пунктов (РП) 0,4-20 кВ в условных единицах**

№ п.п.	Наименование	Единица измерения	Напряжение, кВ	Количество услов- ных единиц (у) на единицу измерения у/ед. изм.	Количество единиц измерения, ед. изм.	Объем условных единиц, у
1	2	3	4	5	6	7 = 5 x 6
1.	Подстанция	П/ст	1150	1000		
			750	600		
			400 – 500	500		
			330	250		
			220	210		
			110 – 150	105		
			35	75		
2.	Силовой трансформатор, или реактор (одно- или трехфазный), или вольтодобавочный трансформатор	Единица оборудования	1150	60		
			750	43		
			400 – 500	28		
			330	18		
			220	14		
			110 – 150	7,8		
			35	2,1		
3.	Воздушный выключатель	3 фазы	1 – 20	1,0		
			1150	180		
			750	130		
			400 – 500	88		
			330	66		
			220	43		
			110 – 150	26		
			35	11		
			1 – 20	5,5		



Таблица П2.2 (окончание)

1	2	3	4	5	6	7 = 5 x 6
4.	Масляный выключатель	- " -	220	23		
			110 – 150	14		
			35	6,4		
			1 – 20	3,1		
5.	Отделитель с короткозамыкателем	Единица оборудования	400 – 500	35		
			330	24		
			220	19		
			110 – 150	9,5		
			35	4,7		
6.	Выключатель нагрузки	- " -	1 – 20	2,3		
7.	Синхронный компенсатор мощн. 50 Мвар	- " -	1 – 20	26		
8.	То же, 50 Мвар и более	- " -	1 – 20	48		
9.	Статические конденсаторы	100 конд.	35	2,4		
			1 – 20	2,4		
10.	Мачтовая (столбовая) ТП	ТП	1 – 20	2,5		
11.	Однотрансформаторная ТП, КТП	ТП, КТП	1 – 20	2,3		
12.	Двухтрансформаторная ТП, КТП	ТП, КТП	1 – 20	3		
13.	Однотрансформаторная подстанция 34/0,4 кВ	п/ст	35	3,5		
14.	Итого		ВН	–	–	
			СН	–	–	
			НН	–	–	

*Примечание: в п. 1 учтены трудозатраты оперативного персонала подстанций напряжением 35 – 1150 кВ.*

Условные единицы по п.п. 2 – 9 учитывают трудозатраты по обслуживанию и ремонту оборудования, не включенного в номенклатуру условных единиц (трансформаторы напряжения, аккумуляторные батареи, сборные шины и т. д.), резервного оборудования.

Условные единицы по п. 2 «Силовые трансформаторы 1 – 20 кВ» определяются только для трансформаторов, используемых для собственных нужд подстанций 35 – 1150 кВ.

По п.п. 3 – 6 учтены дополнительные трудозатраты на обслуживание и ремонт устройств релейной защиты и автоматики, а для воздушных выключателей (п. 3) – дополнительно трудозатраты по обслуживанию и ремонту компрессорных установок.

Значение условных единиц п.п. 4 и 6 «Масляные выключатели 1 – 20 кВ» и «Выключатели нагрузки 1 – 20 кВ» относятся к коммутационным аппаратам, установленным в распределительных устройствах 1 – 20 кВ подстанций 35 – 1150 кВ, ТП, КТП и РП 1 – 20 кВ, а также к секционирующим коммутационным аппаратам на линиях 1 – 20 кВ.

Объем РП 1 – 20 кВ в условных единицах определяется по количеству установленных масляных выключателей (п. 4) и выключателей нагрузки (п. 6). При установке в РП трансформаторов 1 – 20/0,4 кВ дополнительные объемы обслуживания определяются по п. 11 или 12.

По п.п. 10 – 12 дополнительно учтены трудозатраты оперативного персонала распределительных сетей 0,4 – 20 кВ.

По п.п. 1, 2 условные единицы относятся на уровень напряжения, соответствующий первичному напряжению.

Условные единицы электрооборудования понизительных подстанций относятся на уровень высшего напряжения подстанций.

**РАЗДЕЛЬНЫЙ УЧЕТ В  $HBB_{BH}$  РАСХОДОВ  
НА СОДЕРЖАНИЕ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА,  
ОТНОСИМЫХ К ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ)  
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ (ЕНЭС) (ИНДЕКС ВН1) И НЕ ОТНОСИМЫХ  
К ЕНЭС (ИНДЕКС ВН11)**

$$HBB_{BH} = HBB_{BH1} + HBB_{BH11} \quad (1)$$

$$HBB_{BH1} = P_{BH1}^n + P_{BH1}^{np} \quad (2)$$

$$HBB_{BH11} = P_{BH11}^n + P_{BH11}^{np} \quad (3)$$

$$P_{BH}^n = P_{BH1}^n + P_{BH11}^n \quad (4)$$

$$P_{BH}^{np} = P_{BH1}^{np} + P_{BH11}^{np} \quad (5)$$

$$Y_{BH} = Y_{BH1} + Y_{BH11} \quad (6)$$

$$HI_{BH} = HI_{BH1} + HI_{BH11} \quad (7)$$

$$H3_{BH} = H3_{BH1} + H3_{BH11} \quad (8)$$

$$A_{BH} = A_{BH1} + A_{BH11} \quad (9)$$

$$PRH_{BH} = PRH_{BH1} + PRH_{BH11} \quad (10)$$

$$P_{BH1}^{np} = (HBB_{BH} - P_{BH}^n) \times \frac{Y_{BH1}}{Y_{BH}} \quad (11)$$

$$P_{BH11}^{np} = (HBB_{BH} - P_{BH}^n) \times \frac{Y_{BH11}}{Y_{BH}} \quad (12)$$

# **I. Определение нормативных эксплуатационных технологических затрат и потерь теплоносителей**

## **1. Теплоноситель «вода»**

1.1. К эксплуатационным технологическим затратам сетевой воды относятся:

- затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов, а также при подключении новых участков тепловых сетей;
- технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования тепловой нагрузки и защиты;
- технически обоснованный расход теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания.

1.2. К утечке теплоносителя относятся технически неизбежные в процессе передачи и распределения тепловой энергии потери теплоносителя через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в регламентированных нормативными актами технической эксплуатации электрических станций и сетей пределах.

Нормативные значения годовых потерь теплоносителя с его утечкой определяются по формуле:

$$G_{\text{ут.н}} = \frac{\text{альфа} \times V_{\text{ср.год}} \times n_{\text{год}}}{100} = m_{\text{у.год.н}} \times n_{\text{год}}, \text{ м}^3, \quad (1)$$

где:

- альфа – норма среднегодовой утечки теплоносителя ( $\text{м}^3/\text{чм}^3$ ), установленная правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей и правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок в пределах 0,25% среднегодовой емкости трубопроводов тепловой сети в час;
- $V_{\text{ср.год}}$  – среднегодовая емкость тепловой сети,  $\text{м}^3$ ;
- $n_{\text{год}}$  – продолжительность функционирования тепловой сети в течение года, ч.;
- $m_{\text{у.год.н}}$  – среднечасовая годовая норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой,  $\text{м}^3/\text{ч}$ .

Значение среднегодовой емкости тепловых сетей определяется по формуле:

$$V_{\text{год}} = \frac{V_{\text{от}} \times n_{\text{от}} + V_{\text{л}} \times n_{\text{л}}}{n_{\text{от}} + n_{\text{л}}} = \frac{V_{\text{от}} \times n_{\text{от}} + V_{\text{л}} \times n_{\text{л}}}{n_{\text{год}}}, \text{ м}^3, \quad (2)$$

где:

$V_{\text{от}}$  и  $V_{\text{л}}$  – емкость трубопроводов тепловой сети соответственно в отопительном и неотопительном периодах,  $\text{м}^3$ ;

$n_{\text{от}}$  и  $n_{\text{л}}$  – продолжительность функционирования тепловой сети соответственно в отопительном и неотопительном периодах, ч.

1.3. Потери теплоносителя при авариях и других нарушениях нормального режима эксплуатации, а также превышающие нормативные значения показателей, приведенных выше, в утечку не включаются и являются непроизводительными потерями.

1.4. Технологические затраты теплоносителя, связанные с вводом в эксплуатацию трубопроводов тепловых сетей, как новых, так и после планового ремонта или реконструкции, принимаются условно в размере 1,5-кратной емкости тепловой сети, находящейся в ведении организации, осуществляющей передачу тепловой энергии и теплоносителей, с учетом требований нормативных актов по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей) и нормативных актов по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения.

1.5. Технологические затраты теплоносителя, обусловленные его сливом приборами автоматики и защиты тепловых сетей и систем теплоснабжения, определены конструкцией и технологией обеспечения нормального функционирования этих приборов.

Размеры затрат устанавливаются на основе паспортной информации или технических условий на указанные приборы и уточняются в результате их регулировки. Значения годовых потерь теплоносителя в результате слива из этих приборов определяются по формуле:

$$G_{\text{а.н.}} = \text{SUM}(m \times N \times n), \text{ м}^3, \quad (3)$$

где:

- $m$  – технически обоснованный расход теплоносителя, сливаемого каждым из установленных типов средств автоматики или защиты,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;
- $N$  – количество функционирующих средств автоматики и защиты одного типа, шт.;
- $n$  – продолжительность функционирования однотипных средств автоматики и защиты в течение года, ч.

1.6. Технологические затраты теплоносителя при плановых эксплуатационных испытаниях тепловых сетей включают потери теплоносителя при выполнении подготовительных работ, отключении участков трубопроводов, их опорожнении и последующем заполнении. Нормирование этих затрат теплоносителя производится с учетом регламентируемой нормативными документами периодичности проведения упомянутых работ, а также эксплуатационных норм затрат, утвержденных в установленном порядке, для каждого вида работ в тепловых сетях и системах теплоснабжения, находящихся на балансе организации, осуществляющей передачу тепловой энергии и теплоносителя.

**2. Теплоноситель «пар»**

2.1. Нормируемые потери пара могут быть определены по нормам для водяных тепловых сетей по формуле:

$$G_{пп} = 0,0025 \times V^{ср.г}_{пар} \times \rho_{пар} \times n \times 10^{-3}, \text{ т}, \quad (4)$$

где:

$\rho_{пар}$  – плотность пара при средних давлении и температуре по магистралям от источника тепла до потребителя, кг/м<sup>3</sup>;

$V^{ср.г}_{пар}$  – среднегодовой объем паровых сетей, находящихся в ведении организации, осуществляющей передачу тепловой энергии и теплоносителя, м<sup>3</sup>, определяемый по формуле (2);

$n$  – среднегодовое число часов работы паровых сетей, ч.

2.2. Среднее давление пара  $P^{ср}_{п}$  в паровых сетях определяется по формуле:

$$P_{ср} = \frac{\sum_{k=1}^k \left( \frac{P_H + P_K}{2} \times n_{const} \right)}{n_{год}}, \text{ кгс/см}^2, \quad (5)$$

где:

$P_H, P_K$  – соответственно, начальное и конечное давления пара на источнике теплоты и у потребителей по каждой паровой магистрали по периодам работы  $n_{const}$  (ч), с относительно постоянными значениями давлений, кгс/см<sup>2</sup>;

$n_{год}$  – число часов работы каждой паровой магистрали в течение года, ч.;

$k$  – количество паровых магистралей.

Средняя температура пара  $T^{ср}_{п}$  определяется по формуле:

$$T_{ср} = \frac{\sum_{k=1}^k \left( \frac{T_H + T_K}{2} \times n_{const} \right)}{n_{год}}, \text{ град. С}, \quad (6)$$

где:

$T_H, T_K$  – соответственно, начальная и конечная температуры пара на источнике теплоты и у потребителей по каждой паровой магистрали по периодам работы  $n_{const}$  (ч.), с относительно постоянными значениями давления.

2.3. Потери конденсата учитываются по норме для водяных тепловых сетей в размере 0,0025 от среднегодового объема конденсаторов  $V^{ср.г}_{контд}$ , м<sup>3</sup>/ч при соответствующей плотности воды (конденсата)  $\rho_{контд}$ , по формуле:

$$G_{пк} = 0,0025 \times V^{ср.г}_{контд} \times \rho_{контд} \times n \times 10^{-3}, \text{ т}. \quad (7)$$

## II. Определение нормативных эксплуатационных технологических затрат и потерь тепловой энергии

3. Нормативные затраты и потери тепловой энергии определяются двумя составляющими:

- затратами и потерями тепловой энергии с потерями теплоносителя;
- потерями тепловой энергии теплопередачей через теплоизоляционные конструкции трубопроводов и оборудование систем транспорта.

4. Определение нормативных эксплуатационных технологических затрат и потерь тепловой энергии с потерями теплоносителя «вода».

Потери тепловой энергии определяются по отдельным составляющим затрат и потерь сетевой воды в соответствии с п.п. 2, 3 настоящего Приложения с последующим суммированием.

4.1. Нормативные значения годовых технологических тепловых потерь с утечкой теплоносителя из трубопроводов тепловых сетей определяются по формуле:

$$Q_{у.н} = m_{у.н.год} \times \rho_{год} \times c \times [b \times t_{1год} + (1 - b) \times t_{2год} - t_{х.год}] \times n_{год} \times 10^{-6}, \text{ Гкал (ГДж)}, \quad (8)$$

где:

$\rho_{год}$  – среднегодовая плотность теплоносителя при среднем значении температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, кг/м<sup>3</sup>;

$t_{1год}, t_{2год}$  – среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, град. С;

- $t_{х, год}$  – среднегодовое значение температуры холодной воды, подаваемой на источник теплоснабжения и используемой для подпитки тепловой сети, град. С;
- $c$  – удельная теплоемкость теплоносителя (сетевой воды), ккал/кг х град. С;
- $b$  – доля массового расхода теплоносителя, теряемого подающим трубопроводом (при отсутствии данных принимается в пределах от 0,5 до 0,75).

Среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети определяются как средние из ожидаемых среднемесячных значений температуры теплоносителя по применяемому в системе теплоснабжения графику регулирования тепловой нагрузки, соответствующих ожидаемым среднемесячным значениям температуры наружного воздуха на всем протяжении функционирования тепловой сети в течение года.

Ожидаемые среднемесячные значения температуры наружного воздуха определяются как средние из соответствующих статистических значений по информации метеорологической станции за последние 5 лет (при отсутствии таковой – в соответствии со строительными нормами и правилами по метеорологической климатологии или климатологическим справочником).

Среднегодовое значение температуры холодной воды, подаваемой на источник теплоснабжения для подпитки тепловой сети, определяется по формуле:

$$t_{х год} = \frac{t_{х,от} \times n_{от} + t_{х,л} \times n_{л}}{n_{от} + n_{л}}, \text{ град. С}, \quad (9)$$

где:

$t_{х,от}$ ,  $t_{х,л}$  – значения температуры холодной воды, поступающей на источник теплоснабжения в отопительном и неотопительном периодах, град. С (при отсутствии достоверной информации  $t_{х,от} = 5$  град. С,  $t_{х,л} = 15$  град. С).

4.2. Нормативные технологические затраты тепловой энергии на заполнение трубопроводов после проведения планового ремонта и пуск в эксплуатацию новых сетей определяются по формуле с учетом плотности воды  $\rho_0$ , используемой для заполнения:

$$Q_{зап} = 1,5 \times V_{тр} \times c \times \rho_0 \times (t_{зап} - t_{х}) \times 10^{-6}, \text{ Гкал (ГДж)}, \quad (10)$$

где:

$1,5 \times V_{тр}$  – затраты сетевой воды на заполнение трубопроводов и оборудования, находящегося на балансе организации, осуществляющей передачу тепловой энергии, м<sup>3</sup>;

$t_{зап}$ ,  $t_{х}$  – соответственно, температуры сетевой воды при заполнении и холодной воды в этот период, град. С.

4.3. Нормативные технологические затраты тепловой энергии со сливами из средств авторегулирования и защиты (САРЗ) определяются по формуле:

$$Q_{a,n} = G_{a,n} \times c \times \rho_0 \times (t_{сл} - t_{х}) \times 10^{-6}, \text{ Гкал (ГДж)}, \quad (11)$$

где:

$G_{a,n}$  – затраты сетевой воды со сливами из САРЗ, определяемые в соответствии с п. 2.6, м<sup>3</sup>;

$t_{сл}$ ,  $t_{х}$  – температура сливаемой сетевой воды, определяемая в зависимости от места установки САРЗ, и температура холодной воды за этот же период, град. С;

$\rho_0$  – среднегодовая плотность сетевой воды в подающем или в обратном трубопроводе, в зависимости от точек отбора сетевой воды, используемой в САРЗ.

4.4. Если установлены нормативы затрат сетевой воды на проведение плановых эксплуатационных испытаний (см. п. 2), то определяются потери тепловой энергии и с этой составляющей потерь сетевой воды по аналогичным формулам.

5. Определение нормативных эксплуатационных технологических потерь тепловой энергии с потерями теплоносителя «пар».

5.1. Нормативные потери тепловой энергии с потерями пара определяются по формуле:

$$Q_{пп} = G_{пп} \times c \times \rho_{пар} \times (i_{п} - i_{х}) \times 10^{-6}, \text{ Гкал (ГДж)}, \quad (12)$$

где:

$G_{пп}$  – годовые потери пара, определяемые по формуле (4), м<sup>3</sup>;

$i_{п}$  – энтальпия пара при средних значениях давления и температуры пара по магистралям на источнике теплоты и у потребителей, ккал/кг;

$i_{х}$  – энтальпия холодной воды, ккал/кг (град. С).

5.2. Нормативные потери тепловой энергии с потерями конденсата определяются по формуле:

$$Q_{\text{конд}} = G_{\text{пк}} \times c \times \rho_{\text{конд}} \times (t_k - t_x) \times 10^{-6}, \text{ Гкал (ГДж)}, \quad (13)$$

где:

$Q_{\text{пк}}$  – годовые потери конденсата, определяемые по формуле (7), м<sup>3</sup>;

$t_k, t_x$  – средние за период работы паропроводов значения температуры конденсата и холодной воды, град. С.

5.3. Определение нормативных технологических потерь тепловой энергии теплопередачей через теплоизоляционные конструкции трубопроводов тепловых сетей.

Эксплуатационные тепловые потери через теплоизоляционные конструкции трубопроводов тепловых сетей для средних за год условий функционирования нормируются на год, следующий после проведения тепловых испытаний на тепловые потери, и являются нормативной базой для нормирования тепловых потерь согласно действующим нормативным актам определения нормативных значений показателей функционирования водяных тепловых сетей коммунального теплоснабжения и нормативным актам по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии.

5.4. Нормирование эксплуатационных тепловых потерь через изоляционные конструкции на расчетный период производится исходя из значений часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях функционирования тепловой сети.

Нормирование эксплуатационных часовых тепловых потерь производится в следующем порядке:

- для всех участков тепловой сети на основе сведений о конструктивных особенностях тепловой сети (типы прокладки, виды тепловой изоляции, диаметр трубопроводов, длина участков) и норм тепловых потерь, указанных в таблицах 1.1 и 1.2 настоящего Приложения (если изоляция трубопроводов соответствует этим нормам) либо в таблицах 2.1 – 2.3 или 3.1 – 3.3 (если изоляция соответствует нормам, указанным в строительных нормах и правилах на тепловую изоляцию трубопроводов и оборудования), пересчетом табличных значений на среднегодовые условия функционирования;

- для участков тепловой сети, характерных для нее по типам прокладки и видам теплоизоляционных конструкций и подвергавшихся тепловым испытаниям, согласно действующим нормативным актам по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях, в качестве нормативных принимаются полученные в результате испытаний значения действительных (фактических) часовых тепловых потерь, пересчитанные на среднегодовые условия функционирования тепловой сети;

- для участков тепловой сети, аналогичных подвергавшимся тепловым испытаниям по типам прокладки, видам теплоизоляционных конструкций и условиям эксплуатации, в качестве нормативных принимаются значения часовых тепловых потерь, определенные по нормам тепловых потерь с введением поправочных коэффициентов, определенных по результатам тепловых испытаний;

- для участков тепловой сети, не имеющих аналогов среди участков, подвергавшихся тепловым испытаниям, в качестве нормативных принимаются значения часовых тепловых потерь, определенные теплотехническим расчетом для среднегодовых условий функционирования тепловой сети с учетом технического состояния с применением зависимостей, указанных в действующих нормативных актах по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «тепловые потери»;

- для участков тепловой сети, вводимых в эксплуатацию после монтажа, реконструкции или капитального ремонта, с изменением типа или конструкции прокладки и теплоизоляционного слоя, в качестве нормативных принимаются значения часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях функционирования тепловой сети, определенные теплотехническим расчетом на основе исполнительной технической документации.

5.5. Значения часовых тепловых потерь в тепловой сети в целом при среднегодовых условиях функционирования определяются суммированием значений часовых тепловых потерь на отдельных ее участках.

5.6. Значения часовых тепловых потерь по проектным нормам тепловых потерь для среднегодовых условий функционирования тепловой сети определяются по формулам:

- для трубопроводов подземной прокладки, по подающим и обратным трубопроводам вместе:

$$Q_{\text{из.н.год}} = \sum_{i=1}^i (q_{\text{из.н}} \times L \times \beta) \times 10^{-6}, \text{ Гкал/ч (ГДж/ч)}, \quad (14)$$

- для трубопроводов надземной прокладки по подающим и обратным трубопроводам раздельно:

$$Q_{\text{из.н.год.п}} = \sum_{i=1}^i (q_{\text{из.н.п}} \times L \times \beta) \times 10^{-6}, \text{ Гкал/ч (ГДж/ч)}, \quad (15)$$

$$Q_{\text{из.н.год.о}} = \sum_{i=1}^i (q_{\text{из.н.о}} \times L \times \beta) \times 10^{-6}, \text{ Гкал/ч (ГДж/ч)}, \quad (15a)$$

где:

$Q_{из.н.}$ ,  $Q_{из.н.п}$  и  $Q_{из.н.о}$  – удельные часовые тепловые потери трубопроводов каждого диаметра, определенные пересчетом табличных значений норм удельных часовых тепловых потерь на среднегодовые условия функционирования тепловой сети, подающих и обратных трубопроводов подземной прокладки – вместе, надземной – раздельно, ккал/м·ч (кДж/м·ч);

$L$  – длина трубопроводов участка тепловой сети подземной прокладки в двухтрубном исчислении, надземной – в однострубно, м;

$\beta$  – коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий потери запорной арматурой, компенсаторами, опорами (принимается 1,2 при диаметре трубопроводов до 150 мм и 1,15 – при диаметре 150 мм и более, а также при всех диаметрах трубопроводов бесканальной прокладки);

$i$  – количество участков трубопроводов различного диаметра.

5.7. Значения нормативных проектных удельных часовых тепловых потерь при среднегодовых значениях разности температуры теплоносителя и окружающей среды (грунта или воздуха), отличающихся от значений, приведенных в соответствующих нормах тепловых потерь, определяются линейной интерполяцией (или экстраполяцией).

5.8. Среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети  $t_{п год}$  и  $t_{о год}$  определяются как средние из ожидаемых среднемесячных значений температуры теплоносителя по действующему в системе теплоснабжения температурному графику регулирования тепловой нагрузки, соответствующих ожидаемым значениям температуры наружного воздуха.

Ожидаемые среднемесячные значения температуры наружного воздуха и грунта определяются как средние за последние 5 лет (по информации местной гидрометеорологической станции о статистических климатологических значениях температуры наружного воздуха и грунта на глубине заложения трубопроводов тепловых сетей) или, при отсутствии данных, с использованием строительных норм и правил по строительной климатологии и справочника по климату для соответствующего или ближайшего к нему объекта.

5.9. Значения нормативных часовых тепловых потерь участков тепловой сети, аналогичных участкам, подвергавшимся тепловым испытаниям (ан. исп.) по типам прокладки, видам изоляционных конструкций и условиям эксплуатации, определяются для трубопроводов подземной и надземной прокладки отдельно, по формулам:

– для трубопроводов подземной прокладки, по подающим и обратным трубопроводам вместе:

$$Q_{из.н.ан.исп.год} = \sum_{i=1}^i (k_{и} \times Q_{из.н} \times L \times \beta) \times 10^{-6}, \text{ Гкал/ч (ГДж/ч)}; \quad (16)$$

– для трубопроводов надземной прокладки, по подающим и обратным трубопроводам раздельно:

$$Q_{из.н.ан.исп.год.п} = \sum_{i=1}^i (k_{и.п} \times Q_{из.н.п} \times L \times \beta) \times 10^{-6}, \text{ Гкал/ч (ГДж/ч)}, \quad (17)$$

$$Q_{из.н.ан.исп.год.о} = \sum_{i=1}^i (k_{и.о} \times Q_{из.н.о} \times L \times \beta) \times 10^{-6}, \text{ Гкал/ч (ГДж/ч)}, \quad (17a)$$

где:

$k_{и}$ ,  $k_{и.п}$  и  $k_{и.о}$  – поправочные коэффициенты для определения нормативных часовых тепловых потерь, полученные по результатам тепловых испытаний.

5.10. Поправочные коэффициенты для участков тепловой сети, аналогичных подвергавшимся тепловым испытаниям по типам прокладки, видам теплоизоляционных конструкций и условиям эксплуатации, определяются по формулам:

– при подземной прокладке, подающие и обратные трубопроводы вместе:

$$k_{и} = \frac{Q_{из.год.и}}{Q_{из.н.год}}, \quad (18)$$

где:

$Q_{из.год.и}$  и  $Q_{из.н.год}$  – соответственно, тепловые потери, определенные тепловыми испытаниями, пересчитанные на среднегодовые условия функционирования каждого испытанного участка тепловой сети, и потери, определенные по проектным нормам тепловых потерь по формуле (14) для тех же участков, ккал/ч (кДж/ч);

– при надземной прокладке и раздельном расположении подающих и обратных трубопроводов:

$$k_{и.п} = \frac{Q_{из.год.п.и}}{Q_{из.год.п.н}}, \quad (19)$$

$$k_{и.о} = \frac{Q_{из.год.о.и}}{Q_{из.год.о.н}}, \quad (19a)$$

где:

$Q_{из.год.п.и}$  и  $Q_{из.год.о.и}$  – соответственно, тепловые потери, определенные тепловыми испытаниями и пересчитанные на среднегодовые условия функционирования каждого испытанного участка тепловой сети, для подающих и обратных трубопроводов, ккал/ч (кДж/ч);

$Q_{из.год.п.н}$  и  $Q_{из.год.о.н}$  – тепловые потери, определенные по проектным нормам тепловых потерь по формулам (15) и (15a) для тех же участков, ккал/ч (кДж/ч).

Максимальные значения поправочных коэффициентов к нормативным значениям не должны быть больше значений, приведенных в нормативном акте по составлению энергетических характеристик тепловых сетей и нормативном акте по определению нормативных значений показателей функционирования водяных тепловых сетей коммунального теплоснабжения.

Нормативные значения эксплуатационных тепловых потерь через изоляционные конструкции трубопроводов по периодам функционирования (отопительный и неотопительный) и за год в целом определяются как суммы нормативных значений эксплуатационных тепловых потерь за соответствующие месяцы.

6. Определение нормативных технологических потерь тепловой энергии через теплоизоляционную конструкцию при теплоносителе «пар».

Определение нормативных технологических потерь тепловой энергии через теплоизоляционные конструкции при теплоносителе «пар» принципиально не отличается от определения потерь тепловой энергии при теплоносителе «вода» и в общем виде определяются вышеприведенными положениями и формулами. Для учета особенностей пара как теплоносителя следует руководствоваться нормативными актами по определению тепловых потерь в водяных и паровых тепловых сетях, действующими в части, касающейся паровых сетей.

7. Определение нормативных технологических затрат электрической энергии на услуги по передаче тепловой энергии и теплоносителей.

7.1. Нормативные технологические затраты электрической энергии определяются затратами на привод насосного и другого оборудования, находящегося на балансе организации, осуществляющей передачу тепловой энергии и теплоносителя. К ним относятся:

- подкачивающие насосы на подающем и обратном трубопроводах тепловой сети;
- подмешивающие насосы на тепловой сети;
- дренажные насосы;
- насосы зарядки-разрядки баков-аккумуляторов;
- насосы отопления и горячего водоснабжения и насосы подпитки II контура отопления центральных тепловых пунктов (ЦТП);
- привод электрифицированной запорно-регулирующей арматуры.

7.2. Затраты электрической энергии определяются отдельно по каждому виду насосного оборудования по формуле:

$$\mathcal{E}_{нас} = \sum_i \left( \frac{k \cdot G_p \cdot H_p \cdot \rho_o \cdot n_n}{367 \varepsilon_{та_{ну}}} \right) 10^{-3}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (20)$$

где:

$G_p$  – нормативный расход теплоносителя, перекачиваемого насосами, ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ), определяемый в зависимости от их назначения;

$H_p$  – располагаемый напор, развиваемый насосами при нормативном расходе ( $\text{м}$ );

$\rho_o$  – плотность теплоносителя,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$n_n$  – число часов работы насосов при нормативных расходах и напорах;

$\varepsilon_{та_{ну}}$  – КПД насосной установки (насосов и электродвигателей);

$k$  – количество групп насосов.

Нормативные расходы теплоносителя, перекачиваемого насосными установками, определяются в соответствии с гидравлическим режимом. При этом располагаемые напоры принимаются согласно расчетному гидравлическому режиму функционирования тепловой сети.

7.3. Если насосная группа состоит из насосов одного типа, расход теплоносителя, перекачиваемого одним из этих насосов, определяется делением среднего за час суммарного значения расхода теплоносителя на количество рабочих насосов.

Если насосная группа состоит из насосов различных типов (или диаметры рабочих колес одноступенчатых насосов различны), для определения расхода теплоносителя, перекачиваемого каждым из установленных насосов, необходимо построить результирующую характеристику насосов, при помощи которой можно определить расход теплоносителя, перекачиваемого каждым из насосов, при известном суммарном расходе перекачиваемого теплоносителя.

7.4. При дросселировании напора, развиваемого насосом (в клапане, задвижке или дроссельной диафрагме), значения напора, развиваемого насосом, и КПД насоса при определенном значении расхода перекачиваемого теплоносителя могут быть определены по результатам испытания насоса или его паспортной характеристике.

7.5. В случае регулирования напора и производительности насосов путем изменения частоты вращения их рабочих колес результирующая характеристика насосов насосной группы определяется по результатам гидравлического расчета тепловой сети следующим образом. Определяются расход теплоносителя для насосной группы и требуемый напор насосов, измененный по сравнению с паспортной



характеристикой при полученном значении расхода теплоносителя. Найденные значения расхода теплоносителя для каждого из включенных в работу насосов и развиваемого ими при этом напора позволяют определить требуемую частоту вращения рабочих колес насосов по формуле:

$$\frac{H_1}{H_2} = \left(\frac{G_1}{G_2}\right)^2 = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2, \quad (21)$$

где:

$H_1$  и  $H_2$  – соответственно напоры, развиваемые насосом при частотах вращения соответственно  $n_1$  и  $n_2$ , м;

$G_1$  и  $G_2$  – соответственно расходы теплоносителя при частотах вращения  $n_1$  и  $n_2$ , м<sup>3</sup>/ч.

7.6. Мощность электродвигателей (кВт), необходимая для перекачки теплоносителя центробежными насосами, при измененной (по сравнению с номинальной) частоте вращения их рабочих колес определяется по формуле (20) с подстановкой значений расхода перекачиваемого теплоносителя, напора, развиваемого насосом, соответствующих расчетной частоте вращения рабочих колес, и КПД преобразователя частоты (последний – в знаменатель формулы) без учета числа часов работы насосов.

7.7. При определении нормативного расхода электрической энергии значение расхода горячей воды, перекачиваемой циркуляционными насосами системы горячего водоснабжения, определяется по средней часовой за неделю тепловой нагрузки горячего водоснабжения и постоянно на протяжении сезона (отопительного или неотопительного периода).

7.8. При определении нормативного расхода электрической энергии подпиточных и циркуляционных насосов отопительных систем, подключенных к тепловой сети через теплообменники, значения расхода теплоносителя, перекачиваемого этими насосами, определяются емкостью этих систем и их теплопотреблением для каждого из характерных значений температуры наружного воздуха.

7.9. При определении нормативного расхода электрической энергии подкачивающих и подмешивающих насосов на ЦТП значения расхода теплоносителя, перекачиваемого этими насосами, и развиваемый ими напор определяются принципиальной схемой коммутации ЦТП, а также принципами их автоматизации.

7.10. Расходы сетевой воды, располагаемые напоры и продолжительность работы насосов зарядки-разрядки баков-аккумуляторов, если они не учтены в затратах на выработку энергии на источниках теплоты, определяются разработанными режимами работы баков-аккумуляторов в зависимости от режима водопотребления на горячее водоснабжение и мощности подпиточных устройств источников теплоты.

7.11. Затраты электрической энергии на привод запорно-регулирующей арматуры и средств автоматического регулирования и защиты определяются в зависимости от установленной мощности электродвигателей, назначения и числа часов работы оборудования, КПД привода по формуле:

$$\Sigma_{\text{пр}} = \sum_{k=1}^k \left( \frac{m_{\text{пр}} N_{\text{пр}} n_{\text{год}}}{\text{эта}_{\text{пр}}} \right), \quad (22)$$

где:

$m_{\text{пр}}$  – количество однотипных приводов электрифицированного оборудования, шт.;

$N_{\text{пр}}$  – установленная мощность электроприводов, кВт;

$\text{эта}_{\text{пр}}$  – КПД электроприводов;

$n_{\text{год}}$  – годовое число часов работы электроприводов каждого вида оборудования, ч;

$k$  – количество групп электрооборудования.



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ**

**ПРИКАЗ**

**от 24 августа 2004 г. № 43-э/2**

**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ МЕТОДИЧЕСКИХ УКАЗАНИЙ  
ПО РАСЧЕТУ ТАРИФОВ НА УСЛУГИ ПО ОРГАНИЗАЦИИ  
ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ТОРГОВОЙ СИСТЕМЫ ОПТОВОГО РЫНКА  
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ)**

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июня 2004 г. № 332 «Об утверждении Положения о Федеральной службе по тарифам» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 29, ст. 3049), а также в целях реализации пункта 63 Основ ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791), приказываю:

1. Утвердить прилагаемые Методические указания по расчету тарифов на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности).
2. Признать утратившим силу Постановление Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации от 1 октября 2003 г. № 81-э/15 «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности)» (зарегистрировано в Минюсте России 28 октября 2003 г., регистрационный № 5206).

*Руководитель  
Федеральной службы  
по тарифам  
С.Г. НОВИКОВ*

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ  
ПО РАСЧЕТУ ТАРИФОВ НА УСЛУГИ ПО ОРГАНИЗАЦИИ  
ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ТОРГОВОЙ СИСТЕМЫ ОПТОВОГО РЫНКА  
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ)**

**I. Общие положения**

1. Настоящие «Методические указания по расчету тарифов на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности)» (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с Федеральным законом «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» от 14 апреля 1995 г. № 41-ФЗ (Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, № 16, ст. 1316; 1999, № 7, ст. 880; 2003, № 2, ст. 158; № 13, ст. 1180; № 28, ст. 2894), Федеральным законом «Об электроэнергетике» от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1177) и «Основами ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» (далее – Основы ценообразования) и «Правилами государственного регулирования и применения тарифов (цен) на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» (далее – Правила регулирования), утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791).

2. Методические указания определяют основные положения по расчету тарифов на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности).

3. Методические указания предназначены для применения федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий (далее – Служба) и организациями, оказывающими услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности).

4. Понятия, используемые в настоящих Методических указаниях, соответствуют определениям, данным в Федеральном законе «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» от 14 апреля 1995 г. № 41-ФЗ, Федеральном законе «Об электроэнергетике» от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ и Основах ценообразования.

**II. Основные методические положения  
по формированию размера тарифов на услуги по организации  
функционирования торговой системы оптового рынка  
электрической энергии (мощности)**

5. Экономически обоснованный размер тарифов на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности) (далее именуется также – услуги) рассчитывается исходя из необходимости компенсации организации, оказывающей услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности), расходов, связанных с оказанием услуг, и обеспечения экономически обоснованной прибылью.

6. Экономически обоснованный размер тарифов за услуги рассчитывается исходя из условий раздельного учета расходов по видам деятельности.

7. В случае, если организация, оказывающая услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности), помимо деятельности по оказанию этих услуг осуществляет иные виды деятельности, расходы на их осуществление и полученные доходы от этой деятельности не учитываются при расчете размера тарифов за указанные услуги.

8. Экономически не обоснованные избыточные и непроизводительные расходы исключаются из размера тарифа. Основания для исключения указанных расходов приведены в пункте 7 Основ ценообразования.

9. Выявленные по данным отчетности не использованные в течение предшествующего (базового) периода регулирования средства по отдельным статьям расходов учитываются Службой при установлении размера тарифов на следующий период регулирования в качестве источника покрытия расходов следующего периода регулирования.

10. Служба на основе предварительно согласованных с ней мероприятий по сокращению расходов организации, оказывающей услуги, в соответствии с пунктом 8 Основ ценообразования, в течение 2 лет после окончания срока окупаемости затрат на проведение этих мероприятий сохраняет расчетный уровень удельных расходов, сложившихся в период, предшествующий сокращению расходов.

11. Полученные организацией, оказывающей услуги, в течение расчетного периода регулирования дополнительные доходы от деятельности, расходы на которую включены в тарифы, учитываются Службой при установлении размеров тарифов на последующий расчетный период регулирования.

12. В случае, если организация, оказывающая услуги, в течение расчетного периода регулирования понесла экономически обоснованные расходы, не учтенные при установлении размера тарифов на расчетный период регулирования, в том числе расходы, связанные с объективным и незапланированным ростом цен на продукцию (работы, услуги), потребляемую в течение расчетного периода регулирования, эти расходы учитываются Службой при установлении размера тарифов на последующий расчетный период регулирования (включая расходы, связанные с обслуживанием заемных средств, привлекаемых для покрытия недостатка средств).

13. Необходимая валовая выручка (НВВ) на расчетный период регулирования для покрытия обоснованных расходов, связанных с оказанием услуг с учетом корректировок по избытку средств (исключению необоснованных расходов) и возмещению недостатка средств, рассчитывается по формуле:

$$НВВ = НВВ_p \pm \text{дельта}НВВ, \quad (1)$$

где:

- НВВ<sub>p</sub> – необходимый доход организации, оказывающей услуги, в расчетном периоде регулирования, обеспечивающий компенсацию экономически обоснованных расходов на оказание услуг и получение прибыли, определяемых в соответствии с настоящими Методическими указаниями (тыс. руб.);
- дельтаНВВ – экономически обоснованные расходы организации, оказывающей услуги, подлежащие возмещению (со знаком «+») и исключению из НВВ<sub>p</sub> (со знаком «-») в соответствии с пунктами 9 – 12 настоящих Методических указаний (тыс. руб.).

### III. Расчет расходов, относимых на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности)

14. Определение состава расходов и оценка их экономической обоснованности производятся в соответствии с Федеральным законом «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации», главой 25 Налогового кодекса Российской Федерации, Основами ценообразования и настоящими Методическими указаниями.

15. Расчет расходов, связанных с оказанием услуг, производится по следующим составляющим:

- сырье и материалы, используемые для производственных и хозяйственных нужд, – исходя из действующих норм и цен на сырье и материалы, определяемых в соответствии с пунктом 36 Основ ценообразования;
- покупная энергия всех видов, расходуемая на производственные и хозяйственные цели, отопление зданий, – исходя из расчетных объемов потребления энергии, цен и тарифов, определяемых в соответствии с пунктом 36 Основ ценообразования;
- работы и услуги производственного характера, выполняемые сторонними организациями, – исходя из необходимости проведения регламентных работ и цен и тарифов на указанные работы и услуги, определяемых в соответствии с пунктом 36 Основ ценообразования;
- топливо всех видов для обслуживания производственных и хозяйственных нужд, включая транспорт, – исходя из действующих норм и цен и тарифов, определяемых в соответствии с пунктом 36 Основ ценообразования;
- сумма амортизации основных фондов и нематериальных активов – в соответствии с пунктом 28 Основ ценообразования;
- расходы на оплату труда персонала – в соответствии с пунктом 27 Основ ценообразования;
- отчисления на социальные нужды (единый социальный налог и отчисления на страхование от несчастного случая на производстве, предусмотренные законодательством) – в размерах, установленных законодательством Российской Федерации;
- расходы на проведение ремонтных работ – в соответствии с главой 25 Налогового кодекса Российской Федерации и пунктом 26 Основ ценообразования;
- оплата работ и услуг сторонних организаций (расходы на оплату услуг связи, вневедомственной охраны, коммунального хозяйства, юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг и др.) – исходя из необходимости проведения работ (оказания услуг) и цен и тарифов на указанные работы и услуги, определяемых в соответствии с пунктом 36 Основ ценообразования;
- арендные платежи – исходя из состава арендованного имущества и ставок арендной платы, определяемых в соответствии с пунктом 36 Основ ценообразования;
- расходы на служебные командировки, включая оформление виз и сборов, – в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- расходы на обучение и повышение квалификации персонала – в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- расходы на страхование (имущества, ответственности и др.) – в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- другие расходы – в соответствии с законодательством Российской Федерации.

16. Внебюджетные расходы рассчитываются в соответствии с законодательством Российской Федерации.

17. При отсутствии нормативов по отдельным статьям расходов до их утверждения допускается в соответствии с главой 25 Налогового Кодекса Российской Федерации использовать в расчетах экспертные оценки на основе отчетных данных.

18. При расчете размера тарифов на услуги учитывается величина прибыли (расходы, не перечисленные в пунктах 15 и 16 настоящих Методических указаний), необходимая для обеспечения организации, оказывающей услуги, средствами на обслуживание привлеченного и заемного капитала, средствами на развитие и финансирование за счет прибыли других обоснованных расходов по следующим составляющим:

- налоги и иные обязательные платежи и сборы, уплачиваемые за счет прибыли, – в соответствии с налоговым законодательством Российской Федерации;
- развитие производства, в том числе на капитальные вложения, – исходя из программы производственного развития, утвержденной в установленном порядке (программы развития, как правило, содержат: перечень объектов, объем инвестиций, сроки их освоения, источник инвестиций (амортизация, прибыль, заемные средства и т. д.), расчет срока окупаемости инвестиций). Средства на осуществление капитальных вложений в производственное развитие определяются с учетом размера амортизационных отчислений, сумм возврата заемных средств и неиспользованной чистой прибыли за прошлые периоды;
- расходы на содержание и развитие социальной сферы, социальные нужды и выплаты персоналу – в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- направление прибыли на прочие цели (с расшифровкой) – в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

19. Для расчета размера тарифов на услуги используются следующие материалы:

- объем отпуска и поставки электрической энергии на оптовом рынке (таблица 1);
- расчет амортизационных отчислений на восстановление основных производственных фондов (таблица 2);
- расчет расходов на оплату труда (таблица 3);
- смета расходов, относимых на услуги, уменьшающих налогооблагаемую прибыль (таблица 4);
- расчет источников финансирования капитальных вложений (таблица 5);
- справка о финансировании и освоении капитальных вложений (таблица 6);
- расчет необходимой прибыли (таблица 7);
- расчет экономически обоснованного размера тарифа на услуги (таблица 8);
- программа производственного развития (план капитальных вложений), согласованная в установленном порядке;
- расчет размера выпадающих доходов или дополнительно полученной выгоды в предшествующий период регулирования, выявленные на основании официальной отчетности или по результатам проверки хозяйственной деятельности;
- бухгалтерская отчетность на последнюю отчетную дату;
- другие обосновывающие материалы и расчеты, нормы и нормативы расчета отдельных статей расходов по перечню, установленному регулирующим органом в соответствии с пунктом 12 Правил регулирования.

20. При заполнении таблиц расчетные показатели базового периода определяются:

- по экономическим (стоимостным) показателям – по фактическим показателям периода, предшествующего периоду регулирования;
- по показателям производственно-технического характера – по фактическим показателям соответствующего периода, предшествующего периоду регулирования.

#### IV. Расчет размера тарифов на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности)

21. Размер тарифа на услуги организации, оказывающей услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности), рассчитывается по формуле:

$$T_{ATC} = \frac{HBB}{\sum_{i=1} \Delta_{\text{пос}i} + \sum_{j=1} \Delta_{\text{пот}j}}, \quad (2)$$

где:

- $\Delta_{\text{пос}i}$  – плановый объем поставки электрической энергии i-й организацией, осуществляющей поставку электрической энергии на оптовый рынок за расчетный период регулирования (тыс. кВт·ч);
- $\Delta_{\text{пот}j}$  – плановый объем покупки электрической энергии с оптового рынка j-й организации за расчетный период регулирования (тыс. кВт·ч).

При этом плановый объем покупки и поставки устанавливается сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности), утверждаемым в установленном порядке.

22. Размер платы за услуги организации, осуществляющей услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности), организациями – субъектами оптового рынка рассчитывается по формуле:

$$П = T_{ATC} \times \Delta, \quad (3)$$

где:

$\Delta$  – соответственно:

- для i-й организации, осуществляющей поставку электрической энергии на оптовый рынок, – фактический объем поставки за расчетный период регулирования;
- для j-й организации, осуществляющей покупку электрической энергии с оптового рынка, – фактический объем покупки за расчетный период регулирования.

#### V. Особенности расчета размера тарифов на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности) в переходный период реформирования электроэнергетики

23. В переходный период реформирования электроэнергетики рассчитываются отдельно тарифы на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности) по регулируемым ценам (тарифам) (в регулируемом секторе оптового рынка) и по нерегулируемым ценам (в секторе свободной торговли оптового рынка).

24. Размер тарифа на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности) по регулируемым ценам (тарифам) рассчитывается по формуле:

$$T^P = \frac{HBB^P}{\sum_{i=1} \Delta_{\text{пос}i}^P + \sum_{j=1} \Delta_{\text{пот}j}^P}, \quad (4)$$

где:

$HBB^P$  – необходимая валовая выручка организации, оказывающей услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности) по регулируемым ценам (тарифам), в расчетном периоде регулирования, обеспечивающая компенсацию экономически обоснованных расходов на оказание услуг и получение прибыли (тыс. руб.);  
 $\Delta_{\text{пос}i}^P$  – плановый объем поставки электрической энергии по регулируемым ценам (тарифам) на оптовый рынок i-й организацией за расчетный период регулирования;  
 $\Delta_{\text{пот}j}^P$  – плановый объем покупки электрической энергии по регулируемым ценам (тарифам) с оптового рынка j-й организации за расчетный период регулирования.

25. Размер платы за услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности) по регулируемым ценам (тарифам) рассчитывается по формуле:

$$P^P = T^P \times \Delta^P, \quad (5)$$

где:

$\Delta^P$  – соответственно:

для i-й организации, осуществляющей поставку электрической энергии на оптовый рынок по регулируемым ценам (тарифам), – фактический объем поставки по регулируемым ценам за расчетный период регулирования;  
 для j-й организации, осуществляющей покупку электрической энергии с оптового рынка по регулируемым ценам (тарифам), – фактический объем покупки по регулируемым ценам за расчетный период регулирования.

26. Размер тарифа на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности) по нерегулируемым ценам рассчитывается по формуле:

$$T^H = \frac{HBB^H}{\sum_{i=1} \Delta_{\text{пос}i}^H + \sum_{j=1} \Delta_{\text{пот}j}^H}, \quad (6)$$

где:

$HBB^H$  – необходимая валовая выручка организации, оказывающей услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности) по нерегулируемым ценам, в расчетном периоде регулирования, обеспечивающая компенсацию экономически обоснованных расходов по оказанию услуг и получение прибыли (тыс. руб.);  
 $\Delta_{\text{пос}i}^H$  – плановый объем поставки электрической энергии на оптовый рынок i-й организацией за расчетный период регулирования;  
 $\Delta_{\text{пот}j}^H$  – плановый объем покупки электрической энергии с оптового рынка j-й организации за расчетный период регулирования.

27. Размер платы за услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности) по нерегулируемым ценам рассчитывается по формуле:

$$P^H = T^H \times \Delta, \quad (7)$$

где:

$\Delta$  – соответственно:

для i-й организации, осуществляющей поставку электрической энергии на оптовый рынок, – фактический объем поставки за расчетный период регулирования;  
 для j-й организации, осуществляющей покупку электрической энергии с оптового рынка, – фактический объем покупки за расчетный период регулирования.

Таблица 1

**Объем отпуска и поставки электрической энергии  
на оптовом рынке, млн кВт·ч**

№ п.п.	Показатели	Базовый период	Период регулирования
1.	Полезный отпуск электроэнергии на оптовый рынок, всего, в том числе:		
1.1.	энергоснабжающими организациями, всего,		
	из них:		
	...		
1.2.	производителями электроэнергии, всего,		
	из них:		
	...		
2.	Покупка электроэнергии с оптового рынка, всего, в том числе:		
2.1.	энергоснабжающими организациями, всего,		
	из них:		
	...		
2.2.	Потребителями электроэнергии, всего,		
	из них:		
	...		

Таблица 2

**Расчет амортизационных отчислений на восстановление  
основных производственных фондов, тыс. руб.**

№ п.п.	Показатели	Базовый период											Период регулирования										
		Всего	Амортизационные группы										Всего	Амортизационные группы									
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	Остаточная стоимость основных фондов на начало периода																						
2.	Поступило (в том числе ввод) основных фондов																						
3.	Выбытие основных фондов																						
4.	Средняя за период стоимость основных фондов																						
5.	Сумма амортизационных отчислений																						



Таблица 3

**Расчет расходов на оплату труда**

№ п.п.	Наименование показателей	Ед. измер.	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4	5
1.	Численность персонала	чел.		
2.	Среднемесячный должностной оклад по штатному расписанию на начало периода	руб.		
3.	Средний индекс роста потребительских цен	%		
4.	Среднемесячный должностной оклад с учетом индексов роста потребительских цен ((п. 2 х п. 3) : 100)	руб.		
5.	Процент выплат, связанный с режимом работы	%		
6.	Сумма выплат, связанная с режимом работы ((п. 4 х п. 5) : 100)	руб.		
7.	Процент текущего премирования	%		
8.	Сумма выплат по текущему премированию ((п. 4 + п. 6) х п. 7 : 100)	руб.		
9.	Процент выплат вознаграждений за выслугу лет	%		
10.	Сумма вознаграждения за выслугу лет ((п. 4 х п. 9) : 100)	руб.		
11.	Процент выплат вознаграждения по итогам работы за год	%		
12.	Сумма вознаграждения по итогам работы за год ((п. 4 х п. 10) : 100)	руб.		
13.	Процент выплат по районным коэффициентам и северным надбавкам	%		
14.	Сумма выплат по районным коэффициентам и северным надбавкам ((п. 4 + п. 6 + п. 8 + п. 10 + п. 12) х п. 13 : 100)	руб.		
15.	Среднемесячная заработная плата на одного работника (п. 4 + п. 6 + п. 8 + п. 10 + п. 12 + п. 14)	руб.		
16.	Период регулирования	мес.		
17.	Суммарные расходы на оплату труда (п. 1 х п. 15 х п. 16)	тыс. руб.		

Таблица 4

**Смета расходов, относимых на услуги, уменьшающих  
налогооблагаемую прибыль, тыс. руб.**

№ п.п.	Наименование показателей	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
A.	Расходы, связанные с производством и реализацией		
1.	Материальные расходы, в т. ч.		
1.1.	Сырье и материалы		
1.2.	Покупная электроэнергия		
1.3.	Работы и услуги производственного характера		
1.4.	Топливо на технологические цели		
2.	Амортизационные отчисления, всего		
3.	Расходы на оплату труда		
3.1.	Оплата труда		
3.2.	Единый социальный налог		
4.	Прочие расходы		
4.1.	Ремонт основных фондов		
4.2.	Оплата работ и услуг сторонних организаций, из них:		
	- услуги связи		
	- услуги вневедомственной охраны и коммунального хозяйства		
	- юридические и информационные услуги		
	- аудиторские и консультационные услуги		
4.3.	Расходы на командировки и представительские расходы		
4.4.	Арендная плата		
4.5.	Расходы на подготовку кадров		
4.6.	Расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности		
4.7.	Расходы на страхование, из них:		
	- страхование имущества		
	- страхование ответственности		
4.8.	Другие прочие расходы		
4.9.	Налоги и сборы		
	- налог на землю		
	- налог на имущество		
	- налог на пользователей автодорог		
	- прочие налоги и сборы, уменьшающие налогооблагаемую прибыль организации		

Таблица 5

**Расчет источников  
финансирования капитальных вложений, тыс. руб.**

№ п.п.	Наименование показателей	Базовый период	Период регулирувания
1	2	3	4
1.	Объем капитальных вложений - всего, в том числе:		
	- на производственное и научно-техническое развитие		
	- на непроизводственное развитие		
2.	Финансирование капитальных вложений за счет:		
2.1.	Амортизационных отчислений		
2.2.	Прибыли предприятия		
2.3.	Бюджета		
	- федерального		
	- субъектов Российской Федерации		
2.4.	Неиспользованных средств на начало года		
2.5.	Прочих источников		

Таблица 6

**Справка  
о финансировании и освоении капитальных вложений, тыс. руб.**

Наименование строк	Утверждено на базовый период	В течение базового периода		Остаток финанси- рования	План на период ре- гулирования	Источник финанси- рования
		освоено фактически	профинан- сировано			
1	2	3	4	5	6	7
Всего						
в т.ч.						

Таблица 7

**Расчет необходимой прибыли, тыс. руб.**

№ п.п.	Наименование показателей	Базовый период	Период регулирувания
1	2	3	4
1.	Прибыль на нужды организации		
1.1.	Расходы на развитие производства, в том числе:		
	- капитальные вложения, всего		
1.2.	Расходы на социальные нужды		
1.3.	Дивиденды по акциям		
1.4.	Прибыль на прочие цели		

Таблица 8

**Расчет экономически  
обоснованного размера тарифа на услуги**

№ п.п.	Показатели	Единицы измерения	Базовый период	Период регулирования
1.	Необходимая валовая выручка	тыс. руб.		
2.	Объем полезного отпуска электроэнергии	млн кВт·ч		
3.	Объем покупки электроэнергии	тыс. руб.		
4.	Тариф на услуги	руб./МВт·ч		

**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ**

**ПРИКАЗ**

**от 24 августа 2004 г. № 44-э/3**

**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ МЕТОДИКИ  
РАСЧЕТА СТОИМОСТИ ОТКЛОНЕНИЙ ОБЪЕМОВ ФАКТИЧЕСКОГО  
ПРОИЗВОДСТВА (ПОТРЕБЛЕНИЯ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ  
УЧАСТНИКОВ ОПТОВОГО РЫНКА ОТ ОБЪЕМОВ ИХ ПЛАНОВОГО  
ПОЧАСОВОГО ПРОИЗВОДСТВА (ПОТРЕБЛЕНИЯ)**

Зарегистрировано  
в Минюсте РФ  
6 октября 2004 г. № 6056

(в ред. Приказа ФСТ РФ от 24.05.2005 № 212-э/2)

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июня 2004 г. № 332 «Об утверждении Положения о Федеральной службе по тарифам» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 29, ст. 3049), а также в целях реализации Постановления Правительства Российской Федерации от 24 октября 2003 г. № 643 «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 44, ст. 4312) приказываю:

1. Утвердить прилагаемую Методику расчета стоимости отклонений объемов фактического производства (потребления) электрической энергии участников оптового рынка от объемов их планового почасового производства (потребления).
2. Утвердить повышающие (понижающие) коэффициенты к тарифам регулируемого сектора, применяемые при расчете стоимости отклонений согласно Приложению 1 к Методике.
3. Утвердить нормативные уровни отклонений, применяемые при расчете стоимости отклонений согласно Приложению 2 к Методике.
4. Признать утратившим силу Постановление ФЭК России от 12 ноября 2003 г. № 93-э/1 «Об утверждении Методики расчета стоимости отклонений объема фактического производства (потребления) электрической энергии участников оптового рынка от объемов их планового почасового производства (потребления)» (Российская газета, 31 декабря 2003 г., № 263, зарегистрировано Минюстом России 10 декабря 2003 г., регистрационный № 5318).

*Руководитель федеральной  
службы по тарифам  
С.Г. НОВИКОВ*

**МЕТОДИКА  
РАСЧЕТА СТОИМОСТИ ОТКЛОНЕНИЙ ОБЪЕМОВ ФАКТИЧЕСКОГО  
ПРОИЗВОДСТВА (ПОТРЕБЛЕНИЯ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ  
УЧАСТНИКОВ ОПТОВОГО РЫНКА ОТ ОБЪЕМОВ ИХ ПЛАНОВОГО  
ПОЧАСОВОГО ПРОИЗВОДСТВА (ПОТРЕБЛЕНИЯ)**

(в ред. Приказа ФСТ РФ от 24.05.2005 № 212-э/2)

**I. Общие положения**

1. Настоящая Методика расчета стоимости отклонений объемов фактического производства (потребления) электрической энергии участников оптового рынка от объемов их планового почасового производства (потребления) (далее – Методика) разработана во исполнение Постановления Правительства Российской Федерации от 24 октября 2003 г. № 643 «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 44, ст. 4312).

2. Методика определяет основные положения расчета тарифов, утверждаемых федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий (далее – Служба) и (или) органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, учета повышающих (понижающих) коэффициентов при расчете стоимости электроэнергии в секторе отклонений оптового рынка электрической энергии и мощности участников регулируемого сектора (далее – сектор отклонений) и стоимости отклонений объемов фактического производства (потребления) электрической энергии от объемов планового почасового производства (потребления) участников свободного сектора, не являющихся участниками регулируемого сектора.

3. Расчет объемов отклонений фактического производства (потребления) электрической энергии участников оптового рынка от объемов их планового почасового производства (потребления) (далее – отклонения) и квалификация инициатив осуществляется по каждой группе точек поставки генерации и (или) потребления, расположенных в ценовой зоне оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода, каждого участника оптового рынка в порядке, определенном Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода (далее – Правила оптового рынка), утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 24 октября 2003 г. № 643, и на основании договора о присоединении к торговой системе оптового рынка и (или) договоров, оформляющих поставку, получение электрической энергии и мощности в регулируемом секторе оптового рынка (с учетом сектора отклонений).

4. Понятия и термины, используемые в настоящей Методике, соответствуют определениям, данным в Федеральном законе от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1177), Федеральном законе от 14 апреля 1995 г. № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, № 16, ст. 1316), Постановлении Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791), Постановлении Правительства РФ от 12 июля 1996 г. № 793 «О федеральном (общероссийском) оптовом рынке электрической энергии (мощности)», Постановлении Правительства Российской Федерации от 24 октября 2003 г. № 643 «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода».

**II. Определение нормативного уровня отклонений  
фактического производства электрической энергии участников оптового  
рынка от объемов их планового почасового производства**

5. Величина нормативного уровня отклонений устанавливается для каждой группы точек поставки генерации (за исключением случаев, указанных в пункте 6 настоящей Методики) в размере максимальной из следующих величин:

- два процента от планового почасового производства в соответствующей группе точек поставки генерации;
- 10 МВтч.

В пределах нормативного уровня отклонений при увеличении объема производства по внешней инициативе стоимость электрической энергии рассчитывается в соответствии с пунктом 11 (формула 1) без применения коэффициента.

(абзац введен Приказом ФСТ РФ от 24.05.2005 № 212-э/2)

В пределах нормативного уровня отклонений при снижении объема производства по внешней инициативе стоимость электрической энергии рассчитывается в соответствии с пунктом 12 (формула 2) без применения коэффициента.

(абзац введен Приказом ФСТ РФ от 24.05.2005 № 212-э/2)

В пределах нормативного уровня отклонений при увеличении или снижении объема производства по собственной инициативе участника стоимость объема электрической энергии рассчитывается по тарифу на поставку электрической энергии, установленному в отношении данного поставщика – участника регулируемого сектора оптового рынка в целом или в отношении каждой электростанции, принадлежащей АО-энерго, или, в случае отсутствия такого тарифа, по тарифной ставке на покупку электрической энергии с оптового рынка, установленной в отношении данного участника регулируемого сектора – покупателя электрической энергии (мощности).

(абзац введен Приказом ФСТ РФ от 24.05.2005 № 212-э/2)

6. Для групп точек поставки генерации, соответствующих (относящихся к) электростанциям (блокам), работающим с использованием генерирующих установок, принятых в опытно-промышленную эксплуатацию актом межведомственных приемочных испытаний по согласованию с Системным оператором оптового рынка, а после вступления в силу настоящей Методики – по согласованию с Системным оператором оптового рынка и Министерством промышленности и энергетики Российской Федерации (или актом межведомственной комиссии о готовности к проведению энергетического пуска), величина нормативного уровня отклонений устанавливается в размере максимальной из следующих величин:

(в ред. Приказа ФСТ РФ от 24.05.2005 № 212-э/2)

- величина нормативного уровня отклонений, определенная в соответствии с пунктом 5 настоящей Методики;
- величина рабочей мощности соответствующих генерирующих установок, находящихся в опытно-промышленной эксплуатации.

### **III. Определение стоимости отклонений объемов фактического производства электрической энергии участников оптового рынка от объемов их планового почасового производства**

7. Для целей минимизации объема отклонений фактического производства электрической энергии участников оптового рынка от планового почасового производства, возникающих по их собственной инициативе, и стимулирования участников оптового рынка электрической энергии (мощности) осуществлять действия, необходимые Системному оператору для управления режимами, при расчете платы за отклонения устанавливаются повышающие (понижающие) коэффициенты к тарифам, указанным в Приложении 1 к настоящей Методике.

8. Стоимость отклонений определяется как сумма произведений объемов составляющих величин отклонения по производству на утвержденный Службой (или органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов) тариф и на соответствующий коэффициент, определенный в соответствии с настоящей Методикой (далее – плата за отклонения).

При этом под составляющей величиной отклонения по производству понимается объем электрической энергии, являющийся составной частью значения отклонения с учетом положительного или отрицательного знака отклонения, которому присваивается признак внешней инициативы или собственной инициативы участника рынка, в соответствии с Правилами оптового рынка.

9. При определении платы за отклонения участника регулируемого сектора, осуществляющего производство электрической энергии (мощности), используются следующие тарифы, утверждаемые Службой:

- $T_{э(пост)}$  – тариф на поставку электрической энергии, установленный в отношении данного поставщика – участника регулируемого сектора оптового рынка в целом или в отношении каждой электростанции, принадлежащей АО-энерго, или, в случае отсутствия такого тарифа, тарифная ставка на покупку электрической энергии с оптового рынка, установленная в отношении данного участника регулируемого сектора – покупателя электрической энергии (мощности);
- $T_{эм(пост)}$  – тариф на поставку электроэнергии с учетом мощности, рассчитанный для участника регулируемого сектора – поставщика электрической энергии (мощности) в порядке, установленном нормативными актами.

В случае, если некоторые участники ОРЭ производят поставку сальдо-перетоков электрической энергии на оптовый рынок только в летний (или зимний) период года, а в остальное время АО-энерго является дефицитной,  $T_{эм(пост)}$  на год рассчитывается как среднеарифметическое месячных тарифов на электрическую энергию с учетом мощности;

- $\max T_{эм(пост)}$  – максимальный тариф на поставку электроэнергии с учетом мощности поставщиков – участников оптового рынка, утвержденный Службой, рассчитанный как средневзвешенный тариф из нескольких максимальных тарифов, установленных Службой на поставку электрической энергии с учетом мощности.

(п. 9 в ред. Приказа ФСТ РФ от 24.05.2005 № 212-э/2)

10. При определении платы за отклонения участника сектора свободной торговли, не являющегося участником регулируемого сектора и осуществляющего производство электрической энергии (мощности) в секторе отклонений, используются следующие тарифы:

- $T_{э(пост)}$  – тариф на поставку электрической энергии, установленный Службой (или органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов) в отношении объекта генерации участника как поставщика электроэнергии, не входящего в состав АО-энерго, или, в случае отсутствия такого тарифа, тарифная ставка на покупку электрической энергии этим участником на розничном рынке;
- $T_{эм(пост)}$  – тариф на поставку электроэнергии с учетом мощности, рассчитанный для данного участника в порядке, установленном нормативными актами;
- $\max T_{эм(пост)}$  – максимальный тариф на поставку электроэнергии с учетом мощности поставщиков – участников оптового рынка, утвержденный Службой, рассчитанный как средневзвешенный тариф из нескольких максимальных тарифов, установленных Службой на поставку электрической энергии с учетом мощности.

(п. 10 в ред. Приказа ФСТ РФ от 24.05.2005 № 212-э/2)

11. При увеличении объема производства электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по внешней инициативе плата за отклонения в соответствии с пунктом 5 Постановления Правительства Российской Федерации «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода» рассчитывается по следующей формуле:

$$T^{(+)}_{ПВ(ген)} = T_{Эм(пост)} \times K1 \quad (1)$$

12. При снижении объема производства электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по внешней инициативе плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T^{(-)}_{ПВ(ген)} = T_{Э(пост)} \times K2 \quad (2)$$

13. При увеличении участником оптового рынка объема производства электрической энергии (мощности) по собственной инициативе плата за отклонения определяется по следующей формуле:

$$T^{(+)}_{ПС(ген)} = T_{Эм(пост)} \times K3 \quad (3)$$

14. При снижении участником оптового рынка объема производства электрической энергии (мощности) по собственной инициативе плата за отклонения рассчитывается согласно пункту 56 Правил оптового рынка в соответствии с пунктами 15, 16 и 17 настоящей Методики.

15. При снижении участником оптового рынка объема производства электрической энергии (мощности) по собственной инициативе на величину, не превышающую пять процентов планового почасового производства участника в соответствующей группе точек поставки генерации, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T^{(-)}_{ПС(ген)} = \max T_{Эм(пост)} \times K4 \quad (4)$$

16. При снижении участником оптового рынка объема производства электрической энергии (мощности) по собственной инициативе на величину, превышающую пять процентов и не превышающую десять процентов планового почасового производства участника в соответствующей группе точек поставки генерации, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T^{(-)}_{ПС(ген)} = \max T_{Эм(пост)} \times K5 \quad (5)$$

17. При снижении участником оптового рынка объема производства электрической энергии (мощности) по собственной инициативе на величину, составляющую более десяти процентов планового почасового производства в соответствующей группе точек поставки генерации, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T^{(-)}_{ПС(ген)} = \max T_{Эм(пост)} \times K6 \quad (6)$$

#### **IV. Определение нормативного уровня отклонений фактического потребления электрической энергии участников оптового рынка от объемов их планового почасового потребления**

18. Величина нормативного уровня отклонений устанавливается в размере двух процентов от планового почасового потребления для каждой группы точек поставки потребления участника оптового рынка.

19. Объем отклонений электрической энергии участника оптового рынка, не превышающий величину нормативного уровня отклонений, рассчитывается по цене на электрическую энергию и мощность в регулируемом секторе или по стоимости единицы электрической энергии (мощности), определенной для данного участника в порядке, установленном нормативными актами.

#### **V. Определение стоимости отклонений фактического потребления электрической энергии (мощности) участников оптового рынка от объемов их планового почасового потребления**

20. Для целей минимизации объема отклонений фактического почасового потребления электрической энергии участников оптового рынка от объемов планового почасового потребления, возникающих по их собственной инициативе, и стимулирования участников оптового рынка, имеющих собственные генерирующие объекты, осуществлять действия, необходимые Системному оператору для управления режимами, приводящие к возникновению отклонений, при расчете платы за отклонения применяются соответствующие тарифы, к которым устанавливаются повышающие (понижающие) коэффициенты, указанные в настоящей Методике.

21. Стоимость отклонений фактического почасового потребления электрической энергии (мощности) от планового почасового потребления определяется как сумма произведений объемов составляющих величин отклонения по потреблению на плату за отклонения, определенную в соответствии с настоящей Методикой.

При этом под составляющей величиной отклонения по потреблению понимается объем электрической энергии, являющийся составной частью значения отклонения с учетом положительного или отрицательного знака отклонения, которому присваивается признак внешней инициативы или собственной инициативы участника рынка в соответствии с Правилами оптового рынка.



22. При определении платы за отклонения участника регулируемого сектора оптового рынка, осуществляющего покупку электрической энергии (мощности), используются следующие тарифы, утвержденные Службой:

- $T_{э(пок)}$  – тарифная ставка на покупку электрической энергии с оптового рынка, установленная данному участнику регулируемого сектора – покупателю электрической энергии (мощности), или (для избыточных АО-энерго), в случае отсутствия такого тарифа, тарифная ставка на поставку электрической энергии на оптовый рынок, установленная в отношении данного участника Службой;
- $T_{эм(пок)}$  – цена на электроэнергию и мощность в регулируемом секторе, рассчитанная для данного участника в порядке, установленном нормативными актами.

23. При определении стоимости отклонений участника сектора свободной торговли, не являющегося участником регулируемого сектора, осуществляющего покупку электрической энергии (мощности), используются следующие величины:

- $T_{э(пок)}$  – тарифная ставка на электрическую энергию, установленная органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов участнику свободного сектора, не являющемуся участником регулируемого сектора;
- $T_{эм(пок)}$  – стоимость единицы электрической энергии (мощности), определенная как разность между установленным органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов участнику тарифом на электрическую энергию и мощность и суммой тарифов за услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети, по передаче электрической энергии по территориальным распределительным сетям, по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России, по организации функционирования торговой системы оптового рынка, по обеспечению системной надежности и услуги Системного оператора.

24. При снижении объема потребления электрической энергии (мощности) участника оптового рынка по внешней инициативе в группах точек поставки, относящихся к потреблению с регулируемой нагрузкой, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T^{(-)}_{ПВ(потр)} = T_{эм(пок)} \times K7 \quad (7)$$

25. При снижении объема потребления электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по внешней инициативе в группах точек поставки, не относящихся к потребителям с регулируемой нагрузкой, а относящихся к потребителям, имеющим собственные генерирующие объекты, количественные характеристики которых не удовлетворяют условиям участника оптового рынка – поставщика, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T^{(-)}_{ПВ(потр)} = T_{эм(пок)} \times K8 \quad (8)$$

В случае изменения объема потребления в группе точек поставки потребления участника оптового рынка по внешней инициативе плата за отклонения определяется аналогично плате за отклонения для групп точек поставки потребления, относящихся к потреблению с регулируемой нагрузкой.

26. При увеличении объема потребления электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по внешней инициативе в группах точек поставки, относящихся к потреблению с регулируемой нагрузкой, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T^{(+)}_{ПВ(потр)} = T_{э(пок)} \times K9 \quad (9)$$

27. При увеличении объема потребления электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по внешней инициативе в группах точек поставки, не относящихся к потребителям с регулируемой нагрузкой, а относящихся к потребителям, имеющим собственные генерирующие объекты, количественные характеристики которых не удовлетворяют условиям участника оптового рынка – поставщика, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T^{(+)}_{ПВ(потр)} = T_{э(пок)} \times K10 \quad (10)$$

28. При снижении объема потребления электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по собственной инициативе участника на величину, не превышающую пять процентов планового почасового потребления участника в соответствующей группе точек поставки потребления, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T^{(-)}_{ПС(потр)} = T_{э(пок)} \times K11 \quad (11)$$

29. При снижении объема потребления электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по собственной инициативе участника на величину, превышающую пять процентов, но не превышающую десять процентов планового почасового потребления участника в соответствующей группе точек поставки потребления, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T^{(-)}_{\text{ПС(потр)}} = T_{\text{Э(пок)}} \times K12 \quad (12)$$

30. При снижении объема потребления электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по собственной инициативе участника на величину, превышающую десять процентов планового почасового потребления участника в соответствующей группе точек поставки потребления, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T^{(-)}_{\text{ПС(потр)}} = T_{\text{Э(пок)}} \times K13 \quad (13)$$

31. При увеличении объема потребления электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по собственной инициативе плата за отклонения рассчитывается в соответствии с пунктами 32, 33 и 34 настоящей Методики.

32. При увеличении объема потребления электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по собственной инициативе на величину, не превышающую пять процентов планового почасового потребления участника в соответствующей группе точек поставки потребления, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T^{(+)}_{\text{ПС(потр)}} = T_{\text{Эм(пок)}} \times K14 \quad (14)$$

33. При увеличении объема потребления электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по собственной инициативе на величину, превышающую пять процентов, но не превышающую десять процентов планового почасового потребления участника в соответствующей группе точек поставки потребления, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T^{(+)}_{\text{ПС(потр)}} = T_{\text{Эм(пок)}} \times K15 \quad (15)$$

34. При увеличении объема потребления электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по собственной инициативе на величину, превышающую десять процентов планового почасового потребления участника в соответствующей группе точек поставки потребления, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T^{(+)}_{\text{ПС(потр)}} = T_{\text{Эм(пок)}} \times K16 \quad (16)$$

35. При возникновении ситуаций, приведших к изменению объема потребления участников оптового рынка, не имеющих собственных генерирующих объектов по причинам, не зависящим от участника оптового рынка (вследствие непреодолимой силы), плата за отклонения не взимается.

#### **VI. Расчет стоимости отклонений объемов фактического производства (потребления) электрической энергии участников оптового рынка от объемов их планового почасового производства (потребления), в отношении групп точек поставки, расположенных во второй ценовой зоне**

(введен Приказом ФСТ РФ от 24.05.2005 № 212-э/2)

1. Установить, что для участников оптового рынка, в отношении групп точек поставки расположенных во второй ценовой зоне, при расчете стоимости отклонений за май 2005 года не применяются повышающие (понижающие) коэффициенты к тарифам, установленным Федеральной службой по тарифам и органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов.

2. Установить, что для участников оптового рынка, в отношении групп точек поставки расположенных во второй ценовой зоне, расчет стоимости отклонений за май и июнь 2005 г. выполняется в отношении отклонений, определенных суммарно за расчетный период:

- по сумме групп точек поставки генерации участника оптового рынка, расположенных в одном энергорайоне участника оптового рынка, при наличии равных по величине тарифов, применяемых при расчете платы за отклонения;
- по сумме групп точек поставки потребления, расположенных в одном энергорайоне участника оптового рынка, при наличии равных по величине тарифов, применяемых при расчете платы за отклонения.

При этом нормативный уровень отклонений и диапазоны отклонений устанавливаются в отношении суммарного объема планового почасового производства (потребления) за расчетный период для указанных совокупностей групп точек поставки.

3. Установить, что для участников оптового рынка, в отношении групп точек поставки расположенных во второй ценовой зоне, расчет стоимости отклонений за июль, август и сентябрь 2005 г. выполняется в отношении отклонений, определенных для каждого часа:

- по сумме групп точек поставки генерации участника оптового рынка, расположенных в одном энергорайоне участника оптового рынка, при наличии равных по величине тарифов, применяемых при расчете платы за отклонения;
- по сумме групп точек поставки потребления, расположенных в одном энергорайоне участника оптового рынка, при наличии равных по величине тарифов, применяемых при расчете стоимости отклонений.

При этом нормативный уровень отклонений и диапазоны отклонений устанавливаются в отношении объема планового почасового производства (потребления) для указанных совокупностей групп точек поставки.

**ПОВЫШАЮЩИЕ (ПОНИЖАЮЩИЕ) КОЭФФИЦИЕНТЫ  
К ТАРИФАМ РЕГУЛИРУЕМОГО СЕКТОРА, ПРИМЕНЯЕМЫЕ  
ПРИ РАСЧЕТЕ СТОИМОСТИ ОТКЛОНЕНИЙ  
(НОВАЯ ВЕРСИЯ)**

<b>Коэффициент</b>	<b>Значение коэффициента</b>
К 1	1,05
К 2	0,9
К 3	0
К 4	0,95
К 5	1
К 6	1,5
К 7	1,5
К 8	1,05
К 9	0,5
К 10	0,9
К 11	1,2
К 12	1,1
К 13	0,9
К 14	1,05
К 15	1,25
К 16	1,5

**НОРМАТИВНЫЕ УРОВНИ ОТКЛОНЕНИЙ И ДИАПАЗОНЫ ОТКЛОНЕНИЙ,  
УЧИТЫВАЕМЫЕ ПРИ РАСЧЕТЕ ПЛАТЫ ЗА ОТКЛОНЕНИЯ**

<b>Субъект оптового рынка, наименование инициативы отклонения</b>	<b>Величина нормативного уровня отклонений</b>	<b>Диапазон отклонений, учитываемых при расчете платы за отклонения</b>
Поставщики, увеличившие объем производства по внешней инициативе	max (2% планового почасового производства; 10 МВт.ч)	Более max (2% планового почасового производства; 10 МВт.ч)
Поставщики, снизившие объем производства по внешней инициативе	max (2% планового почасового производства; 10 МВт.ч)	Более max (2% планового почасового производства; 10 МВт.ч)
Поставщики, увеличившие объем производства по собственной инициативе	max (2% планового почасового производства; 10 МВт.ч)	Более max (2% планового почасового производства; 10 МВт.ч)
Поставщики, снизившие объем производства по собственной инициативе	max (2% планового почасового производства; 10 МВт.ч)	Более 10 МВт.ч и От 2 до 5% планового почасового производства; От 5 до 10% планового почасового производства, Более 10% планового почасового производства
Покупатели, снизившие объем потребления по внешней инициативе	2% планового почасового потребления	Более 2% планового почасового потребления
Покупатели, увеличившие объем потребления по внешней инициативе	2% планового почасового потребления	Более 2% планового почасового потребления
Покупатели, снизившие объем потребления по собственной инициативе	2% планового почасового потребления	2 – 5% планового почасового потребления; 5 – 10% планового почасового потребления; более 10% планового почасового потребления;
Покупатели, увеличившие объем потребления по собственной инициативе	2% планового почасового потребления	2 – 5% планового почасового потребления; 5 – 10% планового почасового потребления; более 10% планового почасового потребления;

**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ**

**ПРИКАЗ**

**от 24 августа 2004 г. № 45-э/4**

**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ МЕТОДИЧЕСКИХ УКАЗАНИЙ  
ПО РАСЧЕТУ ТАРИФОВ НА УСЛУГИ ПО ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОМУ  
УПРАВЛЕНИЮ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

Зарегистрировано  
в Минюсте РФ  
24 сентября 2004 г. № 6042

(в ред. Приказа ФСТ РФ от 24.05.2005 № 211-э/1)

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июня 2004 г. № 332 «Об утверждении Положения о Федеральной службе по тарифам» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 29, ст. 3049), а также в целях реализации пункта 63 Основ ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791), приказываю:

1. Утвердить прилагаемые Методические указания по расчету тарифов на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике.
2. Признать утратившим силу Постановление Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации от 20 сентября 2002 г. № 62-э/1 «Об утверждении Методических указаний по расчету размера платы за услуги по обеспечению системной надежности, оказываемые Системным оператором субъектам оптового рынка, и Перечня и условий оплаты услуг по обеспечению системной надежности, оказываемых системным оператором субъектам оптового рынка» (зарегистрировано в Минюсте России 11 октября 2002 г., регистрационный № 3859).

*Руководитель  
Федеральной службы по тарифам  
С. НОВИКОВ*

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ  
ПО РАСЧЕТУ ТАРИФОВ НА УСЛУГИ ПО ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОМУ  
УПРАВЛЕНИЮ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

(в ред. Приказа ФСТ РФ от 24.05.2005 № 211-э/1)

**I. Общие положения**

1. Настоящие Методические указания по расчету тарифов на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с Федеральным законом от 14 апреля 1995 г. № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, № 16, ст. 1316; 1999, № 7, ст. 880; 2003, № 2, ст. 158; № 13, ст. 1180; № 28, ст. 2894), Федеральным законом от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1177), Федеральным законом от 26 марта 2003 г. № 36-ФЗ «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1178) и Основами ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации (далее – Основы ценообразования) и Правилами государственного регулирования и применения тарифов (цен) на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации (далее – Правила регулирования), утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791).

2. Методические указания определяют основные положения расчета тарифов на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, оказываемые субъектами оперативно-диспетчерского управления, и предназначены для использования федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий (далее – Служба), Системным оператором и иными субъектами оперативно-диспетчерского управления.

3. Понятия, используемые в настоящих Методических указаниях, соответствуют определениям, данным в Федеральном законе от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1177) и в Постановлении Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии».

**II. Основные методические положения  
по расчету тарифов на услуги по оперативно-диспетчерскому  
управлению в электроэнергетике**

4. Расчет тарифов на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике (далее – услуги) осуществляется исходя из принципа обязательного раздельного учета доходов и расходов субъектов оперативно-диспетчерского управления по видам деятельности в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 6 июля 1998 г. № 700 «О введении раздельного учета затрат по регулируемым видам деятельности в энергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1998, № 28, ст. 3357).

5. Экономически обоснованный размер тарифов на услуги рассчитывается исходя из необходимости компенсации субъекту оперативно-диспетчерского управления расходов, связанных с оказанием услуг, и обеспечения экономически обоснованной прибылью.

6. В случае, если субъект оперативно-диспетчерского управления, кроме деятельности по оказанию услуг, осуществляет иные виды деятельности, расходы на их осуществление и полученные доходы от этой деятельности не учитываются при расчете размера тарифов на указанные услуги.

7. Избыточные и непроизводительные расходы исключаются из размера платы. Основания для исключения указанных расходов приведены в пункте 7 Основ ценообразования.

8. Выявленные по данным отчетности не использованные в течение базового периода регулирования средства по отдельным статьям расходов учитываются Службой при установлении размера платы на следующий период регулирования в качестве источника покрытия расходов следующего периода регулирования.

9. В случае, если субъект оперативно-диспетчерского управления в течение расчетного периода регулирования понес экономически обоснованные расходы, не учтенные при установлении размера платы на расчетный период регулирования, в том числе расходы, связанные с объективным и незапланированным ростом цен на продукцию, потребляемую в течение расчетного периода регулирования, эти расходы учитываются Службой при установлении размера платы на последующий расчетный период регулирования (включая расходы, связанные с обслуживанием заемных средств, привлекаемых для покрытия недостатка средств).

10. Служба на основе предварительно согласованных с ней мероприятий по сокращению расходов субъекта оперативно-диспетчерского управления в соответствии с пунктом 8 Основ ценообразования обязана в течение 2 лет после окончания срока окупаемости затрат на проведение этих мероприятий сохранять расчетный уровень расходов, сложившихся в период, предшествующий сокращению расходов.

11. Необходимая валовая выручка (далее – НВВ) на период регулирования для покрытия обоснованных расходов, связанных с оказанием услуг, с учетом корректировки по избытку (исключению необоснованных расходов) средств и возмещению недостатка средств, рассчитывается по формуле:

$$НВВ = НВВ_p \pm \text{Дельта НВВ}, \quad (1)$$

где:

$НВВ_p$  – необходимый доход субъекта оперативно-диспетчерского управления в расчетном периоде, обеспечивающий компенсацию экономически обоснованных расходов на оказание услуг и получение прибыли, определяемой в соответствии с настоящими Методическими указаниями (тыс. руб.);

Дельта НВВ – экономически обоснованные расходы субъекта оперативно-диспетчерского управления, подлежащие возмещению (со знаком «+») и исключению из  $НВВ_p$  (со знаком «-») в соответствии с пунктами 7, 8, 9 и 10 настоящих Методических указаний (тыс. руб.).

### III. Расчет расходов, относимых на услуги субъекта оперативно-диспетчерского управления

12. Определение состава расходов и оценка их экономической обоснованности производятся в соответствии с Федеральным законом «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации», главой 25 Налогового кодекса Российской Федерации, Основами ценообразования и настоящими Методическими указаниями.

13. Расчет расходов, связанных с оказанием услуг, производится по следующим составляющим:

- сырье и материалы, используемые для производственных и хозяйственных нужд, – исходя из действующих норм и цен на сырье и материалы, определяемых в соответствии с пунктом 36 Основ ценообразования;
- покупная энергия всех видов, расходуемая на технологические цели, отопление зданий, – исходя из расчетных объемов потребления и тарифов, прогнозируемых на период регулирования;
- работы и услуги производственного характера, выполняемые сторонними организациями и (или) подразделениями самой организации, а также услуги по оперативно-диспетчерскому управлению, оказываемые субъектами оперативно-диспетчерского управления нижестоящего уровня субъектам оперативно-диспетчерского управления вышестоящего уровня, – исходя из необходимости проведения регламентных (ремонтных и других) работ и цен и тарифов на указанные работы и услуги, определяемых в соответствии с пунктом 36 Основ ценообразования;
- топливо всех видов для обслуживания производства, включая транспорт и т. п., – исходя из действующих норм и цен и тарифов, определяемых в соответствии с пунктом 36 Основ ценообразования;
- амортизационные отчисления на реновацию основных фондов и нематериальных активов – по нормам амортизационных отчислений, утвержденным в установленном нормативными правовыми актами Российской Федерации порядке, и в соответствии с принятым порядком начисления амортизации;
- расходы на оплату труда персонала – в соответствии с пунктом 27 Основ ценообразования;
- отчисления на социальные нужды (единый социальный налог и отчисления на страхование от несчастного случая на производстве, предусмотренные законодательством Российской Федерации) – в размерах, установленных законодательством Российской Федерации;
- расходы на ремонт основных средств – в соответствии с пунктом 36 Основ ценообразования;
- оплата работ и услуг сторонних организаций (расходы на оплату услуг связи, вневедомственной охраны, коммунального хозяйства, юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг и др.) – исходя из необходимости проведения работ (оказания услуг) и цен и тарифов на указанные работы и услуги, определяемых в соответствии с пунктом 36 Основ ценообразования;
- арендные платежи – исходя из состава арендованного имущества и ставок арендной платы, определяемых в соответствии с пунктом 36 Основ ценообразования;
- расходы на служебные командировки, включая оформление виз и сборов, – в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- расходы на обучение персонала – в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- расходы на страхование (имущества, ответственности и др.) – в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- другие расходы – в соответствии с законодательством Российской Федерации.

14. Внебюджетные расходы рассчитываются в соответствии с законодательством Российской Федерации.

15. При отсутствии нормативов по отдельным статьям расходов до их утверждения допускается в соответствии с главой 25 Налогового кодекса Российской Федерации использовать в расчетах экспертные оценки на основе отчетных данных.

16. При расчете размера платы за услуги учитывается величина прибыли (расходы, не перечисленные в пунктах 13 и 14 настоящих Методических указаний), необходимая для обеспечения субъекта оперативно-диспетчерского управления средствами на обслуживание привлеченного и заемного капитала, средствами на развитие, для выплаты дивидендов и финансирования за счет прибыли других обоснованных расходов по следующим составляющим:

- налоги и иные обязательные платежи и сборы, уплачиваемые за счет прибыли, – в соответствии с налоговым законодательством Российской Федерации;
- развитие производства, в том числе на инвестиции, – исходя из программы производственного развития, утвержденной в установленном порядке (программы развития, как правило, содержат перечень объектов, объем инвестиций, сроки их освоения, источник инвестиций (амортизация, прибыль, заемные средства и т. д.), расчет срока окупаемости инвестиций);
- расходы на социальные нужды – в соответствии с законодательством Российской Федерации;

- дивиденды по акциям – в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- прибыль на прочие цели (с расшифровкой) – в соответствии с законодательством Российской Федерации.

17. Для расчета размера платы за услуги используются следующие материалы:

- объем установленной мощности (Таблица 1);

(в ред. Приказа ФСТ РФ от 24.05.2005 № 211-э/1)

- расчет расходов на оплату труда (таблица № 2);
- расчет амортизационных отчислений на восстановление основных производственных фондов (таблица № 3);
- смета расходов, относимых на услуги субъекта оперативно-диспетчерского управления, уменьшающих налогооблагаемую прибыль

(таблица № 4);

- расчет источников финансирования инвестиций (таблица № 5);
- справка о финансировании и освоении инвестиций (таблица № 6);
- расчет необходимой балансовой прибыли (таблица № 7);
- расчет экономически обоснованного размера платы за услуги Системного оператора (таблица № 8);
- инвестиционная программа производственного развития, согласованная в установленном порядке;
- расчет размера выпадающих доходов или дополнительно полученной выгоды в предшествующий период регулирования, выявленных на основании официальной отчетности или по результатам проверки хозяйственной деятельности;
- бухгалтерская отчетность на последнюю отчетную дату;
- другие обосновывающие материалы и расчеты, нормы и нормативы расчета отдельных статей расходов по перечню, установленному регулирующим органом в соответствии с пунктом 12 Правил регулирования.

18. При заполнении таблиц расчетные показатели базового периода определяются:

- по экономическим (стоимостным) показателям – по текущим показателям периода, предшествующего периоду регулирования;
- по показателям производственно-технического характера – по текущим показателям года, предшествующего периоду регулирования, и/или по показателям сводного прогнозного баланса электроэнергии (мощности) года, предшествующего периоду регулирования, утверждаемым в установленном порядке.

(в ред. Приказа ФСТ РФ от 24.05.2005 № 211-э/1)

#### IV. Расчет размера тарифа за услуги субъектов оперативно-диспетчерского управления

19. Размер тарифа за услуги Системного оператора по оперативно-диспетчерскому управлению ( $T_{CO}$ ) рассчитывается по формулам:

$$T_{CO} = \frac{HVB}{\sum N_i}, \quad (1)$$

где:

$HVB$  – необходимая валовая выручка Системного оператора;

$N_i$  – установленная на 1 января года, предшествующего расчетному периоду, мощность (МВт)  $i$ -й электростанции юридического лица – производителя электрической энергии (а также иного юридического лица, имеющего право распоряжения электрической энергией, производимой на генерирующем оборудовании), в отношении которой Системный оператор осуществляет оперативное диспетчерское управление.

Размер тарифа за услуги  $j$ -го субъекта оперативно-диспетчерского управления, оказываемые в  $j$ -й технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе ( $T_{CO}^j$ ), рассчитывается по формулам:

$$T_{CO}^j = \frac{HVB^j}{\sum N_i^j}, \quad (2)$$

где:

$HVB^j$  – необходимая валовая выручка  $j$ -го субъекта оперативно-диспетчерского управления, расположенного на территории технологически изолированной электроэнергетической системы  $j$ -го субъекта Российской Федерации;

$N_i^j$  – установленная на 1 января года, предшествующего расчетному периоду, мощность (МВт)  $i$ -й электростанции юридического лица – производителя электрической энергии (а также иного юридического лица, имеющего право распоряжения электрической энергией, производимой на генерирующем оборудовании), расположенной на территории  $j$ -й технологически изолированной электроэнергетической системы Российской Федерации.

(п. 19 в ред. Приказа ФСТ РФ от 24.05.2005 № 211-э/1)



Таблица № 1

**Объем установленной мощности, МВт**  
(в ред. Приказа ФСТ РФ от 24.05.2005 № 211-э/1)

№ п.п.	Наименование показателей	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
	Всего установленная мощность в том числе:		
1.1.	Установленная мощность электростанций субъектами ОРЭ, в т. ч. по электростанциям		
	...		
1.2.	Установленная мощность электростанций по субъектам РФ, в т. ч. по электростанциям		
	...		

<\*> Сноска исключена. – Приказ ФСТ РФ от 24.05.2005 N 211-э/1.

Таблица № 2

**Расчет расходов на оплату труда**  
(в ред. Приказа ФСТ РФ от 24.05.2005 N 211-э/1)

№ п.п.	Наименование показателей	Единицы измерения	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4	5
1.	Расчетная численность персонала	чел.		
2.	Среднемесячный должностной оклад с доплатами и надбавками по штатному расписанию на начало периода	руб.		
3.	Средний индекс роста потребительских цен	%		
4.	Среднемесячный должностной оклад с доплатами и надбавками с учетом индексов роста потребительских цен ((п. 2 х п. 3) : 100)	руб.		
5.	Процент выплат, связанный с режимом работы	%		
6.	Сумма выплат, связанная с режимом работы	руб.		
7.	Процент премирования за производственные результаты работы	%		
8.	Сумма выплат за производственные результаты работы	руб.		
9.	Процент выплат вознаграждения за выслугу лет	%		
10.	Сумма вознаграждения за выслугу лет	руб.		
11.	Процент выплат вознаграждения по итогам работы за год	%		
12.	Сумма вознаграждения по итогам работы за год	руб.		
13.	Процент выплат по районным коэффициентам и северным надбавкам	%		
14.	Сумма выплат по районным коэффициентам и северным надбавкам ((п. 4 + п. 6 + п. 8 + п. 10 + п. 12) х п. 13 : 100)	руб.		
15.	Другие выплаты за производственные результаты работы	руб.		
16.	Среднемесячная заработная плата на одного работника (п. 4 + п. 6 + п. 8 + п. 10 + п. 12 + п. 14 + п. 15)	руб.		
17.	Период регулирования	мес.		
18.	Суммарные расходы на оплату труда (п. 1 х п. 16 х п. 17)	тыс. руб.		
19.	Расходы на оплату труда лиц, выполняющих работы по договорам гражданско-правового характера	тыс. руб.		
20.	ФОТ всего (п. 18 + п. 19)	тыс. руб.		

Таблица № 3

**Расчет амортизационных отчислений  
на восстановление основных производственных фондов, млн. руб.**

№ п.п.	Показатели	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
1.	Балансовая стоимость основных производственных фондов на начало периода		
2.	Ввод основных производственных фондов		
3.	Выбытие основных производственных фондов		
4.	Средняя стоимость основных производственных фондов		
5.	Средняя норма амортизации		
6.	Сумма амортизационных отчислений (п. 4 х п. 5)		

Таблица № 4

**Расходы, относимые на услуги субъекта  
оперативно-диспетчерского управления, уменьшающие  
налогооблагаемую прибыль, млн. руб.**

№ п.п.	Наименование показателя	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
A.	Расходы, связанные с производством и реализацией		
1.	Материальные расходы, в т. ч.		
1.1.	Сырье и материалы		
1.2.	Покупная электроэнергия		
1.3.	Работы и услуги производственного характера		
1.4.	Топливо на технологические цели		
2.	Амортизационные отчисления		
3.	Расходы на оплату труда		
3.1.	Оплата труда		
3.2.	Отчисления на социальные нужды		
4.	Прочие расходы		
4.1.	Ремонт основных средств		
4.2.	Оплата работ и услуг сторонних организаций из них:		
	– услуги связи		
	– услуги вневедомственной охраны и коммунального хозяйства		
	– юридические и информационные услуги		
	– аудиторские и консультационные у		
4.3.	Расходы на командировки и представительские расходы		
4.4.	Арендная плата		
4.5.	Расходы на подготовку кадров		
4.6.	Расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности		
4.7.	Расходы на страхование, из них:		
	– страхование имущества		
	– страхование ответственности		
4.8.	Другие прочие расходы		
4.9.	Налоги и сборы		
	– налог на землю		

Таблица № 4 (окончание)

1	2	3	4
	– налог на имущество		
	– налог на пользователей автодорог		
	– прочие налоги и сборы, уменьшающие налогооблагаемую прибыль организации		
В.	Внереализационные расходы		
1.	Проценты по долговым обязательствам		
2.	Убытки прошлых лет		
3.	Другие внереализационные расходы		
С.	ИТОГО расходов (п. А + п. В)		

Таблица № 5

**Расчет источников  
финансирования инвестиций, млн. руб.**

№ п.п.	Наименование показателя	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
1.	Объем капитальных вложений – всего, в том числе:		
	– на производственное и научно-техническое развитие		
	– на непроизводственное развитие		
2.	Финансирование капитальных вложений за счет:		
2.1.	Амортизационных отчислений		
2.2.	Прибыли предприятия		
2.3.	Бюджета		
	– федерального		
	– субъектов Российской Федерации		
2.4.	Неиспользованных средств на начало года		
2.5.	Прочих источников		

Таблица № 6

**Справка  
о финансировании и освоении инвестиций, млн. руб.**

Наименование строк	Утверждено на базовый период	В течение базового периода		Остаток финансирования	План на период регулирования	Источник финансирования
		освоено фактически	профинансировано			
1	2	3	4	5	6	7
Всего						
в т. ч.						

Таблица № 7

**Расчет необходимой  
балансовой прибыли, млн. руб.**

№ п.п.	Наименование показателей	Базовый период	Период регулирувания
1	2	3	4
1.	Налоги и платежи за счет прибыли, из них:		
	– налог на прибыль		
	– прочие налоги и иные обязательные платежи и сборы		
2.	Прибыль на нужды организации		
2.1.	Расходы на развитие производства, в том числе:		
	– капитальные вложения		
2.2.	Расходы на социальные нужды		
2.3.	Дивиденды по акциям		
2.4.	Прибыль на прочие цели		
3.	Необходимая балансовая прибыль (п. 1 + п. 2)		

Таблица № 8

**Расчет экономически обоснованного размера платы  
за услуги Системного оператора**

(в ред. Приказа ФСТ РФ от 24.05.2005 N 211-э/1)

№ п.п.	Наименование показателей	Единицы измерения	Базовый период	Период регулирувания
1	2	3	4	5
1.	Расходы Системного оператора по выполнению услуг, уменьшающие налогооблагаемую прибыль	млн. руб.		
2.	Необходимая балансовая прибыль	млн. руб.		
3.	Необходимая валовая выручка (п. 1 + п. 2)	млн. руб.		
4.	Рентабельность	%		
	Установленная мощность	МВт		
	Расчетный тариф (п. 3 : п. 5)	руб./МВт		

**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ**

**ПРИКАЗ**  
**от 15 февраля 2005 г. № 22-э/5**

**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ МЕТОДИЧЕСКИХ УКАЗАНИЙ**  
**ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ РАЗМЕРА ПЛАТЫ ЗА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ**  
**ПРИСОЕДИНЕНИЕ К ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ**

Зарегистрировано  
в Минюсте РФ  
1 апреля 2005 г. № 6462

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июня 2004 г. № 332 «Об утверждении Положения о Федеральной службе по тарифам» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 29, ст. 3049), а также в целях реализации пункта 63 Основ ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791), и решением Правления ФСТ России от 8 февраля 2005 года № р-2-э/1, приказываю:

утвердить прилагаемые Методические указания по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям.

*Руководитель*  
*Федеральной службы по тарифам*  
*С. НОВИКОВ*

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ  
ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ РАЗМЕРА ПЛАТЫ ЗА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ  
ПРИСОЕДИНЕНИЕ К ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ**

**1. Общие положения**

1. Настоящие «Методические указания по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям» (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с Федеральным законом от 14 апреля 1995 г. № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, № 16, ст. 1316; 1999, № 7, ст. 880; 2003, № 2, ст. 158; № 13, ст. 1180; № 28, ст. 2894; 2004, № 35, ст. 3607; 2005, № 1 (часть I), ст. 37), Федеральным законом от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1177; 2004, № 35, ст. 3607; 2005, № 1 (часть I), ст. 37), Основами ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации (далее – Основы ценообразования), утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791; 2005, № 1 (часть II), ст. 130) и Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 года № 861 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 52 (часть II), ст. 5525).

2. Настоящие Методические указания определяют основные положения по расчету размера платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям (далее – плата за технологическое присоединение) организаций, имеющих на правах собственности или иных законных основаниях объекты электросетевого хозяйства (далее – Сетевая организация), и предназначены для использования Федеральной службой по тарифам (далее – Службой) и сетевыми организациями.

3. Понятия, используемые в настоящих Методических указаниях, соответствуют определениям, данным в Федеральном законе от 14 апреля 1995 г. № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации», Федеральном законе от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», в Постановлении Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии» и в Постановлении Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 года № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям» и означают следующее:

**потребители электрической энергии** – лица, приобретающие электрическую энергию для собственных бытовых и (или) производственных нужд;

**объекты электросетевого хозяйства** – линии электропередачи, трансформаторные и иные подстанции, распределительные пункты и иное предназначенное для обеспечения электрических связей и осуществления передачи электрической энергии оборудование;

**территориальная сетевая организация** – коммерческая организация, оказывающая услуги по передаче электрической энергии с использованием объектов электросетевого хозяйства, не относящихся к единой национальной (общероссийской) электрической сети;

**необходимая валовая выручка** – экономически обоснованный объем финансовых средств, необходимых организации для осуществления регулируемой хозяйственной деятельности в течение расчетного периода регулирования;

**единая национальная (общероссийская) электрическая сеть (ЕНЭС)** – комплекс электрических сетей и иных объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих на праве собственности или на ином предусмотренном федеральными законами основании субъектам электроэнергетики и обеспечивающих устойчивое снабжение электрической энергией потребителей, функционирование оптового рынка, а также параллельную работу российской электроэнергетической системы и электроэнергетических систем иностранных государств;

**регулируемая деятельность** – деятельность, в рамках которой расчеты за поставляемую продукцию (услуги) осуществляются по тарифам (ценам), которые подлежат государственному регулированию. Настоящее понятие применяется исключительно с целью идентифицировать расходы, относящиеся к регулируемой деятельности, и не означает применения в отношении этой деятельности какого-либо иного регулирования, кроме установления тарифов (цен).

4. Технологическое присоединение энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям осуществляется в порядке, устанавливаемом Правительством Российской Федерации.

5. Любые юридические и физические лица имеют право на технологическое присоединение своих энергопринимающих устройств (энергетических установок) к электрическим сетям при наличии технической возможности для этого и соблюдении ими установленных правил такого присоединения.

6. Размер платы за технологическое присоединение должен компенсировать расходы на проведение работ по технологическому присоединению нового объекта к электрическим сетям. Включение указанных расходов в состав платы за услуги по передаче электрической энергии не допускается.

7. Плата за технологическое присоединение взимается со следующих лиц, заинтересованных в технологическом присоединении и подавших заявку на выдачу технических условий на технологическое присоединение (далее – Заявители):

- потребителей электрической энергии, вновь присоединяемых к электрическим сетям или расширяющих имеющиеся присоединения;
- других электросетевых организаций, в том числе территориальных сетевых организаций и организаций, имеющих на правах собственности или иных законных основаниях объекты электросетевого хозяйства, относящиеся к ЕНЭС;
- владельцев генерирующих установок, вновь присоединяемых к электрическим сетям или расширяющих имеющееся присоединение.

8. Плата за технологическое присоединение взимается однократно.

Изменение формы собственности или собственника (Заявителя или Сетевой организации) не влечет за собой повторную оплату за технологическое присоединение.

9. При наличии технической возможности для расчета размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям учитываются расходы на выполнение Сетевой организацией следующих работ:

- подготовка и выдача технических условий (далее – ТУ) в соответствии с заявкой Заявителя;
- проверка выполнения технических условий Заявителя и составление акта о технологическом присоединении;
- выполнение технических условий со стороны Сетевой организации;
- фактические действия по присоединению и обеспечению работы энергопринимающего устройства в электрической сети.

10. Физические лица, подающие заявку на технологическое присоединение в целях потребления электрической энергии для коммунально-бытовых нужд, с присоединенной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, оплачивают работу по разработке технических условий в объеме, не превышающем 0,5 минимального размера оплаты труда, а все иные работы, указанные в пункте 9 настоящих Методических указаний, – в объеме, не превышающем в сумме 5 минимальных размеров оплаты труда.

Все другие Заявители (в том числе и физические лица с подключаемой нагрузкой более 15 кВт) оплачивают технологическое подключение в соответствии с разделами 2 и 3 настоящих Методических указаний.

11. Размер платы за технологическое присоединение на уровне напряжения 35 кВ и выше устанавливается Службой в соответствии с разделом 2 настоящих Методических указаний.

12. Размер платы за технологическое присоединение на уровне напряжения ниже 35 кВ устанавливается Службой в соответствии с разделом 3 настоящих Методических указаний.

13. Плата за технологическое присоединение подлежит отдельному учету со стороны Сетевой организации и не учитывается в необходимой валовой выручке Сетевой организации по иным регулируемым видам деятельности.

При отсутствии технической возможности присоединения к электрическим сетям Сетевая организация уведомляет об этом обратившегося с заявкой Заявителя.

## 2. Расчет размера платы за технологическое присоединение мощности не менее 10000 кВт к электрическим сетям на уровне напряжения не ниже 35 кВ

14. Размер платы за технологическое присоединение (СП) рассчитывается по формуле:

$$СП = РП \times (1 + Кп), \quad (1)$$

где:

РП – сумма расходов на проведение работ, указанных в пункте 9 настоящих Методических указаний;

Кп – коэффициент рентабельности работ, указанных в пункте 9 настоящих Методических указаний, устанавливаемый Службой в размере, не превышающем прогнозируемый на текущий год уровень инфляции, но не ниже значения, равного 0,03.

## 3. Расчет размера платы за технологическое присоединение мощности менее 10000 кВт к электрическим сетям на уровне напряжения ниже 35 кВ

15. Расчет размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на уровне напряжения ниже 35 кВ для каждой Сетевой организации производится отдельно.

15.1. Для электроснабжения Заявителя, которому необходима электрическая мощность на напряжении 1- 0,4 кВ:

- до 30 кВт включительно, за исключением физических лиц с присоединенной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно;
- свыше 30 кВт и до 100 кВт включительно.

15.2. Для электроснабжения Заявителя, которому необходима электрическая мощность, согласно следующей таблице.

Уровень напряжения, (i)	Мощность Заявителя, кВт (j)	
	от 100 до 750	более 750
6 кВ и выше		

Уровень напряжения определяется по границе балансовой принадлежности электрических сетей Сетевой организации и Заявителя.

16. Расчет платы за 1 кВт мощности технологического присоединения производится на основе представленных в Службу Сетевой организацией прогнозных данных о планируемых расходах за технологическое присоединение на календарный год. При этом указанные данные определяются Сетевой организацией с учетом перспективного плана мероприятий по присоединению и прогнозируемого спроса на дополнительную мощность.

В целях недопущения необоснованного роста размера платы за технологическое присоединение Сетевая организация также представляет в Службу фактические данные о количестве и стоимости технологических присоединений за один полный год, предшествующий первому числу квартала, в котором была подана заявка Сетевой организации на установление платы.

17. Ставка платы за технологическое присоединение на напряжении  $i$  и в диапазоне присоединяемой мощности  $j$  рассчитывается Службой на основании данных, представленных Сетевой организацией в соответствии с пунктом 16 настоящих Методических указаний по формуле:

$$C_{ij} = \frac{P_{ij}}{N_{ij}} \times (1 + K_n), \quad (2)$$

где:

$P_{ij}$  – общие расходы за технологические присоединения по работам, указанным в пункте 9 настоящих Методических указаний, на уровне напряжения  $i$  и в диапазоне мощности  $j$  [руб.];

$N_{ij}$  – суммарная мощность всех технологических присоединений на уровне напряжения  $i$  и в диапазоне присоединяемой мощности  $j$  [кВт].

18. Плата за технологическое присоединение рассчитывается в отношении каждого случая присоединения для одного Заявителя на основании ставок платы за технологическое присоединение по следующей формуле:

$$T_{ijk} = C_{ij} \times N_{ij}, \quad (3)$$

где:

$C_{ij}$  – ставка платы за технологическое присоединение в классе напряжения  $i$  и диапазоне мощности  $j$  [руб.];

$N_{ij}$  – суммарная мощность технологического присоединения одного Заявителя в классе напряжения  $i$  и диапазоне мощности  $j$  [кВт].

19. Расчет ставки платы за технологическое присоединение в классе напряжения  $i$  и диапазоне мощности  $j$  производится по формулам (2) и (3) и применяется при условии, что количество присоединений, используемых в расчете, не менее 10.

В случае, если количество технологических присоединений менее 10, расчет ставки платы за технологическое присоединение производится индивидуально для каждого технологического присоединения по формуле (1).



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ**

**ПРИКАЗ**

**от 8 апреля 2005 г. № 130-э**

**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ РЕГЛАМЕНТА  
РАССМОТРЕНИЯ ДЕЛ ОБ УСТАНОВЛЕНИИ ТАРИФОВ  
И (ИЛИ) ИХ ПРЕДЕЛЬНЫХ УРОВНЕЙ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ (ТЕПЛОВУЮ)  
ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И НА УСЛУГИ, ОКАЗЫВАЕМЫЕ НА ОПТОВОМ  
И РОЗНИЧНЫХ РЫНКАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ (ТЕПЛОВОЙ)  
ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ)**

Зарегистрировано  
в Минюсте РФ  
7 июня 2005 г. № 6696

В соответствии с пунктом 15 Правил государственного регулирования и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109, приказываю:

1. Утвердить прилагаемый Регламент рассмотрения дел об установлении тарифов и (или) их предельных уровней на электрическую (тепловую) энергию (мощность) и на услуги, оказываемые на оптовом и розничных рынках электрической (тепловой) энергии (мощности).
2. Признать утратившим силу Постановление Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации от 30 октября 2002 г. № 75-э/5 «Об утверждении регламента рассмотрения дел об установлении тарифов (цен) на электрическую и тепловую энергию» (зарегистрировано в Министерстве юстиции Российской Федерации 18.12.2002, № 4040).

*Руководитель  
Федеральной службы по тарифам  
С. НОВИКОВ*

**РЕГЛАМЕНТ РАССМОТРЕНИЯ ДЕЛ  
ОБ УСТАНОВЛЕНИИ ТАРИФОВ И (ИЛИ) ИХ ПРЕДЕЛЬНЫХ УРОВНЕЙ  
НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ (ТЕПЛОВУЮ) ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И НА УСЛУГИ,  
ОКАЗЫВАЕМЫЕ НА ОПТОВОМ И РОЗНИЧНЫХ РЫНКАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ  
(ТЕПЛОВОЙ) ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ)**

Настоящий Регламент рассмотрения дел об установлении тарифов и (или) их предельных уровней на электрическую (тепловую) энергию (мощность) и на услуги, оказываемые на оптовом и розничных рынках электрической (тепловой) энергии (мощности) (далее – Регламент), разработан в соответствии с Правилами государственного регулирования и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791; 2005, № 1 (часть II), ст. 130) (далее – Правила регулирования), и определяет процедуру рассмотрения вопросов, связанных с установлением тарифов и (или) их предельных уровней на электрическую (тепловую) энергию (мощность) и на услуги, оказываемые на оптовом и розничных рынках электрической (тепловой) энергии (мощности), а также принятия решений по указанным вопросам регулирующими органами.

**I. Общие положения**

1. Рассмотрение дел об установлении тарифов и (или) их предельных уровней на электрическую (тепловую) энергию (мощность) и на услуги, оказываемые на оптовом и розничных рынках электрической (тепловой) энергии (мощности), осуществляется по заявлениям организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, и по представленным в регулирующий орган обоснованным предложениям (заявление с прилагаемыми обосновывающими материалами), а также по инициативе регулирующего органа.

2. В случае применения регулирующими органами метода индексации дело об установлении тарифов не открывается.

**II. Рассмотрение дел об установлении тарифов и (или) их предельных уровней  
Федеральной службой по тарифам**

3. Организации, осуществляющие регулируемую деятельность на территории субъектов Российской Федерации, до 15 мая года, предшествующего периоду регулирования, представляют в органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов обоснованные предложения (заявление с прилагаемыми обосновывающими материалами) об установлении предельных уровней тарифов на электрическую и тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, и на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям.

4. Для установления предельных уровней тарифов на электрическую и тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, и на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов до 1 июня года, предшествующего периоду регулирования, представляют в ФСТ России обоснованные предложения об установлении предельных уровней тарифов на электрическую и тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям и на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям.

5. Для установления тарифов (цен) на электрическую (тепловую) энергию (мощность) на оптовом рынке и (или) их предельных (минимальных и (или) максимальных) уровней производители электрической энергии – поставщики оптового рынка в срок до 1 июля года, предшествующего периоду регулирования, направляют на имя руководителя ФСТ России письменное заявление об открытии дела по установлению тарифов (цен), подписанное руководителем организации-заявителя и заверенное печатью организации-заявителя.

К заявлению прилагаются материалы (в подлиннике или заверенных заявителем копиях) в соответствии с пунктами 10, 11 Правил регулирования.

6. Для установления цен (тарифов) на услуги, оказываемые на оптовом рынке электрической энергии (мощности), включающие, в том числе, услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети, услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, услуги по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России, услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности), услуги по обеспечению системной надежности, организации, осуществляющие регулируемую деятельность в срок до 1 июля года, предшествующего периоду регулирования, направляют на имя руководителя ФСТ России письменное заявление об открытии дела по установлению тарифов (цен), подписанное руководителем заявителя и заверенное печатью заявителя.

К заявлению прилагаются материалы в соответствии с пунктом 10 Правил регулирования (в подлиннике или заверенных заявителем копиях).

7. Документы представляются на бумажном носителе. Дополнительно документы также могут быть представлены в электронном виде.

Документы, содержащие коммерческую тайну, должны иметь соответствующий гриф.

8. В заявлении, указанном в пунктах 3, 5, 6 настоящего Регламента, рекомендуется указывать:

- сведения об организации, направившей заявление (далее – заявитель) (наименование и реквизиты организации, юридический и почтовый адрес, адрес электронной почты, контактные телефоны и факс, фамилия, имя, отчество руководителя организации);
- основания, по которым заявитель обратился в регулирующий орган для установления тарифов (цен);
- требование, с которым заявитель обращается.

9. Документы, представляемые в соответствии с пунктами 4 – 6 настоящего Регламента, регистрируются ФСТ России в день получения (с присвоением регистрационного номера, указанием даты и времени получения), помечаются специальным штампом и направляются руководителю ФСТ России.

10. Для организации рассмотрения дела об установлении тарифов (цен), открываемого по заявлениям, указанным в пунктах 5, 6 настоящего Регламента, руководитель ФСТ России назначает уполномоченного по делу из числа работников ФСТ России.

11. В случае если представленные документы не соответствуют требованиям, указанным в пунктах 5, 6 настоящего Регламента, ФСТ России имеет право возвратить заявителю документы на доработку с письменным указанием оснований, по которым оно возвращается.

Возврат ФСТ России заявления и приложенных к нему материалов на доработку не является препятствием для повторного обращения с заявлением об установлении тарифов после устранения заявителем причин, послуживших основанием для его возврата.

При этом не может нарушаться срок, установленный пунктом 10 Правил регулирования.

Для организаций, в отношении которых ранее не осуществлялось государственное регулирование тарифов, тарифы на очередной и текущий периоды регулирования рассчитываются и устанавливаются независимо от сроков подачи материалов. При этом сроки рассмотрения регулирующим органом указанных материалов не должны превышать сроков, установленных в пунктах 13 и 16 Правил регулирования.

12. По результатам рассмотрения заявления руководитель ФСТ России (лицо, исполняющее обязанности руководителя) принимает решение об открытии дела об установлении тарифов либо об отказе в открытии дела.

Дело об установлении предельных уровней тарифов в субъектах Российской Федерации открывается ФСТ России до 15 июня года, предшествующего периоду регулирования.

Дело об установлении тарифов, указанных в пунктах 5, 6 настоящего Регламента, ФСТ России открывает не позднее двух недель с даты регистрации представленных документов, о чем направляет организации, осуществляющей регулируемую деятельность, извещение об открытии дела об установлении тарифов с указанием должности, фамилии, имени и отчества лица, назначенного уполномоченным по делу.

ФСТ России вправе отказать в открытии указанных в данном абзаце дел при нарушении срока обращения, установленного пунктом 10 Правил регулирования, а также при отсутствии каких-либо материалов либо их части, предусмотренных настоящим Регламентом.

Решение об отказе принимается единолично Руководителем ФСТ России.

13. ФСТ России вправе не позднее 20 июля года, предшествующего периоду регулирования, запросить дополнительные материалы, указав форму их представления и требования к ним, а организации, осуществляющие регулируемую деятельность, обязаны их представить в 2-недельный срок со дня поступления запроса.

Организации, осуществляющие регулируемую деятельность, вправе представить по своему усмотрению дополнительные материалы не позднее 20 июля года, предшествующего периоду регулирования.

14. Величины предельных уровней цен на электрическую энергию (мощность) в секторе свободной торговли оптового рынка электрической энергии (мощности) рассматриваются ФСТ России по собственной инициативе.

15. ФСТ России проводит экспертизу предложений об установлении тарифов и (или) их предельных уровней.

Порядок проведения экспертизы и отбора организаций (физических лиц), привлекаемых для проведения экспертизы, утверждается Федеральной службой по тарифам по согласованию с Министерством Российской Федерации по антимонопольной политике и поддержке предпринимательства, в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 26.02.2004 № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации».

16. В случае сложности соответствующей экспертной работы, обусловленной отсутствием у штатных экспертов ФСТ России технической возможности для ее выполнения, ФСТ России вправе привлечь независимых экспертов (при наличии у ФСТ России соответствующих источников финансирования) для проведения экспертизы предложений об установлении тарифов и (или) их предельных уровней.

17. К делу об установлении тарифов и (или) их предельных уровней приобщается экспертное заключение, а также экспертные заключения, представленные организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, потребителями и (или) иными заинтересованными организациями. Экспертные заключения, представленные организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, потребителями и (или) иными заинтересованными организациями, являются дополнительными материалами и представляются в ФСТ России не позднее 20 июля года, предшествующего периоду регулирования.

### **III. Рассмотрение дел об установлении тарифов органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов**

18. Для установления тарифов (цен) организация, осуществляющая регулируемую деятельность, в срок до 1 июля года, предшествующего периоду регулирования, направляет на имя руководителя органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации области государственного регулирования тарифов письменное заявление об открытии дела по установлению тарифов (цен), подписанное руководителем заявителя и заверенное печатью заявителя.

В заявлении рекомендуется указывать сведения, предусмотренные пунктом 8 настоящего Регламента.

К заявлению прилагаются материалы (в подлиннике или заверенных заявителем копиях), согласно перечню, установленному пунктом 10 Правил регулирования тарифов.

19. При рассмотрении дел об установлении тарифов органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов применяются положения пунктов 7 - 10, 13 настоящего Регламента.

20. В случае, если представленные документы не соответствуют требованиям, указанным в пунктах 18, 19 настоящего Регламента, орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов имеет право вернуть заявителю документы на доработку с письменным указанием оснований, по которым оно возвращается.

Возврат органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации области государственного регулирования тарифов заявления и приложенных к нему материалов на доработку не является препятствием для повторного обращения с заявлением об установлении тарифов после устранения заявителем причин, послуживших основанием для его возврата.

При этом не может нарушаться срок, установленный пунктом 10 Правил регулирования.

21. По результатам рассмотрения заявления руководитель органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов (лицо, исполняющее обязанности Руководителя) принимает решение об открытии дела об установлении тарифов либо об отказе в открытии дела.

Дело об установлении тарифов орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов открывает не позднее двух недель с даты регистрации представленных документов и направляет организации, осуществляющей регулируемую деятельность, извещение об открытии дела об установлении тарифов с указанием должности, фамилии, имени и отчества лица, назначенного уполномоченным по делу.

Орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов вправе отказать в открытии дела об установлении тарифов при нарушении срока обращения, установленного пунктом 10 Правил регулирования, а также при отсутствии каких-либо материалов либо их части, предусмотренных настоящим Регламентом.

Решение об отказе принимается правлением (коллекцией) органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов.

22. При проведении экспертизы предложений об установлении тарифов орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов руководствуется положениями пунктов 15 - 17 настоящего Регламента.

#### **IV. Рассмотрение дела об установлении тарифов и (или) их предельных уровней на правлении регулирующего органа**

23. Решение об установлении тарифов и (или) их предельных уровней принимается на заседании правления (коллекции) регулирующего органа.

24. Заседание правления (коллекции) регулирующего органа по рассмотрению дел об установлении тарифов и (или) их предельных уровней является открытым и считается правомочным, если в нем участвует более половины членов правления (коллекции).

25. Рассмотрение дела об установлении тарифов (цен) на правлении регулирующего органа осуществляется в присутствии полномочных представителей организации, осуществляющей регулируемую деятельность, которая за 10 дней до рассмотрения дела об установлении тарифов и (или) их предельных уровней извещается (с подтверждением получения извещения) о дате, времени и месте заседания правления (коллекции).

Не позднее чем за один день до заседания правления регулирующего органа организация, осуществляющая регулируемую деятельность, должна быть ознакомлена с его материалами, включая проект постановления.

26. В случае отсутствия на заседании по уважительной причине официальных представителей организации, осуществляющей регулируемую деятельность, рассмотрение может быть отложено на срок, определяемый правлением (коллекцией). В случае повторного отсутствия указанных представителей рассмотрение дела проводится без их участия.

Неявка представителей организации, осуществляющей регулируемую деятельность, надлежащим образом извещенной о дате, времени и месте рассмотрения дела, без уважительной причины не является препятствием к рассмотрению дела.

27. Заседание правления (коллекции) регулирующего органа по рассмотрению дел об установлении тарифов и (или) их предельных уровней проводится в соответствии с порядком, утверждаемым регулирующим органом.

#### **VI. Постановление регулирующего органа об установлении тарифов и (или) их предельных уровней**

28. Постановление регулирующего органа принимается по утвержденной Федеральной службой по тарифам форме (Приложение № 1 к настоящему Регламенту).

29. Решение регулирующего органа об установлении тарифов и (или) их предельных уровней доводится до организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, в недельный срок.

Постановление регулирующего органа об установлении тарифов и (или) их предельных уровней публикуется в установленном порядке.

30. Постановление регулирующего органа об установлении тарифов и (или) их предельных уровней может быть обжаловано в установленном порядке.

---

(название регулирующего органа)

---

(вид акта, номер и дата принятия)

---

(название акта)

В соответствии с Федеральным законом от 14.04.1995 № 41 «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию», Постановлением Правительства РФ от 26.02.2004 № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» и

---

(иные нормативные правовые акты и иные обоснования, в соответствии с которыми принят акт)

---

(название регулирующего органа, принявшего акт)

постановляет:

1. Установить и ввести в действие с 1 января \_\_\_\_ тарифы согласно Приложению <\*>.
2. Тарифы, установленные в п. 1 настоящего Постановления (Приказа), действуют с \_\_\_\_ по \_\_\_\_.

<\*> Приложения к настоящей форме не распространяются на тарифы, которые устанавливает ФСТ России.

## Тарифы на электрическую энергию для потребителей

№	Показатель (группы потребителей с разбивкой тарифа по ставкам и дифференциацией по зонам суток)	Единица измерения	Диапазоны напряжения			
			ВН	СН-I	СН-II	НН
1	2	3	4	5	6	7
1.	Базовые потребители (тарифы указываются без НДС)					
	Одноставочный тариф	коп./кВт.ч				
	Двухставочный тариф					
	– плата за мощность	руб./кВт.мес.				
	– плата за энергию	коп./кВт.ч				
	Тарифы, дифференцированные по зонам суток					
	– ночная зона	коп./кВт.ч				
	– полупиковая зона	коп./кВт.ч				
	– пиковая зона	коп./кВт.ч				
1.2.	Базовые потребители, получающие электрическую энергию и мощность с шин (распределительного устройства) генераторного напряжения					
	Одноставочный тариф	коп./кВт.ч				
	Двухставочный тариф					
	– плата за мощность	руб./кВт.мес.				
	– плата за энергию	коп./кВт.ч				
	Тарифы, дифференцированные по зонам суток					
	– ночная зона	коп./кВт.ч				
	– полупиковая зона	коп./кВт.ч				
	– пиковая зона	коп./кВт.ч				
2.	Прочие потребители (тарифы указываются без НДС)					
2.1.	ЭСО, снабжающие электрической энергией (мощностью) население и (или) бюджетные организации (каждое ЭСО выделяется отдельной строкой)					
	Одноставочный тариф	от 7000 и выше	коп./кВт.ч			
		от 6000 до 7000 часов	коп./кВт.ч			
		от 5000 до 6000 часов	коп./кВт.ч			
		от 4000 до 5000 часов	коп./кВт.ч			
		от 3000 до 4000 часов	коп./кВт.ч			
		от 2000 до 3000 часов	коп./кВт.ч			
	Двухставочный тариф					
	– плата за мощность	руб./кВт.мес.				
	– плата за энергию	коп./кВт.ч				
	Тарифы, дифференцированные по зонам суток					
	– ночная зона	коп./кВт.ч				
	– полупиковая зона	коп./кВт.ч				
	– пиковая зона	коп./кВт.ч				
2.2.	ЭСО, снабжающие электрической энергией (мощностью) население и (или) бюджетные организации, получающие электрическую энергию и мощность с шин (распределительного устройства) генераторного напряжения (каждое ЭСО выделяется отдельной строкой)					
	Одноставочный тариф	от 7000 и выше	коп./кВт.ч			
		от 6000 до 7000 часов	коп./кВт.ч			
		от 5000 до 6000 часов	коп./кВт.ч			
		от 4000 до 5000 часов	коп./кВт.ч			
		от 3000 до 4000 часов	коп./кВт.ч			
		от 2000 до 3000 часов	коп./кВт.ч			

1	2	3	4	5	6	7
	Двухставочный тариф					
	– плата за мощность	руб./кВт.мес.				
	– плата за энергию	коп./кВт.ч				
	Тарифы, дифференцированные по зонам суток					
	– ночная зона	коп./кВт.ч				
	– полупиковая зона	коп./кВт.ч				
	– пиковая зон	коп./кВт.ч				
2.3.	Иные прочие потребители, включая ЭСО, за исключением потребителей, указанных в п. 2.1 и 2.2					
	Одноставочный тариф	от 7000 и выше	коп./кВт.ч			
		от 6000 до 7000 часов	коп./кВт.ч			
		от 5000 до 6000 часов	коп./кВт.ч			
		от 4000 до 5000 часов	коп./кВт.ч			
		от 3000 до 4000 часов	коп./кВт.ч			
		от 2000 до 3000 часов	коп./кВт.ч			
	Двухставочный тариф					
	– плата за мощность	руб./кВт.мес.				
	– плата за энергию	коп./кВт.ч				
	Тарифы, дифференцированные по зонам суток					
	– ночная зона	коп./кВт.ч				
	– полупиковая зона	коп./кВт.ч				
	– пиковая зон	коп./кВт.ч				
2.4.	Бюджетные потребители (тарифы указываются без НДС)					
	Одноставочный тариф	от 7000 и выше	коп./кВт.ч			
		от 6000 до 7000 часов	коп./кВт.ч			
		от 5000 до 6000 часов	коп./кВт.ч			
		от 4000 до 5000 часов	коп./кВт.ч			
		от 3000 до 4000 часов	коп./кВт.ч			
		от 2000 до 3000 часов	коп./кВт.ч			
	Двухставочный тариф					
	– плата за мощность	руб./кВт.мес.				
	– плата за энергию	коп./кВт.ч				
	Тарифы, дифференцированные по зонам суток					
	– ночная зона	коп./кВт.ч				
	– полупиковая зона	коп./кВт.ч				
	– пиковая зон	коп./кВт.ч				
3.	Население и потребители, приравненные к населению (тарифы указываются с учетом НДС)					
3.1.	Городское население					
3.1.1.	Население, проживающее в домах, оборудованных газовыми плитами					
	Одноставочный тариф	коп./кВт.ч	X	X	X	
	Тарифы, дифференцированные по зонам суток					
	Дневная зона с 7-00 до 23-00 часов	коп./кВт.ч	X	X	X	
	Ночная зона с 23-00 до 7-00 часов	коп./кВт.ч	X	X	X	
3.1.2.	Население, проживающее в домах, оборудованных в установленном порядке стационарными электроплитами					
	Одноставочный тариф	коп./кВт.ч	X	X	X	
	Тарифы, дифференцированные по зонам суток					
	Дневная зона с 7-00 до 23-00 часов	коп./кВт.ч	X	X	X	
	Ночная зона с 23-00 до 7-00 часов	коп./кВт.ч	X	X	X	

1	2	3	4	5	6	7
3.2.	Сельское население					
	Одноставочный тариф	коп./кВт.ч	X	X	X	
	Тарифы, дифференцированные по зонам суток					
	Дневная зона с 23-00 до 7-00 часов	коп./кВт.ч	X	X	X	
	Ночная зона с 7-00 до 23-00 часов	коп./кВт.ч	X	X	X	
3.3.	Потребители, приравненные к населению <*>					
	Одноставочный тариф	коп./кВт.ч	X	X	X	
	Тарифы, дифференцированные по зонам суток					
	Дневная зона с 23-00 до 7-00 часов	коп./кВт.ч	X	X	X	
	Ночная зона с 7-00 до 23-00 часов	коп./кВт.ч	X	X	X	

<\*> Потребители электрической энергии, которым в соответствии с п. 27 Методических указаний тарифы рассчитываются аналогично 2 группе (Население). Данную группу рекомендуется выделять.

Примечания:

в примечании указываются необходимые сведения по применению настоящего Приложения.



**Тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям**

Уровень напряжения	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях	В том числе расходы на сбыт	Итого
	руб./МВт.ч	руб./МВт.ч	руб./МВт.ч	руб./МВт.ч
ВН				
СН-I				
СН-II				
НН				

**Тарифы на тепловую энергию для потребителей**

№ п/п		Тариф на тепловую энергию					
		горячая вода	Отборный пар давлением				Острый и редуциро- ванный пар
			от 1,2 до 2,5 кг/см <sup>2</sup>	от 2,5 до 7,0 кг/см <sup>2</sup>	от 7,0 до 13,0 кг/см <sup>2</sup>	свыше до 13,0 кг/см <sup>2</sup>	
1.	Потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии						
	Бюджетные <*>						
	однотставочный, руб./Гкал						
	двухставочный						
	за энергию, руб./Гкал						
	За мощность, тыс. руб. в месяц/Гкал/ч						
	Иные потребители						
	однотставочный, руб./Гкал						
	двухставочный						
	за энергию, руб./Гкал						
	За мощность, тыс. руб. в месяц/Гкал/ч						
2.	Потребители, оплачивающие производство тепловой энергии (получающие тепловую энергию на коллекторах производителей)						
	Бюджетные <*>						
	однотставочный, руб./Гкал						
	двухставочный						
	за энергию, руб./Гкал						
	За мощность, тыс. руб. в месяц/Гкал/ч						
	Иные потребители						
	однотставочный, руб./Гкал						
	двухставочный						
	за энергию, руб./Гкал						
	За мощность, тыс. руб. в месяц/Гкал/ч						

<\*> В целях реализации бюджетной политики потребители тепловой энергии, финансируемые за счет средств бюджетов соответствующих уровней, указываются отдельной строкой.

**Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии**

Наименование организаций, оказывающих услуги по передаче тепловой энергии	Тариф в руб./Гкал/час в мес.



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ**

**ПРИКАЗ**

**от 5 июля 2005 г. № 275-э/4**

**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ МЕТОДИЧЕСКИХ УКАЗАНИЙ  
ПО ИНДЕКСАЦИИ ПРЕДЕЛЬНЫХ (МИНИМАЛЬНОГО  
И (ИЛИ) МАКСИМАЛЬНОГО) УРОВНЕЙ ТАРИФОВ И ТАРИФОВ  
НА ПРОДУКЦИЮ (УСЛУГИ) ОРГАНИЗАЦИЙ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ  
РЕГУЛИРУЕМУЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ**

Зарегистрировано  
в Минюсте РФ  
5 августа 2005 г. № 6881

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июня 2004 г. № 332 «Об утверждении Положения о Федеральной службе по тарифам» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 29, ст. 3049), в целях реализации пункта 37 Основ ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791; 2005, № 1 (часть II), ст. 130), а также решением Правления ФСТ России от 5 июля 2005 года № р-39-э/4 приказываю:

1. Утвердить прилагаемые Методические указания по индексации предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов и тарифов на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.
2. Установить, что настоящий Приказ вступает в силу в установленном порядке.

*Руководитель  
Федеральной службы по тарифам  
С. НОВИКОВ*

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ  
ПО ИНДЕКСАЦИИ ПРЕДЕЛЬНЫХ (МИНИМАЛЬНОГО  
И (ИЛИ) МАКСИМАЛЬНОГО) УРОВНЕЙ ТАРИФОВ И ТАРИФОВ  
НА ПРОДУКЦИЮ (УСЛУГИ) ОРГАНИЗАЦИЙ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ  
РЕГУЛИРУЕМУЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ**

**I. Общие положения**

1. Настоящие Методические указания по индексации предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов и тарифов на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с Основами ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации (далее – Основы ценообразования) и Правилами государственного регулирования и применения тарифов (цен) на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации (далее – Правила регулирования), утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791; 2005, № 1 (часть II), ст. 130).

2. Методические указания предназначены для использования федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов и органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов (далее – регулирующие органы), регулирующими организациями и определяют методологию индексации предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов на электрическую и тепловую энергию, а также тарифов за соответствующие услуги, оказываемые организациями, осуществляющими регулируемую деятельность.

3. Понятия, используемые в настоящих Методических указаниях, соответствуют определениям, данным в Федеральном законе от 14 апреля 1995 г. № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, № 16, ст. 1316; 1999, № 7, ст. 880; 2003, № 2, ст. 158; № 13, ст. 1180; № 28, ст. 2894; 2004, № 35, ст. 3607; 2005, № 1 (часть I), 37), Федеральном законе от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1177; 2004, № 35, ст. 3607; 2005, № 1 (часть I), 37) и в Постановлении Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791; 2005, № 1 (часть II), ст. 130).

4. Индексация тарифов (цен) может осуществляться регулирующим органом на срок не менее года. Проиндексированные тарифы вводятся в действие в установленном порядке.

**II. Расчет индексируемых предельных  
(минимального и (или) максимального) уровней тарифов и тарифов  
на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих  
регулируемую деятельность**

5. Расчет индексируемых предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов и тарифов на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, производится на основе прогнозируемого уровня инфляции (индекса потребительских цен) в соответствии с пунктами 37 и 55 Основ ценообразования с учетом:

5.1. программ сокращения расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, согласованных с регулирующими органами;

5.2. изменений состава и (или) объемов финансирования инвестиционной программы электроэнергетики;

5.3. отклонений фактического индекса потребительских цен от принятого при установлении тарифов прогнозного индекса;

5.4. изменений нормативных правовых актов, включая налоговое законодательство, влияющих на размеры расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность;

5.5. макроэкономических показателей прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на соответствующий год;

5.6. имевшего место в предыдущие периоды регулирования экономически не обоснованного сдерживания роста тарифов на электрическую и тепловую энергию отдельными органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов;

5.7. отклонений фактических показателей выработки электроэнергии на гидроэлектростанциях от прогнозных;

5.8. изменений объемов покупаемой энергоснабжающими организациями и поставляемой потребителям электрической и тепловой энергии, в том числе за счет вывода потребителей электрической энергии на федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии (мощности) и перехода потребителей тепловой энергии на собственные источники теплоснабжения;

5.9. отклонений фактических цен на топливо от прогнозных изменений видов и объемов топлива, используемого для производства электрической и тепловой энергии.

6. Тарифы ( $T_{i,j}^U$ ) на  $i$ -й календарный год периода регулирования по  $j$ -регулируемому виду деятельности, кроме производства электрической (тепловой) энергии, для каждой регулируемой организации рассчитываются по формуле:

$$T_{i,j}^u = [T_{i-1,j} + (I_i^n - 1) \times d_{i-1,j0} + dA_{i,j} + dP_{i,j} + dB_{i,j}] \times \frac{\Delta_{i-1,j}}{\Delta_{i,j}}, \quad (1)$$

$$dA_{i,j} = dI_{i,j} + dH_{i,j} + dA_{i,j}, \quad (2)$$

где:

- $T_{i-1,j}$  – величина тарифов на услуги регулируемой организации по j-му регулируемому виду деятельности, установленная регулирующим органом на i-1-й год (при установлении тарифа на первый год периода регулирования в качестве i-1-го года принимается базовый год – год, предшествующий периоду регулирования);
- $I_i^n$  – прогнозируемый Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации индекс роста потребительских цен в i-й год периода регулирования;
- $dI_{i,j}$ ,  $dH_{i,j}$ ,  $dA_{i,j}$  – прирост в тарифах i-го года на услуги регулируемой организации по j-му регулируемому виду деятельности удельных расходов на финансирование соответственно капитальных вложений из прибыли (в соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования), оплату налогов на прибыль, имущество и иных налогов (при изменении в базовом году ставок иных налогов до установления тарифов) и амортизацию основных средств (в соответствии с пунктом 28 Основ ценообразования);
- $dP_{i,j}$  – прирост в тарифах i-го года на услуги регулируемой организации по j-му регулируемому виду деятельности удельных расходов на оплату продукции (услуг) организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в соответствии с Основами ценообразования;
- $dB_{i,j}$  – прирост в тарифах i-го года на услуги регулируемой организации по j-му регулируемому виду деятельности удельных значений выпадающих доходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»), выявленных по итогам предыдущих периодов, связанных в том числе с отклонениями фактического роста индекса потребительских цен и расходов на оплату продукции (услуг) организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в соответствии с Основами ценообразования от прогнозных показателей;
- $d_{i-1,j0}$  – остальные, не учтенные в  $dA_{i,j}$ ,  $dP_{i,j}$  и  $dB_{i,j}$  удельные расходы в тарифе i-го года по j-му регулируемому виду деятельности;
- $\Delta_{i-1,j}$ ,  $\Delta_{i,j}$  – объем услуг регулируемой организации по j-му регулируемому виду деятельности в натуральном выражении соответственно в i-1-м и i-м годах.

Для каждой регулируемой организации тарифы на услуги по передаче электрической энергии по региональным электрическим сетям на s-м уровне напряжения для m-х групп потребителей в i-м календарном году периода регулирования ( $TI_{i,s,m}$ ) рассчитываются в установленном порядке.

Для m-х групп потребителей проиндексированные тарифы на услуги по передаче электрической энергии по региональным электрическим сетям на s-м уровне напряжения для m-х групп потребителей в i-м календарном году периода регулирования рассчитываются по формуле:

$$T_{i,s,m}^{пер} = KC_{i,s,m} \times TI_{i,s,m}, \quad (3)$$

где:

- $KC_{i,s,m}$  – поправочный коэффициент, рассчитываемый регулирующим органом для установления тарифов на s-м уровне напряжения для m-х групп потребителей в i-м году, с учетом имевшего место в предыдущие периоды регулирования экономически не обоснованного сдерживания роста тарифов на электрическую энергию, в соответствии с пунктом 55 Основ ценообразования.

Для группы потребителей электрической энергии – «население» (индекс – m1) должно выполняться условие:  $KC_{i,s,m1} \geq 1$ .

Для каждого i-го года периода регулирования для всех групп потребителей электрической энергии, кроме питающихся от сетей 0,4 кВ (где s1 – индекс, фиксирующий все уровни напряжения, кроме 0,4 кВ), значения  $KC_{i,s1,m}$  рассчитываются по формулам:

$$KC_{i,s1,m} = \frac{TI_{i,s,m} - B}{TI_{i,s,m}}, \quad (4)$$

$$B = \frac{A}{\sum_{s1} \Delta_{i,s1}}, \quad (5)$$

$$A = (KC_{i,s,m1} - 1) \times TI_{i,s,m} \times \Delta_{i,m1}, \quad (6)$$

где:

$\mathcal{E}_{i,s1}$  – объем электрической энергии, отпускаемой потребителям на  $s1$ -м уровне напряжения в  $i$ -м году;

$\mathcal{E}_{i,m1}$  – объем электрической энергии, отпускаемой населению на низком уровне напряжения в  $i$ -м году.

Коэффициент  $K_{\mathcal{E}_{i,s,m}}$  для всех, кроме населения, групп потребителей электрической энергии, питающихся от сетей 0,4 кВ, равен единице.

7. Для  $j$ -го производителя электрической (тепловой) энергии производится расчет индексированных ставок тарифов за электрическую (тепловую) энергию и мощность.

Ставка тарифов за электрическую (тепловую) мощность ( $T^{\text{у пос}}_{M i,j}$ ) индексируется по формуле:

$$T^{\text{у пос}}_{M i,j} = [T_{M i-1,j} + (I^N_i - 1) \times d_{M i-1,j0} + d\text{AИH}_{M i,j} + dP_{M i,j} + dB_{M i,j} + dPA_{M i,j}] \times \frac{\mathcal{E}_{M i-1,j}}{\mathcal{E}_{M i,j}}, \quad (7)$$

$$d\text{AИH}_{M i,j} = dI_{M i,j} + dH_{M i,j} + dA_{M i,j}, \quad (8)$$

где:

$T_{M i-1,j}$  – ставка тарифов за электрическую (тепловую) мощность  $j$ -го производителя электрической (тепловой) энергии, установленная регулирующим органом на  $i-1$ -й год (при установлении тарифа на первый год периода регулирования в качестве  $i-1$ -го года принимается базовый год – год, предшествующий периоду регулирования);

$dI_{M i,j}$ ,  $dH_{M i,j}$ ,  $dA_{M i,j}$ ,  $dPA_{M i,j}$  – прирост в ставке тарифа за электрическую (тепловую) мощность  $j$ -го производителя электрической (тепловой) энергии удельных расходов на финансирование соответственно капитальных вложений из прибыли (в соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования), оплату налогов на прибыль, имущество и иных налогов (при изменении в базовом году ставок иных налогов до установления тарифов), амортизацию основных средств (в соответствии с пунктом 28 Основ ценообразования) и отчислений эксплуатирующими организациями средств для формирования резервов, предназначенных для обеспечения безопасности атомных станций на всех стадиях их жизненного цикла и развития;

$dP_{M i,j}$  – прирост в ставке тарифа за электрическую (тепловую) мощность  $j$ -го производителя электрической (тепловой) энергии удельных расходов на оплату продукции (услуг) организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в соответствии с Основами ценообразования;

$dB_{M i,j}$  – прирост в ставке тарифа за электрическую (тепловую) мощность  $j$ -го производителя электрической (тепловой) энергии удельных значений выпадающих доходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»), выявленных по итогам предыдущих периодов, связанных в том числе с отклонениями фактического роста индекса потребительских цен и расходов на оплату продукции (услуг) организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в соответствии с Основами ценообразования от прогнозных показателей;

$d_{M i-1,j0}$  – остальные, не учтенные в  $d\text{AИH}_{M i,j}$ ,  $dP_{M i,j}$ ,  $dB_{M i,j}$  и  $dPA_{M i,j}$  удельные расходы в ставке тарифа за электрическую (тепловую) мощность  $j$ -го производителя электрической (тепловой) энергии;

$\mathcal{E}_{M i-1,j}$ ,  $\mathcal{E}_{M i,j}$  – объем продукции (электрической (тепловой) мощности)  $j$ -го производителя электрической (тепловой) энергии услуг соответственно в  $i-1$ -м и  $i$ -м годах.

Ставка тарифов за электрическую (тепловую) энергию ( $T^{\text{у пос}}_{\mathcal{E} i,j}$ ) индексируется по формуле:

$$T^{\text{у пос}}_{\mathcal{E} i,j} = [T_{\mathcal{E} i-1,j} - dT_{i-1,j} + (I^N_i - 1) \times d_{\mathcal{E} i-1,j0} + d\text{ИH}_{\mathcal{E} i,j} + dP_{\mathcal{E} i,j} + dB_{\mathcal{E} i,j}] \times \frac{\mathcal{E}_{\mathcal{E} i-1,j}}{\mathcal{E}_{\mathcal{E} i,j}} + \text{дельта}_{\mathcal{E} i,j}, \quad (9)$$

$$d\text{ИH}_{\mathcal{E} i,j} = dI_{\mathcal{E} i,j} + dH_{\mathcal{E} i,j}, \quad (10)$$

$$\text{дельта}_{\mathcal{E} i,j} = dT_{i-1,j} \times I^N_{\mathcal{E} i,j}, \quad (11)$$

где:

$T_{\mathcal{E} i-1,j}$  – ставка тарифов за электрическую (тепловую) энергию  $j$ -го производителя электрической (тепловой) энергии, установленная регулирующим органом на  $i-1$ -й год (при установлении тарифа на первый год периода регулирования в качестве  $i-1$ -го года принимается базовый год – год, предшествующий периоду регулирования);

$dI_{\mathcal{E} i,j}$ ,  $dH_{\mathcal{E} i,j}$  – прирост в ставке тарифа за электрическую (тепловую) энергию  $j$ -го производителя электрической (тепловой) энергии удельных расходов на финансирование соответственно капитальных вложений из прибыли (в соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования), оплату налогов на прибыль, имущество и иных налогов (при изменении в базовом году ставок иных налогов до установления тарифов);

$dP_{\mathcal{E} i,j}$  – прирост в ставке тарифа за электрическую (тепловую) энергию  $j$ -го производителя электрической (тепловой) энергии удельных расходов на оплату продукции (услуг) организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в соответствии с Основами ценообразования;



- $dB_{\Sigma i,j}$  – прирост в ставке тарифа за электрическую (тепловую) энергию  $j$ -го производителя электрической (тепловой) энергии удельных значений выпадающих доходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»), выявленных по итогам предыдущих периодов, связанных в том числе с отклонениями фактического роста индекса потребительских цен и расходов на оплату продукции (услуг) организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в соответствии с Основами ценообразования от прогнозных показателей;
- $dT_{i-1,j}$  – удельные расходы на топливо в ставке тарифа за электрическую (тепловую) энергию, установленной регулирующим органом на  $i-1$ -й год для  $j$ -го производителя электрической (тепловой) энергии;
- $d_{\Sigma i-1,j}$  – остальные, не учтенные в  $dIH_{\Sigma i,j}$ ,  $dP_{\Sigma i,j}$ ,  $dB_{\Sigma i,j}$  и  $d\Delta_{\Sigma i,j}$  удельные расходы в ставке тарифа за электрическую (тепловую) энергию  $j$ -го производителя электрической (тепловой) энергии;
- $\Sigma_{i-1,j}$ ,  $\Sigma_{i,j}$  – объем продукции (электрической (тепловой) энергии)  $j$ -го производителя электрической (тепловой) энергии услуг соответственно в  $i-1$ -м и  $i$ -м годах.

Для тепловых электростанций величина  $IP_{\Sigma i,j}^{\Sigma}$  рассчитывается по формуле:

$$IP_{\Sigma i,j}^{\Sigma} = \text{альфа}^{\Gamma P_j} \cdot I^{\Gamma P_i} + \sum_{k=1} \text{бета}_{kj} \cdot I_{ik} \quad (12)$$

где:

$\text{альфа}^{\Gamma P_j}$ ,  $\text{бета}_{kj}$  – удельный вес соответственно газа, продаваемого по регулируемым ценам, и прочих видов топлива (включая газ, продаваемый по нерегулируемым ценам) в топливном балансе  $j$ -й тепловой электростанции в базовый год;

$I^{\Gamma P_i}$ ,  $I_{ik}$  – индексы роста цен в  $i$ -й год периода регулирования соответственно на газ, продаваемый по регулируемым ценам, определяемым регулирующим органом, и прочие виды топлива (включая газ, продаваемый по нерегулируемым ценам), определяемые в установленном порядке.

Для атомных станций величина  $IP_{\Sigma i,j}^{\Sigma}$  рассчитывается Федеральной службой по тарифам с учетом изменения в периоде регулирования по сравнению с предшествующим периодом: цен на услуги по обращению с отработавшим ядерным топливом, объема отработавшего ядерного топлива, а также затрат на свежее ядерное топливо и комплектующие активной зоны (с учетом физической потребности в них и цен, утверждаемых Федеральной службой по тарифам), определяемых в установленном порядке.

Для гидроэлектростанций при расчете индексируемой ставки платы за электрическую энергию величина  $IP_{\Sigma i,j}^{\Sigma}$  рассчитывается как отношение ставок платы за пользование водными объектами (водный налог) в расчетном периоде регулирования к предшествующему периоду.

Распределение расходов на производство электрической (тепловой) энергии (мощности) между ставками тарифов на электрическую (тепловую) энергию и электрическую (тепловую) мощность производится в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми в установленном порядке.

8. Расчет тарифов конечных потребителей производится в установленном порядке на основании тарифов на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

9. Регулирующие органы в соответствии с пунктом 37 Основ ценообразования ежегодно проводят анализ влияния установленных ими тарифов на уровень инфляции, финансово-экономическое состояние организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, и потребителей их продукции (услуг). По результатам указанного анализа регулирующие органы в установленном порядке могут принять решение о пересмотре установленных тарифов.

**Сборник нормативных актов по реформированию и функционированию  
электроэнергетики Российской Федерации**

Формат 60х90/8. Бумага офсетная. Печать офсетная. П/л 47,5. Тираж 300 экз.

Изготовление оригинал-макета, компьютерная верстка – РА «Солист»  
117292, Москва, ул. Вавилова, д. 65а. Тел. /факс: (495) 718-0001