

Приложение 1 к приказу
ПАО «Кубаньэнерго»
от _____ № _____

Приложение
к распоряжению ПАО «Россети»
от 20.11.2017 № 631р

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«РОССИЙСКИЕ СЕТИ»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
ПАО «Россети»

СТО 34.01-5-005-2017

Управление потерями электрической энергии в электросетевом комплексе ПАО «Россети»

Стандарт организации

Дата введения: 20.11.2017

ПАО «Россети»

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании»; объекты стандартизации и общие положения при разработке и применении стандартов организаций Российской Федерации - ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения»; общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению межгосударственных стандартов, правил и рекомендаций по межгосударственной стандартизации и изменений к ним - ГОСТ 1.5-2001; правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации - ГОСТ Р 1.5-2012.

Сведения о стандарте организации

1. РАЗРАБОТАН

Департаментом учета электроэнергии и взаимодействия с субъектами рынков электроэнергии ПАО «Россети» совместно с ДЗО ПАО «Россети»

2. ВНЕСЕН

Департаментом технологического развития и инноваций и Департаментом учета электроэнергии и взаимодействия с субъектами рынков электроэнергии ПАО «Россети»

3. УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ

Распоряжением ПАО «Россети» от 20.11.2017 № 631р

Замечания и предложения по НТД следует направлять в ПАО «Россети» согласно контактам, указанным на официальном информационном ресурсе, или электронной почтой по адресу nto@rosseti.ru. Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ПАО «Россети». Данное ограничение не предусматривает запрета на присоединение сторонних организаций к настоящему стандарту и его использование в их производственно-хозяйственной деятельности. В случае присоединения к стандарту сторонней организации необходимо уведомить ПАО «Россети».

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	5
1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ	5
2. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ.....	5
3. ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	8
4. ФОРМИРОВАНИЕ И СОГЛАСОВАНИЕ ОБЪЕМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ПРИБОРЕТАЕМОЙ СЕТЕВЫМИ ОРГАНИЗАЦИЯМИ В ЦЕЛЯХ КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРЬ.....	9
4.1. Порядок организации контрольных снятий показаний приборов учета электроэнергии	9
4.2. Порядок проведения технических проверок состояния схемы измерения и работы средств учета электроэнергии.....	10
4.3. Классификация и оборот актов неучтенного потребления электрической энергии при безучетном потреблении	11
4.4. Порядок организации претензионно-исковой работы по безучетному и бездоговорному потреблению электроэнергии.....	24
4.5. Формирование объема услуги по передаче электрической энергии и объема электрической энергии, приобретаемой сетевыми организациями в целях компенсации потерь.....	35
5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ	35
5.1. Перечень мероприятий по снижению потерь электроэнергии	35
5.2. Технические аспекты управления потерями электроэнергии.....	35
5.3. Условия формирования инвестиционных программ с целью снижения потерь электроэнергии.	43
5.4. Требования к закупкам оборудования	44
5.5. Оценка эффективности применения энергоэффективных технологий по критерию минимальной стоимости жизненного цикла.	49
5.6. Работа подразделений безопасности сетевых компаний по снижению потерь электроэнергии	50
6. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ АНАЛИЗА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПО УПРАВЛЕНИЮ ПОТЕРЯМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И ПРИНЯТИЕ СООТВЕТСТВУЮЩИХ УПРАВЛЕНЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ	52
6.1. Формирование балансов по уровням напряжения, анализ полезного отпуска по всем группам потребителей.....	52
6.2. Анализ фактических балансов электрической энергии по ВЛ и ТП 6-10/0,4 кВ.	52
6.3. Анализ заявок, поступивших от потребителей	56
6.4. Анализ полезного отпуска по всем группам потребителей РЭС	57
6.5. Определение перечня мероприятий по снижению потерь электроэнергии	57
6.6. Формирование адресного плана мероприятий по снижению потерь электроэнергии в разрезе дней и месяца.....	57

6.7. Порядок формирования и доведения до персонала ежедневных индивидуальных планов	58
6.8. Проведение ежедневного контроля исполнения индивидуальных планов мероприятий по снижению потерь (приемка и анализ отчетов персонала).....	58
6.9. Оценка эффективности деятельности участка транспорта электроэнергии по снижению потерь электроэнергии	59
6.10. Управленческие действия ДЗО при оценке работы РЭС	59
6.11. Информирование о результатах деятельности по повышению эффективности работы с потерями электроэнергии.	60
7. РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.....	60
7.1. Общие положения.....	60
7.2. Методы расчета	63
7.3. Анализ потерь электроэнергии.	64
7.4. Оптимизация режимов сетей.....	66
8. СИСТЕМА ОБУЧЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ ПЕРСОНАЛА	69
9. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ПРОВЕРОК СТРУКТУРНЫХ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ.....	70
9.1. Общие положения.....	70
9.2 Основные разделы и направления проведения проверки	70
10. ПОРЯДОК АКТУАЛИЗАЦИИ, ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ В ПОЛОЖЕНИЯ СТАНДАРТА	72
БИБЛИОГРАФИЯ	73
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 К СТАНДАРТУ	74
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 К СТАНДАРТУ	75
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 К СТАНДАРТУ	82
ПРИЛОЖЕНИЕ 4 К СТАНДАРТУ	98

ВВЕДЕНИЕ

Настоящий Стандарт управления потерями электрической энергии в электросетевом комплексе ПАО «Россети» (далее - Стандарт) является внутренним документом ПАО «Россети» и разработан в целях внедрения в дочерних и зависимых обществах ПАО «Россети» (далее - ДЗО) единых принципов управления потерями электрической энергии.

Стандарт подлежит использованию в ДЗО в качестве основы для разработки внутренних документов ДЗО.

Настоящий Стандарт разработан с учетом требований действующих нормативных документов и подлежит пересмотру при изменении нормативных требований, если отдельные положения настоящего Стандарта вступают в противоречия с нормативными требованиями.

До внесения соответствующих изменений и дополнений в настоящий Стандарт он применяется в части, не противоречащей вступившим в силу нормативным требованиям.

Иные, отличные от положений настоящего Стандарта, условия деятельности ДЗО, согласованные с контрагентами и прочими организациями, допускаются только при их соответствии действующему законодательству, а также при условии не ухудшения положения ДЗО в сравнении с нормами данного Стандарта.

1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящий Стандарт предназначен для применения ДЗО ПАО «Россети», оказывающими услуги по передаче электрической энергии, структурными подразделениями ПАО «Россети» в процессе прогнозирования и построения балансов электрической энергии, определения объемов потерь электрической энергии, организации деятельности по снижению потерь электрической энергии.

2. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящем Стандарте использованы нормативные ссылки на следующие документы:

Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».

Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».

Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Федеральный закон от 03.11.2015 № 307-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с укреплением платежной дисциплины потребителей энергетических ресурсов».

Постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 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 потребителей

электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям».

Постановление Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии».

Постановление Правительства Российской Федерации от 06.05.2011 № 354 «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов».

Постановление Правительства Российской Федерации от 14.02.2012 № 124 «О правилах, обязательных при заключении договоров снабжения коммунальными ресурсами».

Постановление Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (вместе с «Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», «Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике»).

Приказ Минэнерго России от 30.12.2008 № 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям».

Приказ Минэнерго России от 19.06.2003 № 229 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации».

Приказ Минэнерго России от 07.08.2014 № 506 «Об утверждении Методики определения нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям».

Приказ Минэнерго России от 30.09.2014 № 674 «Об утверждении нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций».

Приказ Минэнерго России от 23.06.2015 № 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии».

Приказ ФСТ России от 12.04.2012 № 53-э/1 «Об утверждении Порядка формирования сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации и Порядка определения отношения суммарного за год прогнозного объема потребления электрической энергии населением и приравненными к нему категориями потребителей к объему электрической энергии, соответствующему среднему за год значению прогнозного объема мощности, определенного в отношении указанных категорий потребителей».

Примечание:

При использовании настоящего Стандарта целесообразно проверить действие ссылочных стандартов (сводов правил и/или классификаторов) в информационной системе общего пользования - на официальном сайте федерального органа исполнительной власти в сфере стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячно издаваемого информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт (документ),

на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта (документа) с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт (документ), на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта (документа) с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт (документ), на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт (документ) отменен без

замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

Сведения о действии сводов правил можно проверить в Федеральном информационном фонде стандартов.

3. ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АИИС КУЭ - автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии

АИС - автоматизированная информационная система

АРБП - акт разграничения балансовой принадлежности сетей

БД - база данных

ВЛ - воздушная линия

ГП - гарантирующий поставщик

ДЗО - дочернее (зависимое) общество ПАО «Россети»

ЕНЭС - Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть

ИК - измерительный комплекс

ИИР - инвестиционная программа

ЛЭП - линия электропередачи или ответвление от линии электропередачи

НСИ - нормативно-справочная информация

ОРД - организационно-распорядительный документ

Основные положения - Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 № 442

ПИР - претензионно-исковая работа

ПК - программный комплекс

ПО - производственное отделение

Потери - потери электрической энергии в электрических сетях

ППКУ - Правила предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 06.05.2011 № 354

ПС - подстанция

ПТЭ - подразделения транспорта электроэнергии

ПУ - прибор учета

Расчетный период регулирования - период, на который рассчитываются цены (тарифы)

РСК (филиал) - распределительная сетевая компания - филиал или дочернее (зависимое) по отношению к ДЗО общество

РЭС - район электрических сетей

Сводный прогнозный баланс - сводный прогнозный баланс производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации

СИП - самонесущий изолированный провод

СМИ - средства массовой информации;

Стандарт - стандарт управления потерями электрической энергии в электросетевом комплексе ПАО «Россети»

ТП - трансформаторная подстанция

ТТ - трансформатор тока

ТН - трансформатор напряжения

ТСО - территориальная сетевая организация

ЭСК - энергосбытовая компания

Все понятия, используемые в настоящем Стандарте, имеют значения, определенные нормативными правовыми актами Российской Федерации, указанными в п. 2 Стандарта.

4. ФОРМИРОВАНИЕ И СОГЛАСОВАНИЕ ОБЪЕМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ПРИОБРЕТАЕМОЙ СЕТЕВЫМИ ОРГАНИЗАЦИЯМИ В ЦЕЛЯХ КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРЬ

4.1. Порядок организации контрольных снятий показаний приборов учета электроэнергии

Подразделениями транспорта электрической энергии должно быть организовано контрольное снятие показаний приборов учета, которое может производиться в присутствии представителей ГП/ЭСО, должность, ФИО и подписи которых рекомендуется включать в ведомость контрольного снятия показаний приборов учета. Копии ведомостей контрольных снятий показаний приборов учета должны своевременно (не позднее 3 числа месяца, следующего за расчетным) передаваться ГП/ЭСО способом, позволяющим подтвердить факт получения, с последующим предоставлением ведомостей контрольного снятия показаний приборов учета в письменной форме в течение 3 рабочих дней (если иное не установлено в договоре с ГП/ЭСО). Организация контрольных снятий показаний приборов учета должна осуществляться в соответствии с разделом X Основных положений.

Допускается проводить без представителей потребителя контрольное снятие показаний приборов учета, полученных путем удаленного опроса, а также установленных в выносных шкафах учета, расположенных на фасадах индивидуальных жилых домов, квартирных приборов учета, установленных в этажных распределительных щитах и в местах общего пользования многоквартирных жилых домов. При этом подпись представителя потребителя не требуется. Также не требуется подпись представителя потребителя в случае ведения маршрутного листа в электронном виде с внесением показаний в карманный персональный компьютер (КПК) при условии обеспечения фотофиксации табло приборов учета с номером и показаниями. Соответствующая норма должна быть внесена в договор на оказание услуг по передаче электроэнергии с ГП.

Показания приборов учета, включенных в системы удаленного сбора данных, определяются с использованием этих систем по состоянию на 00 (ноль) часов 00 (ноль) минут первого дня, следующего за расчетным периодом.

Показания приборов учета, не включенных в системы удаленного сбора данных, осуществляющих почасовой учет в точках присоединения (поставки) в границах балансовой принадлежности потребителей - юридических лиц, снимаются с использованием мобильных считывающих устройств работниками сетевых филиалов в присутствии потребителя или его законного представителя, представителя ЭСК (в случае его присутствия) ежемесячно не позднее 3 числа месяца, следующего за расчетным (если иное не установлено в договоре с ГП/ЭСО), и передаются как потребителю, так и обслуживающему его ГП/ЭСО, в отношении приборов учета, ответственность за снятие показаний с которых возложена на ДЗО ПАО «Россети». В отсутствие показаний, снятых работниками сетевых филиалов с помощью мобильных устройств, или не предоставленных ГП, для определения объемов услуг по передаче

электроэнергии используются расчетные способы, предусмотренные Основными положениями в отношении юридических лиц, и ППКУ в отношении потребителей коммунальных услуг.

Представленные ГП/ЭСО показания расчетных приборов учета должны проверяться работниками сетевых филиалов на корректность, с учетом показаний контрольных приборов учета.

Акты снятия показаний и маршрутные листы должны быть заполнены разборчивым почерком, в случае исправлений - необходимо поставить подпись и написать «исправленному верить». При наличии источников финансирования акты снятия показаний должны заполняться с помощью мобильных решений, предусматривающих достоверность и защищенность информации.

В течение расчетного периода в базу данных АИС транспорта электроэнергии с соблюдением всех требований, указанных в инструкциях, сотрудники ДЗО вносят следующую информацию:

- контрольные показания по потребителям-гражданам - в течение трех рабочих дней после выполнения работ, но не позднее трех дней с даты окончания расчетного периода;
- контрольные показания по потребителям - юридическим и приравненным к ним лицам - в течение одного рабочего дня после выполнения работ, но не позднее первого числа месяца, следующего за расчетным;
- все показания приборов технического учета электроэнергии, установленных в распределительных устройствах подстанций 110(35) кВ, 6-20 кВ, приборов коммерческого учета потребителей, непосредственно присоединенных к шинам подстанций 110(35) кВ, 6-20 кВ, объектам генерации и подстанциям ЕНЭС, а также данные по смежным ТСО на основании данных из первичной документации (актов первичного учета), результаты снятия показаний по внешним границам ДЗО.

4.2. Порядок проведения технических проверок состояния схемы измерения и работы средств учета электроэнергии

Планы-графики технических проверок схем подключения и функционирования средств измерения электроэнергии должны быть переданы сотрудниками ПТЭ филиалов ДЗО на рассмотрение ГП/ЭСО в сроки, предусмотренные разделом X Основных положений и условиями заключенных договоров на оказания услуг по передаче электроэнергии.

В план-график включаются объекты, на которых отсутствует акт проверки расчетных приборов учета или акт снятия показаний расчетных приборов учета за период более 1 года, а также:

- имеется факт недопуска;
- осуществляются частые замены (более 1 раза в год) приборов учета электроэнергии по заявке потребителя;
- потребители, по которым ГП выполняет перерасчет за период, не предоставляя в РСК основание для перерасчета;
- демонтаж ПУ по заявке потребителя представителями ГП;
- с высокой степенью вероятности возможно неучтенное потребление, определенное в результате анализа следующих факторов:

анализ потребления и оплаты электрической энергии, пофидерный анализ потерь и анализ потерь по ТП, сравнительный анализ объема потребления с

предыдущими периодами, с заявленной и присоединенной мощностью, с объектами на которых ведется аналогичная хозяйственная деятельность;

результаты работы линейного персонала - потребители отключенные от сети электроснабжения в течение двух дней, недели, двух недель, месяца, двух месяцев квартала, визуально определенные на маршруте предполагаемые нарушения и способы хищения, ранее выявленные факты безучетного и бездоговорного потребления;

анализ заявок потребителей - наличие заявок на технологическое присоединение, по которым поступили отказы, уведомления о технологическом присоединении в отсутствие информации о заключении договора более 2 месяцев, отсутствие сведений о технологическом присоединении более 6 месяцев после заключения договора о технологическом присоединении, отсутствие сведений о технологическом присоединении более 2 месяцев после исполнения обязательств со стороны потребителя.

Принципы формирования плана технических проверок состояния схемы измерения и работы средств учета электроэнергии для различных групп потребителей указаны в пп. 6.2.1, 6.2.2. настоящего Стандарта.

4.3. Классификация и оборот актов неучтенного потребления электрической энергии при безучетном потреблении

4.3.1. Общие положения

Выявленные случаи несанкционированного подключения (или неучтенного потребления) к объектам электросетевого хозяйства СО до границы балансовой принадлежности с потребителем относятся к бездоговорному потреблению, а случаи неучтенного потребления, обнаруженные после точки поставки по направлению потока мощности в пределах границ балансовой принадлежности потребителя, относятся к безучетному потреблению. Также к безучетному потреблению относится потребление электрической энергии в период приостановления поставки электрической энергии по договору, обеспечивающему продажу электрической энергии (мощности) на розничных рынках, в связи с введением полного ограничения режима потребления электрической энергии в случаях, предусмотренных Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 года № 442. При этом неучтенное потребление в отсутствие договорных отношений относится к бездоговорному потреблению (за исключением случаев потребления электрической энергии в отсутствие такого договора по причине смены гарантирующего поставщика в течение двух месяцев с даты, установленной для принятия ГП на обслуживание потребителей).

Граница балансовой принадлежности определяется на основании подписанного Акта об осуществлении технологического присоединения, АРБП, технических условий (в этом случае копии документов должны быть приложены к акту безучетного потребления стороной, оформившей акт). При отсутствии указанных документов и до составления в установленном порядке документов о технологическом присоединении в качестве границы балансовой принадлежности принимается точка присоединения энергопринимающего устройства потребителя (объекта электроэнергетики) к объектам электросетевого хозяйства сетевой организации (в т.ч. для частного сектора на отходящих изоляторах опоры сетевой организации, к которой присоединены объекты потребителя, для исполнителя

коммунальных услуг - в точке пересечения с линией стены многоквартирного дома).

При выявлении безучетного потребления электроэнергии персонал должен быть обеспечен:

- отвертками с изолированной рукояткой и стержнем;
- пассатижами с изолированными ручками;
- индикатором напряжения;
- секундомером;
- фонарем;
- инженерным калькулятором;
- номерными пломбами;
- приборами по выявлению хищений.

Приборы по выявлению хищений должны иметь следующие функциональные характеристики:

- измерение тока, напряжения и угла между векторами тока и напряжения;
- проверка порядка чередования фаз;
- определение циклической перестановки трехфазного напряжения относительно вторичных цепей ТТ при прямом чередовании фаз;
- отыскание обрыва катушек напряжения электрических аппаратов с малым потреблением электрической мощности;
- проверка правильности подключения обмоток трехфазных счетчиков без отключения потребителей;
- проверка правильности включения вторичных цепей ТТ по фазе тока;
- определение полярности ТТ и ТН при подаче однофазного переменного напряжения;
- контроль искажения формы синусоидальной кривой тока нагрузки;
- индикация скрытой проводки;
- определение погрешности счетчиков электроэнергии.

4.3.2. Классификация контрагентов

4.3.2.1. Потребитель коммунальной услуги - лицо, пользующееся на праве собственности или ином законном основании помещением в многоквартирном доме, жилым домом, домовладением, потребляющее коммунальные услуги (за исключением собственников нежилых помещений в многоквартирном доме, заключивших договор энергоснабжения (купли-продажи) электрической энергии с гарантирующим поставщиком или энергосбытовой организацией и (или) подключенные непосредственно к сетям сетевой организации).

4.3.2.2. Прочие потребители - юридические лица, потребители электрической энергии, приобретающие электрическую энергию (мощность) для производственных нужд (кроме указанных в п. 4.3.2.1. настоящего Стандарта) и имеющие на праве собственности или на ином законном основании энергопринимающие устройства, присоединенные к электроустановкам сетевой организации, в том числе собственники нежилых помещений в многоквартирном доме, заключившие договор энергоснабжения (купли-продажи) электрической энергии с гарантирующим поставщиком или энергосбытовой организацией и (или) подключенные непосредственно к сетям сетевой организации, а также физические лица,

индивидуальные предприниматели (за исключением потребителей коммунальной услуги).

4.3.2.3. Исполнитель коммунальной услуги - юридическое лицо независимо от организационно-правовой формы или индивидуальный предприниматель, на которых возложена обязанность по содержанию общего имущества в многоквартирном доме и (или) предоставляющие потребителю коммунальные услуги.

4.3.3. Порядок составления актов безучетного потребления электроэнергии

4.3.3.1. Общие положения

Фиксация фактов неучтенного потребления электрической энергии осуществляется в результате проведения:

- плановых технических проверок;
- внеплановых технических проверок;
- контрольных снятий показаний ПУ;
- рейдовых мероприятий.

В случае если для проведения проверки приборов учета сетевой организации требуется допуск к энергопринимающим устройствам потребителя (объекту по производству электрической энергии (мощности)), то сетевая организация самостоятельно (при заключенном прямом договоре об оказании услуг по передаче электроэнергии) либо через гарантирующего поставщика (в случае заключенного договора энергоснабжения между потребителем и ГП) за 5 рабочих дней до планируемой даты проведения проверки уведомляет потребителя (производителя электрической энергии (мощности) на розничном рынке) о дате и времени проведения такой проверки, а также о последствиях ее недопуска к расчетным приборам учета.

Акт о безучетном потреблении электрической энергии составляется с соблюдением требований к его оформлению в соответствии с приложением 2 к

настоящему Стандарту при наличии договора (договорных отношений) и выявлении фактов безучетного потребления, в соответствии со следующими признаками:

	Наименование	Применимость для потребителей коммунальных услуг	Исполнитель коммунальных услуг	Применимость для прочих потребителей
1.	Подключение электроприемников до ПУ, осуществленное в границах балансовой принадлежности потребителя	Да	Да	Да
2.	Неисправность (в том числе выявленная инструментально и (или) визуально), утрата ПУ или ТТ, ТН	Да*	Да*	Да*
3.	Истечение межповерочного интервала ПУ или ТТ, ТН	Нет*	Нет*	Нет*
4.	Наличие фактов несанкционированного вмешательства в работу ПУ, в т.ч.:	Да	Да	Да
4.1	<i>Подключение в схему учета посторонних устройств для искажения результатов измерения</i>	Да	Да	Да
4.2	<i>Подключение электроприемников или электрической проводки в обход ПУ</i>	Да	Да	Да
4.3	<i>Шунтирование токовых обмоток ПУ или измерительного трансформатора при отсутствии / повреждении пломб</i>	Да	Да	Да
4.4	<i>Отключение напряжения, подаваемого на ПУ или его занижение по сравнению с фактическим на присоединении</i>	Да	Да	Да
4.5	<i>Изменение схем подключения и номиналов ПУ и ТТ, ТН (включая коэффициенты трансформации) без согласования с сетевой организацией (ГП)</i>	Да	Да	Да
4.6	<i>Разрыв в цепи ТТ или обрыв жил трехфазного кабеля при сохранении целостности изоляции</i>	Да	Да	Да
4.7	<i>Разрыв в цепи ТН или обрыв жил трехфазного кабеля при сохранении целостности изоляции</i>	Да	Да	Да
4.8	<i>Воздействие на ПУ или ТТ, ТН сильным внешним постоянным магнитным полем</i>	Да	Да	Да
5.	Механические повреждения ПУ, ТТ, ТН	Да	Да	Да

	Наименование	Применимость для потребителей коммунальных услуг	Исполнитель коммунальных услуг	Применимость для прочих потребителей
6.	<p>- Нарушение, повреждение пломб и (или) знаков визуального контроля, нанесенных на прибор учета (в том числе на ТТ, ТН, испытательной коробки), в том числе антимагнитных, срабатывание индикатора антимагнитной пломбы на ПУ, клеммниках, ТТ и ТН и иных местах установки без надлежащего и своевременного уведомления ГП и сетевой организации.</p> <p>- Отсутствие пломб и(или) знаков визуального контроля на счетчике, вне зависимости от наличия акта опломбировки.</p> <p>- Отсутствие пломб на ТТ и/или ТН, испытательной коробке, при наличии акта опломбировки.</p> <p>- Отсутствие пломбы на автомате защиты цепей учета (при наличии акта пломбировки данного автомата).</p>	Да *	Да	Да
7.	Замена ПУ (ТТ, ТН, испытательной коробки) без надлежащего и своевременного уведомления сетевой организации и/или ГП	Да	Да	Да
8.	При неработающем дисплее прибора учета производится инструментальная проверка схемы учета, по результатам которой обнаружено нарушение схемы учета	Да	Да	Да
9.	Отсутствует уведомление потребителя о проверке, но при составлении акта о неучтенном потреблении присутствовал потребитель (имеется подпись в акте, либо замечания потребителя к акту, или в случае отказа от подписи, данный факт должен быть удостоверен 2 незаинтересованными лицами)	Да	Да	Да

	Наименование	Применимость для потребителей коммунальных услуг	Исполнитель коммунальных услуг	Применимость для прочих потребителей
10.	Отсутствует уведомление потребителя о проверке, но при составлении акта проверки присутствовал потребитель (имеется подпись в акте проверки, либо замечания потребителя к акту, а также имеется сведения о дате и времени составления акта безучетного потребления (либо отдельное уведомление о дате и времени составления акта безучетного потребления));	Да	Да	Да

* В п. 4.3.3.2, 4.3.3.3 настоящего Стандарта детализированы случаи, при которых в отношении потребителей коммунальных услуг не составляются акты безучетного потребления.

Подтверждением наличия договора энергоснабжения, заключенного надлежащим образом потребителем коммунальных услуг, служат:

- надлежащим образом оформленные документы об осуществлении технологического присоединения (для собственников и владельцев жилых домов и домовладений) и документ об оплате гражданином потребленной им электрической энергии, в котором указаны наименование и платежные реквизиты ГП (исполнителя коммунальных услуг) или лица, которое ранее осуществляло функции ГП (исполнителя коммунальных услуг), осуществляющего энергоснабжение, период, за который внесена плата, и адрес местонахождения энергопринимающего устройства, потребление электрической энергии которым оплачивается потребителем;

- уведомление от ГП в адрес сетевой организации о заключении договора энергоснабжения с указанием его реквизитов (допускается направление ежемесячных отчетных форм в соответствии с договором оказания услуг по передаче);

- договор энергоснабжения.

В случае выявления факта потребления электрической энергии гражданином до даты начала расчетного периода, за который им произведена первая оплата гарантирующему поставщику, или при выявлении факта потребления электрической энергии этим гражданином без ее оплаты, договор энергоснабжения между ГП и указанным гражданином считается заключенным с даты технологического присоединения энергопринимающего устройства потребителя к электрической сети в зоне деятельности такого ГП или с даты приобретения указанным гражданином права собственности или иного законного права на это энергопринимающее устройство, либо с даты присвоения статуса ГП сетевой или сбытовой организации (в зависимости от того, какая дата наступила ранее), но не более чем за 3 года до выявления указанного факта. В этом случае акт безучетного потребления не составляется.

Подтверждением наличия договора энергоснабжения, заключенного надлежащим образом исполнителем коммунальных услуг и прочими потребителями, служит копия договора энергоснабжения (купли-продажи) или уведомление ГП о заключении договора с указанием номера договора с указанием начальных показаний на дату заключения договора энергоснабжения (купли-продажи). Также допускается

направление информации о заключенных договорах энергоснабжения (купли-продажи) ежемесячными отчетными формами в соответствии с договором оказания услуг по передаче.

Для потребителей коммунальных услуг расчет объемов безучетного потребления осуществляется в соответствии с ППКУ, и оформляется актом о неучтенном (безучетном) потреблении электрической энергии, а для прочих потребителей расчет объемов безучетного потребления осуществляется в соответствии с Основными положениями, и оформляется актом о неучтенном (безучетном) потреблении.

При несанкционированном вмешательстве потребителя коммунальных услуг в работу ПУ расчет объемов безучетного потребления осуществляется в соответствии с п. 81(11) ППКУ, в случае если прибор учета установлен в жилом помещении и иных помещениях, доступ к которым не может быть осуществлен без присутствия потребителя. Такой перерасчет производится за период, начиная с даты установления пломб или устройств, но не ранее чем с даты проведения предыдущей проверки и не более чем за 3 месяца, предшествующие дате проверки ПУ, при которой выявлено несанкционированное вмешательство в работу ПУ, и до даты устранения такого вмешательства, исходя из объема, рассчитанного на основании нормативов потребления соответствующих коммунальных услуг с применением повышающего коэффициента 10 и оформляется актом о несанкционированном вмешательстве.

Если нарушение порядка учета электроэнергии связано с вмешательством в работу прибора учета, повлекшим искажение его показаний (нарушение целостности прибора учета (далее - ПУ), подключение в схему учета посторонних устройств для искажения результатов измерения и др.), то из рассчитанного объема неучтенного потребления ГП вычитает объемы, оплаченные потребителями ранее по данной точке учета за период времени, в течение которого осуществлялось неучтенное потребление, при этом ГП представляет сетевой организации информацию о вычитаемых объемах.

При осуществлении расчетов за электрическую энергию для потребителя, в договоре с которым используется ставка за мощность, величина мощности, рассчитанная для безучетного потребления для каждого расчетного периода, входящего в период безучетного потребления, подлежит уменьшению на величину мощности, оплаченной потребителем ранее по данной точке поставки за соответствующий расчетный период.

При определении величины мощности в первом расчетном периоде безучетного потребления до даты начала нарушения учета используются фактические почасовые расходы этого расчетного периода.

Объем безучетного потребления электрической энергии (мощности) определяется с даты предыдущей контрольной проверки прибора учета до даты выявления факта безучетного потребления электрической энергии (мощности) и составления акта о неучтенном потреблении электрической энергии. В случае если такая проверка не была проведена в запланированные сроки, то объем безучетного потребления определяется с даты, не позднее которой она должна была быть проведена. В соответствии с требованиями п. 172 Основных положений контрольная проверка приборов учета должна проводится не реже 1 раза в год, таким образом, дата, не позднее которой должна была быть проведена проверка, определяется путем

прибавления к дате последней проверки соответствующего количества годовых отрезков времени.

При расчете объема безучетного потребления применяются следующие расчетные способы:

Если в договоре, обеспечивающем продажу электрической энергии (мощности) на розничном рынке, имеются данные о величине максимальной мощности энергопринимающих устройств в соответствующей точке поставки объем потребления электрической энергии (мощности) (W) определяется по формуле:

$$W = P_{max} \cdot T, \text{ кВт.ч} \quad (1)$$

где:

P_{max} - максимальная мощность энергопринимающих устройств, относящаяся к соответствующей точке поставки, а в случае если в договоре, обеспечивающем продажу электрической энергии (мощности) на розничном рынке, не предусмотрено распределение максимальной мощности по точкам поставки, то в целях применения настоящей формулы максимальная мощность энергопринимающих устройств в границах балансовой принадлежности распределяется по точкам поставки пропорционально величине допустимой длительной токовой нагрузки соответствующего вводного провода (кабеля), кВт;

T - количество часов в расчетном периоде, при определении объема потребления электрической энергии (мощности) за которые в соответствии с пунктами 166, 178, 179 и 181 Основных положений подлежат применению указанные в настоящем разделе расчетные способы, или количество часов в определенном в соответствии с пунктом 195 Основных положений периоде времени, в течение которого осуществлялось безучетное потребление электрической энергии, в соответствии с условиями договора, но не более 8760 часов.

По общему правилу расчет объема безучетного потребления должен производиться исходя из величины максимальной мощности. Если в договоре энергоснабжения (договоре купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности)) или документах о технологическом присоединении отсутствует величина максимальной мощности, но в договоре или в разрешительных документах указана величина единовременной мощности, то в расчетах следует использовать ее значение. При этом следует учесть, что если в разрешительных документах приведена величина только установленной мощности, то величина единовременной мощности определяются путем пересчета установленной мощности в единовременную. При пересчете установленной мощности в максимальную мощность используется коэффициент мощности, указанный в договоре, а при его отсутствии коэффициент принимается равным 0,9.

Если в договоре энергоснабжения (купли-продажи электрической энергии (мощности) на розничном рынке отсутствуют данные о величине максимальной мощности энергопринимающих устройств или если при выявлении безучетного потребления было выявлено использование потребителем мощности, величина которой превышает величину максимальной мощности энергопринимающих устройств потребителя, указанную в договоре, обеспечивающем продажу электрической энергии (мощности) на розничном рынке, объем неучтенного

потребления определяется в соответствии с приложением № 3 к Основным положениям.

Почасовые объемы потребления электрической энергии в соответствующей точке поставки (W_h), определяются по формуле:

$$W_h = \frac{W}{T}, \text{ кВт.ч} \quad (2)$$

где:

T - количество часов в определенном в соответствии с п. 195 Основных положений периоде времени, в течение которого осуществлялось безучетное потребление электрической энергии, но не более 8760 часов.

Сечение вводного провода (кабеля) определяется по его марке, при отсутствии маркировки сечение определяется из акта разграничения балансовой принадлежности (акта о технологическом присоединении). При отсутствии указанных документов сечение определяется персоналом сетевой организации соответствующим инструментом (техническими средствами).

Для надлежащего оформления факта безучетного потребления электрической энергии необходимо проверить документы, подтверждающие личность и полномочия представителя (руководитель организации, собственник, ответственный за электрохозяйство, лицо, с которым заключен договор энергоснабжения), с участием которого будет оформляться акт. В случае отсутствия полномочий указанного лица, равно как и в случае отсутствия лица, осуществляющего безучетное потребление, акт оформляется в присутствии двух незаинтересованных лиц, с фото- и видеофиксацией нарушений, повлекших неучтенное потребление электрической энергии. Материалы фотосъемки, видеозаписи подлежат хранению и передаются вместе с актом о неучтенном потреблении.

При выявлении несанкционированного подключения электроустановок потребителя, в том числе потребителя коммунальной услуги, произведенного после введения полного ограничения режима потребления электроэнергии, в случае если сетевая организация не получила надлежащего уведомления о расторжении договора энергоснабжения с таким потребителем, такой факт оформляется актом снятия показаний приборов учета, а потребителю предъявляется к оплате объем электрической энергии, определенный в соответствии с п. 26 Правил полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 № 442. Одновременно с оформлением акта снятия показаний, сетевая организация направляет гарантирующему поставщику информацию о выявлении несанкционированного подключения электроустановок потребителя для оформления повторной заявки на полное (частичное) ограничение.

4.3.3.2. Порядок действий при выявлении факта истечения межповерочного интервала

4.3.3.2.1. В случае выявления факта истечения межповерочного интервала прибора учета (измерительных трансформаторов) для прочих потребителей:

при наличии ранее выданного (до истечения межповерочного интервала осталось менее года) предписания/уведомления об истечении межповерочного интервала прибора учета (измерительных трансформаторов) у потребителей - юридических лиц сетевая организация (ГП) составляет акт проверки с указанием факта истечения межповерочного интервала прибора учета (измерительных

трансформаторов), производит расчет потребленной электрической энергии согласно пункту 179 (166) Основных положений с даты истечения межповерочного интервала прибора учета (измерительных трансформаторов) и направляет его в течение двух рабочих дней ГП для включения в объем переданной электроэнергии;

при отсутствии ранее выданного предписания/уведомления об истечении межповерочного интервала прибора учета (измерительных трансформаторов) расчет потребленной электрической энергии согласно пункту 179 (166) Основных положений производится сетевой организацией (ГП) с даты составления акта проверки с указанием факта истечения межповерочного интервала прибора учета (измерительных трансформаторов), либо с даты надлежащим образом оформленного и подписанного потребителем предписания на замену/поверку прибора учета, при условии включения формы предписания в договор на передачу электроэнергии с ГП.

4.3.3.2.2. В отношении потребителей коммунальных услуг и исполнителей коммунальных услуг ГП, сетевая организация составляет акт проверки с указанием факта истечения межповерочного интервала, производит расчет потребленной электрической энергии согласно пунктам 59 - 60.1 ППКУ и пунктам 21, 21.1 Правил обязательных при заключении управляющей организацией или товариществом собственников жилья либо жилищным кооперативом или иным специализированным потребительским кооперативом договоров с ресурсоснабжающими организациями, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 14.02.2012 № 124.

4.3.3.3. Акт о неучтенном потреблении электрической энергии НЕ составляется:

4.3.3.3.1. Для потребителей коммунальных услуг:

в случае выхода из строя (неисправности) ПУ, когда потребитель незамедлительно (в течение 1-го рабочего дня) известил об этом ГП либо сетевую организацию, сообщил показания прибора учета на момент его выхода из строя (возникновения неисправности), и если при проведении проверки в отношении таких потребителей не выявлены факты вмешательства в работу ПУ, искажающего показания, объем, определение объема потребления электрической энергии (мощности) и оказанных услуг по передаче электрической энергии осуществляется в порядке, установленном п.п. 59, 59.1 ППКУ. О случаях выхода из строя ПУ ГП обязан своевременно информировать сетевую организацию.

4.3.3.3.2. Для прочих потребителей:

в случае неисправности, утраты или истечения срока межповерочного интервала расчетного прибора учета либо его демонтажа в связи с поверкой, ремонтом или заменой.

4.3.3.3.3. Для потребителей коммунальных услуг и прочих потребителей:

в случае ненадлежащего информирования представителями сетевой организации потребителя о необходимости своевременного проведения очередной поверки прибора учета, измерительных трансформаторов, если до проведения очередной поверки прибора учета осталось менее 1 календарного года, и проведение проверки прибора учета до наступления срока проведения очередной поверки не планируется. Надлежащим информированием со стороны сетевой организации является наличие в акте проверки расчетного прибора учета записи о необходимости своевременного проведения очередной поверки, или размещение ГП данной информации на квитанции на оплату или счет-фактуре. В данном случае потребитель считается уведомленным надлежащим образом со следующего расчетного периода, если реестр приборов учета потребителей, срок поверки которых истекает менее чем

через 1 календарный год, был передан сетевой организацией в адрес гарантирующего поставщика до 15 числа расчетного месяца.

4.3.4. Порядок взаимодействия при обороте актов безучетного потребления электроэнергии

4.3.4.1. При выявлении безучетного потребления сетевая организация письменно запрашивает у ГП информацию, необходимую для проведения корректного расчета объема безучетного потребления, в том числе:

- информацию о договорных условиях (о максимальной мощности, о согласованном количестве часов работы энергопринимающего оборудования; реквизиты договора и иная информация, которая влияет на расчет объема безучетного потребления);
- о датах проверок прибора учета;
- о дате ввода прибора учета в эксплуатацию.

Данная информация должна быть представлена со стороны ГП не позднее 3 рабочих дней с даты получения запроса.

Оригиналы актов безучетного потребления с расчетом объемов безучетного потребления не позднее 3-х рабочих дней с даты составления акта передаются в адрес ГП с материалами проверки, в которые входят:

- акты предыдущей проверки приборов учета потребителя составленного представителями сетевой организации либо ГП (при наличии),
- подтверждение уведомления потребителя в соответствии с п. 177 Основных положений (при выявлении безучетного потребления по итогам плановой проверки с уведомлением потребителя), в случае если для проведения проверки приборов учета сетевой организации требуется допуск к энергопринимающим устройствам потребителя,
- подтверждение уведомления потребителя о дате и месте составления акта безучетного потребления, в случае если акт проверки составлен в отсутствие потребителя (доступ предоставил иной законный пользователь объекта),
- документы, представленные потребителем.

При этом акты безучетного потребления, составленные и переданные в адрес ГП:

- в период с 1 по 24 число включительно учитываются в объеме услуг текущего расчетного периода;
- в период с 25 числа по последний день месяца учитываются в объеме услуг следующего расчетного периода, по тарифам расчетного периода в котором был составлен акт БУП;
- акты безучетного потребления, составленные более чем за 30 календарных дней до даты передачи, к расчету между ГП и сетевой организации не принимаются.

4.3.4.2. В случае не принятия акта безучетного потребления, ГП обязан в течение 3 рабочих дней с даты получения акта безучетного потребления и подтверждающих документов вернуть документы (с обоснованием несоответствия).

В случае возникновения разногласий о величине начисленного неучтенного потребления ГП обязан в течение 3 рабочих дней направить в сетевую организацию свой обоснованный расчет начислений с приложением копии обосновывающих

документов, на основании которого сетевая организация вносит изменения в размер рассчитанного ей объема безучетного потребления.

4.3.4.3. Объем электрической энергии (мощности), подлежащей покупке сетевой организацией для целей компенсации потерь электрической энергии, уменьшается на выявленный и рассчитанный объем безучетного потребления электрической энергии, в том расчетном периоде, в котором были составлены акты безучетного потребления, при этом объем услуг по передаче электрической энергии, оказанных сетевой организацией, в отношении которых был выявлен факт безучетного потребления, увеличивается в том же расчетном периоде на выявленный и рассчитанный объем безучетного потребления электрической энергии (с учетом корректировки на величину ранее начисленного потребления).

4.3.4.4. В случае если вступившим в законную силу решением суда (после апелляционного обжалования) ГП/ЭСО будет отказано в полном или частичном удовлетворении исковых требований о взыскании с Потребителя стоимости, объема безучетного потребления электроэнергии, или оплата Потребителем стоимости безучетного потребленной электроэнергии судом будет признана неправомерной, объем безучетного потребления, во взыскании которого судом отказано, либо оплата которого Потребителем признана неправомерной, подлежит корректировке и включается в объем электрической энергии в целях компенсации потерь, приобретаемой сетевой организацией в том расчетном периоде, в котором был составлен акт о неучтенном потреблении электрической энергии и исключается из объема услуг по передаче электроэнергии в аналогичном порядке.

В случае изменения судебного акта в кассационной или надзорной инстанции, а также изменения судебного акта по новым или вновь открывшимся обстоятельствам, осуществляется перерасчет объема электрической энергии, приобретаемой в целях компенсации потерь электроэнергии в сетях и перерасчет объема услуг по передаче электроэнергии.

В случае получения предписания антимонопольного органа, в соответствии с которым ГП надлежит:

- произвести корректировку объема и стоимости начисленного и предъявленного потребителю к оплате безучетного потребления;
- отозвать выставленные счета;

Сетевая организация в течение 3 рабочих дней производит перерасчет объема безучетного потребления или уведомляет ГП и потребителя об отзыве Акта безучетного потребления (соответственно). На основании полученного от сетевой организации скорректированного объема безучетного потребления или информации об отзыве Акта безучетного потребления ГП производит перерасчет с потребителем и сетевой организацией как в части объема услуг по передаче, так и в части объема потерь в соответствии с требованиями налогового и бухгалтерского учета.

При взыскании в судебном порядке с Потребителя задолженности за электрическую энергию, объем которой определен на основании актов безучетного потребления, ГП должен организовать привлечение к участию в судебном процессе сетевую организацию в качестве третьего лица, не заявляющего самостоятельных

требований. При этом представители сетевой организации вправе участвовать в судебном процессе по своему усмотрению.

4.3.5. Перерасчет объема электрической энергии по акту о безучетном потреблении или его аннулирование

В целях оценки урегулирования разногласий по актам безучетного потребления после возврата актов в соответствии с п. 4.3.4.2. настоящего Стандарта, при необходимости перерасчета или аннулирования актов, при наличии разногласий относительно объема безучетного потребления совместным приказом сетевой организации и ГП создается комиссия по рассмотрению актов (далее - Комиссия), которая проводит работу не реже 1 раза в месяц в очном режиме.

Комиссия рассматривает разногласия по первично составленным актам, а также доработанные акты сетевой организации, при этом доработанные акты не могут направляться по одному и тому же случаю более двух раз. Комиссия принимает решение о целесообразности принятия спорных актов ГП или о возврате актов сетевой организации. На основании принятого решения ГП и сетевая организация взаимно корректируют величину объема услуг по передаче электрической энергии (с учетом корректировки потерь до границы балансовой принадлежности) и объема электрической энергии, приобретаемой сетевой организацией в целях компенсации потерь в соответствии с п 4.3.4.3 настоящего раздела.

4.4. Порядок организации претензионно-исковой работы по безучетному и бездоговорному потреблению электроэнергии

Претензионно-исковую деятельность ДЗО по актам неучтенного потребления можно условно разделить на два направления реализации:

4.4.1. В качестве Истца - в соответствии с действующим законодательством в отношении потребителей, допустивших бездоговорное потребление электроэнергии.

В случае обращения лиц, осуществивших бездоговорное потребление либо других спорных вопросов акты бездоговорного потребления должны быть рассмотрены уполномоченной Комиссией филиала ДЗО (далее - Комиссия) на предмет соответствия действующему законодательству. Заседания Комиссии проводятся в случае формирования повестки заседания, в состав включаются представители профильных подразделений (юридического и реализации услуг).

Подтверждающие документы для начала претензионно-исковой работы формируются согласно приведенному ниже перечню. Акт принимается к претензионно-исковой работе при условии формирования полного пакета документов.

В случае невозможности предоставления запрашиваемых документов профильным юридическим подразделением оцениваются возможные правовые риски и решается вопрос о возможности начала претензионно-исковой работы по акту.

В судебном заседании по взысканию задолженности по актам бездоговорного потребления принимают участие представители РЭС или иных подразделений.

4.4.2. В качестве третьего лица - по иску ГП (ЭСК) в отношении потребителей, допустивших безучетное потребление электроэнергии.

Претензионно-исковая работа по актам безучетного потребления осуществляется ГП (ЭСК). Сетевая компания должна быть привлечена к судебному

разбирательству в качестве третьего лица, не заявляющего самостоятельных требований на предмет спора.

Все акты безучетного потребления до их направления в адрес ГП должны быть рассмотрены Комиссией (с привлечением представителей ГП (ЭСК) в случае согласования их участия) на предмет соответствия действующему законодательству.

При рассмотрении актов безучетного потребления на Комиссии должно быть проверено наличие необходимых для начала претензионно-исковой работы ГП (ЭСК) подтверждающих документов, согласно соответствующему перечню, приведенному ниже. Все запросы ГП (ЭСК) о предоставлении дополнительных документов должны быть отработаны в течение двух рабочих дней. При поступлении обращений потребителя, в отношении которого был составлен акт безучетного потребления, с предоставлением доказательств несогласия с актом, указанные материалы должны быть рассмотрены на Комиссии с привлечением представителей ГП (ЭСК).

В случае необходимости, Комиссией изучаются возможные правовые риски и решается вопрос о возможности аннулирования акта безучетного потребления и отзыва его из ГП (ЭСК). При отказе ГП (ЭСК) в принятии акта о безучетном потреблении, акт также подлежит рассмотрению на Комиссии с привлечением представителей ГП (ЭСК).

В случае неудовлетворительного исхода судебного разбирательства правовой службой филиала ДЗО совместно с ПТЭ оцениваются перспективы и целесообразность обжалования судебного акта, после чего судебный акт обжалуется в установленном порядке. Принятие решения о целесообразности обжалования должно производиться с учетом судебных перспектив, а также дополнительных судебных расходов, связанных с обжалованием судебного акта.

Все решения судов аккумулируются правовой службой филиала ДЗО, проводится анализ вынесенных решений (в том числе отказов в удовлетворении исковых требований), по результатам вынесенных решений правовой службой филиала ДЗО доводятся до ПТЭ указания и рекомендации по составлению актов безучетного и бездоговорного потребления.

В рамках организации претензионно-исковой работы по бездоговорному или безучетному потреблению ПТЭ необходимо:

- инициировать проведение визуального осмотра, с участием ГП (ЭСК), потребителя или его представителя тех точек поставки, по которым отсутствуют документы об установке или допуске общедомовых приборов учета, с оформлением актов осмотра в целях применения в расчетах показаний указанных приборов учета;
- осуществлять расчет объемов по актам безучетного потребления в отношении граждан-потребителей, с применением методик, предусмотренных действующим законодательством;
- предоставлять правовой службе филиала документы, подтверждающие присоединенную мощность юридических лиц, в целях подтверждения расчетов, выполненных на основании актов о неучтенном потреблении, а также акты балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности с каждым из потребителей;
- производить перерасчет объемов потребления электроэнергии по потребителям, не представившим показания приборов учета, по среднемесячному потреблению;
- при направлении поручения на предъявление исков предоставлять правовой службе филиалов первичные документы, подтверждающие обоснованность

требований к потребителю и/или контр расчет, относящиеся исключительно к спорным периодам (копии ведомостей снятия показаний, обходных листов), расчет по гражданам-потребителям по каждому лицевого счету, участвующему в разногласиях с приложением подтверждающих документов по каждому используемому событию для расчета, а также документы, подтверждающие примененный норматив;

- в случае необходимости проведения экспертизы обеспечить предоставление первичных документов для подготовки экспертного заключения, в том числе сводный реестр граждан, проживающих в многоквартирных домах, реестр обходных листов, акты съема показаний;

- формировать объем переданной электроэнергии гражданам, исходя из практики применения жилищного законодательства, при которой исключается одновременное применение показаний приборов учета и норматива потребления;

- представить в адрес правового подразделения филиала документы согласно соответствующему перечню, приведенному ниже.

Учитывая последствия предъявления необоснованных (неподтвержденных документами) исков (полный или частичный отказ в удовлетворении исковых требований; невозможность при отказе суда в иске возмещения суммы уплаченной госпошлины, репутационные риски) правовой службе не допускается предъявлять исковые заявления при отсутствии, в том числе частичном, первичной документации.

Для определения экономической целесообразности для применения нормативов прошлых лет в рамках претензионной работы ПТЭ необходимо организовать проведение расчетов в двух вариантах:

- по нормативу для определения объема полезного отпуска электроэнергии в многоквартирные жилые дома необорудованные общедомовыми приборами учета (для этого необходимо самостоятельно провести расчет норматива или использовать ранее действовавший норматив, либо использовать норматив, определенный экспертной организацией в рамках аналогичных споров);

- по актам контрольного съема показаний индивидуальных приборов учета в многоквартирных домах, необорудованных общедомовыми приборами учета (при наличии таких актов). В целях обоснования данного варианта расчета следует ссылаться на Определение Верховного Суда Российской Федерации от 15.10.2014 по делу № А53-16593/2013, в котором указано на приоритет использования в коммерческих расчетах показаний приборов учета над иными способами определения объема оказанных услуг.

Филиалам ДЗО ПАО «Россети» необходимо регламентировать действия подразделений путем выпуска ОРД:

- о создании Комиссии;
- о согласовании процессуальных документов между заинтересованными подразделениями филиалов, в том числе по административным делам;
- об обеспечении своевременного выполнения исполнительных документов по судебным актам.

В рамках претензионно-исковой работы по безучетному и бездоговорному потреблению электроэнергии необходимо обеспечить исполнение ОРД,

регламентирующих осуществление претензионно-исковой работы, а также вопросы взаимодействия правовых подразделений ПАО «Россети» и ДЗО ПАО «Россети».

4.4.3. Перечень документов, необходимых для ведения претензионно-исковой работы по актам бездоговорного потребления электрической энергии:

- копия акта бездоговорного потребления и расчета объема и стоимости бездоговорного потребления электроэнергии;
- документ, подтверждающий дату последней проверки состояния объектов электросетевого хозяйства, с момента которой был произведен расчет бездоговорного (безучетного) потребления электрической энергии (копия акта последней проверки) или документ, подтверждающий дату вступления во владение объектом;
- копия удостоверения либо доверенности, выданного (-ой) от имени сетевой организации, лицу, составившему акт;
- копия документа, подтверждающего право подписи лица, подписавшего акт со стороны потребителя (при его наличии);
- выгрузка из программного комплекса, подтверждающая наличие задолженности на дату передачи документов (для актов признанных, но не оплаченных в установленные сроки);
- полное наименование должника (организационно-правовая форма, Ф.И.О. руководителя юридического лица, Ф.И.О. физического лица или Ф.И.О. индивидуального предпринимателя);
- юридический (почтовый) адрес и адрес места нахождения должника юридического лица, адрес регистрации по постоянному месту жительства (место пребывания) физического лица или индивидуального предпринимателя;
- иные сведения, при их наличии, в том числе: дата и место рождения физического лица или индивидуального предпринимателя, дата и место государственной регистрации, ИНН юридического лица или индивидуального предпринимателя;
- заявление в органы внутренних дел по факту составления акта о неучтенном потреблении электроэнергии (при наличии заявления);
- материалы, подтверждающие факт осуществления бездоговорного потребления (фото-, видеофиксации);
- документы, подтверждающие направление в установленном порядке расчета суммы лицу, осуществившему бездоговорное потребление;
- соглашение с лицом, осуществившим бездоговорное потребление о рассрочке платежа (при наличии);
- акт ввода ограничения режима электропотребления (при наличии);
- схема подключения лица, осуществляющего бездоговорное потребление электрической энергии, к сетям сетевой организации с обязательной подписью лиц, составивших акт о неучтенном потреблении электрической энергии;
- если контрагент юридическое лицо или индивидуальный предприниматель необходимы документы о соблюдении досудебного порядка урегулирования спора (претензия) с отметкой о получении контрагентом либо доказательством направления.

4.4.4. Перечень документов, необходимых для ведения претензионно-исковой работы по актам безучетного потребления электроэнергии в отношении юридического лица или приравненного к нему при проведении плановой проверки:

4.4.4.1. План-график проверок приборов, с указанием точки учета, на которую составлен акт безучетного потребления электроэнергии (для уменьшения объема

файла можно использовать часть страниц, первую, страницу с указанием точки учета, на которую составлен акт безучетного потребления, последняя страница с подписью).

4.4.4.2. Документ, подтверждающий направление гарантирующему поставщику плана-графика проверки приборов учета электроэнергии потребителей:

4.4.4.2.1. При направлении плана-графика нарочно - сопроводительное письмо о направлении плана-графика гарантирующему поставщику, с отметкой о получении.

4.4.4.2.2. При направлении плана-графика на официальную почту гарантирующего поставщика - сопроводительное письмо о направлении плана-графика с подтверждением о направлении по электронной почте.

4.4.4.2.3. При направлении плана-графика по средствам почтовых отделений - сопроводительное письмо о направлении плана-графика с подтверждением направления через официальное почтовое отделение.

4.4.4.3. Уведомление потребителя о предстоящей проверке измерительного комплекса, способом, позволяющим подтвердить факт получения (при его наличии).

4.4.4.4. При произошедшем переносе плановой проверки измерительного комплекса:

4.4.4.4.1. Сопроводительное письмо, телефонограмма в адрес сетевой организации о предстоящем переносе даты плановой проверки, с указанием согласованной даты переноса.

4.4.4.4.2. Сопроводительное письмо об изменении даты плановой проверки гарантирующему поставщику.

4.4.4.4.3. Уведомление потребителя о новой согласованной дате предстоящей проверки измерительного комплекса, с подтверждением о получении, за исключением телефонограммы.

4.4.4.5. Копия документа, подтверждающего полномочия представителя потребителя (при его наличии).

4.4.4.6. Копия документа, удостоверяющего личность представителя потребителя (при его наличии).

4.4.4.7. Акт проверки расчетного прибора учета.

4.4.4.8. Акт неучтенного потребления при выявлении безучетного потребления электроэнергии.

4.4.4.9. Документ, подтверждающий мощность.

4.4.4.10. Расчет объема безучетного потребления электроэнергии.

4.4.4.11. Копия сертификата антимагнитной пломбы.

4.4.4.12. Сопроводительное письмо гарантирующему поставщику о направлении пакета документов о безучетном потреблении электроэнергии с подтверждением о получении.

4.4.4.13. Акт допуска в эксплуатацию измерительного комплекса электроэнергии или акт предыдущей проверки расчетного прибора учета (документ выбирается по дате последнего).

4.4.4.14. При проведении процедуры снятия и направления прибора учета в метрологическую организацию для проведения экспертизы:

4.4.4.14.1. Акт приема передачи прибора учета от потребителя сетевой организации;

4.4.4.14.2. Сопроводительное письмо о направлении прибора учета в метрологическую организацию;

4.4.4.14.3. Уведомление о предстоящем проведении экспертизы;

4.4.4.14.4. Результаты экспертизы;

4.4.4.14.5. Сопроводительное письмо о направлении результатов экспертизы гарантирующему поставщику.

4.4.4.15. Все имеющиеся фото и видео материалы по проведенной проверке, а также относящиеся к данному делу иные материалы.

4.4.4.16. Письмо ГП об отказе в принятии акта БУ.

4.4.4.17. В случае недопуска к ПУ: акт недопуска, новые уведомления ГП и потребителя о проведении проверки ПУ.

4.4.5. Перечень документов, необходимых для ведения ПИР по актам безучетного потребления электроэнергии в отношении юридического лица или приравненного к нему при проведении внеплановой проверки:

Необходимые документы должны иметь сканированную копию.

4.4.5.1. Заявление или письмо в сетевую организацию о проведении внеплановой проверки, предоставленное потребителем или гарантирующим поставщиком (при его наличии).

4.4.5.2. Уведомление потребителя о предстоящей проверке измерительного комплекса, с подтверждением о получении, телефонограммы (при его наличии).

4.4.5.3. Уведомление гарантирующего поставщика о предстоящей проверке расчетного прибора учета с подтверждением о получении (при его наличии).

4.4.5.4. Копия документа, подтверждающего полномочия представителя потребителя (при его наличии).

4.4.5.5. Копия документа, удостоверяющего личность представителя потребителя (при его наличии).

4.4.5.6. Акт проверки расчетного прибора учета

4.4.5.7. Акт безучетного потребления электроэнергии.

4.4.5.8. Документ, подтверждающий мощность.

4.4.5.9. Расчет объема безучетного потребления электроэнергии.

4.4.5.10. Копия сертификата антимагнитной пломбы.

4.4.5.11. Сопроводительное письмо гарантирующему поставщику о направлении пакета документов о безучетном потреблении электроэнергии с подтверждением о получении.

4.4.5.12. При отказе представителя потребителя присутствовать при составлении акта о безучетном потреблении (потребителю акт не вручен на месте

проверки) - сопроводительное письмо о направлении потребителю акта проверки расчетного прибора учета и акта безучетного потребления электроэнергии.

4.4.5.13. Акт допуска в эксплуатацию измерительного комплекса электроэнергии или акт предыдущей проверки расчетного прибора учета (документ выбирается согласно даты последнего).

4.4.5.14. При проведении процедуры снятия и направления прибора учета в метрологическую организацию для проведения экспертизы:

4.4.5.14.1. Акт приема передачи прибора учета от потребителя сетевой организации;

4.4.5.14.2. Сопроводительное письмо о направлении прибора учета в метрологическую организацию;

4.4.5.14.3. Уведомление о предстоящем проведении экспертизы;

4.4.5.14.4. Результаты экспертизы;

4.4.5.14.5. Сопроводительное письмо о направлении результатов экспертизы гарантирующему поставщику.

4.4.5.15. Все имеющиеся фото и видео материалы по проведенной проверке, а также относящиеся к данному делу иные материалы.

4.4.5.16. Письмо ГП об отказе в принятии акта.

4.4.5.17. В случае недопуска к ПУ: акт недопуска, новые уведомления ГП и потребителя о проведении проверки ПУ.

4.4.6. Перечень документов, необходимых для ведения ПИР по актам безучетного потребления электроэнергии в отношении физического лица при проведении плановой проверки:

4.4.6.1. План-график, с указанием точки учета, на которую составлен акт безучетного потребления электроэнергии (для уменьшения объема файла можно

использовать часть страниц, первую, страницу с указанием точки учета, на которую составлен акт безучетного потребления, последняя страница с подписью).

4.4.6.2. Документ, подтверждающий направление гарантирующему поставщику плана-графика проверки приборов учета электроэнергии потребителей:

4.4.6.2.1. При направлении плана-графика нарочно - сопроводительное письмо о направлении плана-графика гарантирующему поставщику, с отметкой о получении.

4.4.6.2.2. При направлении плана-графика на официальную почту гарантирующего поставщика - сопроводительное письмо о направлении плана-графика с подтверждением о направлении по электронной почте.

4.4.6.2.3. При направлении плана - графика по средствам почтовых отделений - сопроводительное письмо о направлении плана-графика с подтверждением направления через официальное почтовое отделение.

4.4.6.3. Извещение потребителя о предстоящей проверке измерительного комплекса, с подтверждением о получении.

4.4.6.4. При произошедшем переносе плановой проверки измерительного комплекса:

4.4.6.4.1. Сопроводительное письмо, заявление, телефонограмма в адрес сетевой организации о предстоящем переносе даты плановой проверки, с указанием согласованной даты переноса;

4.4.6.4.2. Сопроводительное письмо об изменении даты плановой проверки гарантирующему поставщику;

4.4.6.4.3. Извещение потребителя о новой согласованной дате предстоящей проверки измерительного комплекса, с подтверждением о получении, за исключением телефонограммы.

4.4.6.5. Копия документа, удостоверяющего личность потребителя или документ подтверждающий право иного лица участвовать при проверке прибора учета, подписывать акты проверок расчетных приборов учета и актов безучетного потребления электроэнергии (при его наличии).

4.4.6.6. Акт проверки расчетного прибора учета.

4.4.6.7. Акт безучетного потребления электроэнергии.

4.4.6.8. Документы или фото подтверждающие мощность подключенных токоприемников.

4.4.6.9. Расчет объема безучетного потребления электроэнергии

4.4.6.10. Копия сертификата антимагнитной пломбы.

4.4.6.11. Сопроводительное письмо гарантирующему поставщику о направлении пакета документов о безучетном потреблении электроэнергии с подтверждением о получении гарантирующего поставщика.

4.4.6.12. При отказе потребителя присутствовать при составлении акта о безучетном потреблении (потребителю акт не вручен на месте проверки) -

сопроводительное письмо о направлении потребителю актов проверки расчетного прибора учета и акта безучетного потребления электроэнергии.

4.4.6.13. Акт допуска в эксплуатацию измерительного комплекса электроэнергии или акт предыдущей проверки расчетного прибора учета (документ выбирается по дате последнего).

4.4.6.14. При проведении процедуры снятия и направления прибора учета в метрологическую организацию для проведения экспертизы:

4.4.6.14.1. Акт приема передачи прибора учета от потребителя сетевой организации;

4.4.6.14.2. Сопроводительное письмо о направлении прибора учета в метрологическую организацию;

4.4.6.14.3. Уведомление о предстоящем проведении экспертизы;

4.4.6.14.4. Результаты экспертизы;

4.4.6.14.5. Сопроводительное письмо о направлении результатов экспертизы гарантирующему поставщику.

4.4.6.15. Все имеющиеся фото и видео материалы по проведенной проверке, а также относящиеся к данному делу иные материалы.

4.4.6.16. Письмо ГП об отказе в принятии акта БУ.

4.4.6.17. В случае недопуска к ПУ: акт недопуска, новые уведомления ГП и потребителя о проведении проверки ПУ.

4.4.6.18. Документы, подтверждающие отключение несанкционированно подключенного оборудования.

4.4.7. Перечень документов, необходимых для ведения ПИР по актам безучетного потребления электроэнергии в отношении физического лица при проведении внеплановой проверки:

4.4.7.1. Заявление или письмо в сетевую организацию о проведении внеплановой проверки, предоставленное потребителем или гарантирующим поставщиком (при его наличии).

4.4.7.2. Извещение потребителя о предстоящей проверке измерительного комплекса, с подтверждением о получении (при его наличии).

4.4.7.3. Копия документа, удостоверяющего личность потребителя или документ подтверждающий право иного лица участвовать при проверке прибора учета, подписывать акты проверок расчетных приборов учета и актов безучетного потребления электроэнергии (при его наличии).

4.4.7.4. Акт проверки расчетного прибора учета.

4.4.7.5. Акт безучетного потребления электроэнергии.

4.4.7.6. Расчет объема безучетного потребления электроэнергии

4.4.7.7. Копия сертификата антимагнитной пломбы.

4.4.7.8. Сопроводительное письмо гарантирующему поставщику о направлении пакета документов о безучетном потреблении электроэнергии с подтверждением о получении гарантирующего поставщика.

4.4.7.9. При отказе потребителя присутствовать при составлении акта о безучетном потреблении (потребителю акт не вручен на месте проверки) -

сопроводительное письмо о направлении потребителю акта проверки расчетного прибора учета и акта безучетного потребления электроэнергии.

4.4.7.10. Акт допуска в эксплуатацию измерительного комплекса электроэнергии или акт предыдущей проверки расчетного прибора учета (документ выбирается по дате последнего).

4.4.7.11. Все имеющиеся фото и видео материалы по проведенной проверке, а также относящиеся к данному делу иные материалы.

4.4.7.12. Письмо ГП об отказе в принятии акта БУ.

4.4.7.13. В случае недопуска к ПУ: акт недопуска, новые уведомления ГП и потребителя о проведении проверки ПУ.

4.4.7.14. Документы, подтверждающие отключение несанкционированно подключенного оборудования.

4.4.8. Перечень необходимых документов, необходимых для ведения ПИР по расчетам полезного отпуска электроэнергии в отношении измерительных комплексов

учета электроэнергии, снятых с расчетов по причине истечения межповерочного интервала измерительного комплекса:

4.4.8.1. Акт проверки расчетного прибора учета с указанием предписания о приведении системы учета к требованиям нормативно-технической документации.

4.4.8.2. Документ, подтверждающий направление гарантирующему поставщику:

4.4.8.2.1. При направлении плана-графика нарочно - сопроводительное письмо о направлении плана-графика гарантирующему поставщику, с отметкой о получении.

4.4.8.2.2. При направлении плана-графика на официальную почту гарантирующего поставщика - сопроводительное письмо о направлении плана-графика с подтверждением о направлении по электронной почте.

4.4.8.2.3. При направлении плана-графика по средствам почтовых отделений - сопроводительное письмо о направлении плана-графика с подтверждением направления через официальное почтовое отделение.

4.4.8.3. Уведомление потребителя о предстоящей проверке измерительного комплекса, с подтверждением о получении, за исключением телефонограммы.

4.4.8.4. При произошедшем переносе плановой проверке измерительного комплекса:

4.4.8.4.1. Сопроводительное письмо, телефонограмма в адрес сетевой организации о предстоящем переносе даты плановой проверки, с указанием согласованной даты переноса;

4.4.8.4.2. Сопроводительное письмо об изменении даты плановой проверки гарантирующему поставщику;

4.4.8.4.3. Уведомление потребителя о новой согласованной дате предстоящей проверке измерительного комплекса, с подтверждением о получении, за исключением телефонограммы.

4.4.8.5. Заявление или письмо в сетевую организацию о проведении внеплановой проверки, предоставленное потребителем при проведении внеплановой проверки измерительного комплекса.

4.4.8.6. Доказательство уведомления потребителя о том, что до окончания проверки ПУ осталось менее 1 года.

4.4.8.7. Документ, подтверждающий полномочия представителя потребителя.

4.4.8.8. Документ, удостоверяющий личность представителя потребителя.

4.4.8.9. Документ, подтверждающий мощность.

4.4.8.10. Расчет объема в отношении измерительных комплексов, снятых с расчетов по причине истечения межповерочного интервала оборудования измерительного комплекса.

4.4.8.11. Копия паспорта ПУ.

4.4.8.12. Сопроводительное письмо гарантирующему поставщику о направлении пакета документов с подтверждением о получении.

4.4.8.13. При отказе представителя потребителя присутствовать при составлении акта проверки (потребителю акт не вручен на месте проверки) - сопроводительное письмо о направлении актов проверки расчетного прибора учета.

4.4.8.14. Акт допуска в эксплуатацию измерительного комплекса электроэнергии или акт предыдущей проверки расчетного прибора учета (документ выбирается согласно даты последнего).

4.4.8.15. Все имеющиеся фото и видео материалы по проведенной проверке, а также относящиеся к данному делу иные материалы.

4.4.8.16. Письмо ГП об отказе в принятии акта проверки.

В случае недопуска к ПУ: акт недопуска, новые уведомления ГП и потребителя о проведении проверки ПУ.

4.5. Формирование объема услуги по передаче электрической энергии и объема электрической энергии, приобретаемой сетевыми организациями в целях компенсации потерь

Объем оказанных услуг по передаче электрической энергии и объем электрической энергии, приобретаемой сетевыми организациями в целях компенсации потерь, определяется ежемесячно в соответствии с:

- Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 № 442.

- Правилами предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 06.05.2011 № 354.

- Правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861.

Алгоритм формирования объема услуги по передаче электрической энергии и объема электрической энергии, приобретаемой сетевыми организациями в целях компенсации потерь представлен в приложении 3 к настоящему Стандарту.

5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ

5.1. Перечень мероприятий по снижению потерь электроэнергии

Перечень мероприятий, направленных на снижение потерь электрической энергии в сети, представлен в приложении 4 к настоящему Стандарту.

Материалы по мероприятиям, реализованным в ДЗО ПАО «Россети», размещены на корпоративном портале ПАО «Россети».

Определение расчетного (ожидаемого) эффекта при разработке мероприятий по снижению потерь электроэнергии и оценка фактической эффективности по результатам их выполнения осуществляется в соответствии с Методическими указаниями по оценке плановой и фактической эффективности мероприятий по снижению потерь электроэнергии, утвержденными ОРД ПАО «Россети».

5.2. Технические аспекты управления потерями электроэнергии.

5.2.1. Оптимизация загрузки вновь вводимых и существующих трансформаторов.

Значение оптимального коэффициента загрузки трансформатора, при котором его КПД достигает максимальное значение, определяется по формуле:

$$K_{з\text{ опт}} = \sqrt{\frac{\Delta P_x}{\Delta P_k}} \quad (3)$$

Для трансформаторов напряжением 10(6)/0,4 кВ оптимальная нагрузка соответствует 0,40-0,50 % от номинальной мощности, а для трансформаторов класса

напряжения 35-110 кВ имеет несколько большие значения и находится в пределах порядка 0,55-0,7 % от номинальной мощности.

При выполнении мероприятий по замене недогруженных трансформаторов на трансформаторы меньшей номинальной мощности следует учитывать фактические потери холостого хода устанавливаемого трансформатора, поскольку осуществление замены на старый трансформатор может привести не к снижению потерь, а к их увеличению вследствие превышения фактических потерь холостого хода над паспортными значениями. В большинстве случаев это касается трансформаторов 10(6)/0,4 кВ прошедших капитальный ремонт с разборкой магнитопровода (сменой обмоток) в не заводских условиях, когда магнитную систему собирают из старых пластин электротехнической стали. Фактические потери холостого хода в таких трансформаторах после проведения капитального ремонта могут отличаться от паспортных значений более чем в 2 раза.

5.2.2. Целесообразность проведения капитального ремонта трансформаторов.

При выходе из строя трансформаторов 10/0,4 кВ изготовленных по ГОСТ 401-41 (трансформаторы 1967 г. выпуска и ранее) следует отказаться от проведения их капитального ремонта с разборкой магнитопровода (сменой обмоток), поскольку изначально паспортные потери холостого хода в них в 2-2,5 раза превышают потери в современных аналогах трансформаторов. Вместе с тем, перешихтовка магнитопровода приведет к дополнительному увеличению потерь холостого хода. По результатам технико-экономического обоснования затраты на установку новых трансформаторов взамен отремонтированных старых, изготовленные по ГОСТ 401-41, окупятся в течение 3,5-7,5 лет, в зависимости от величины номинальной мощности трансформатора. Данные трансформаторы не сложно выделить из общей группы трансформаторов 10/0,4 кВ, поскольку большинство из них имеет номинальную

мощность (20, 30, 50, 75, 135, 180, 240, 320, 420, 560, 750 кВА), не соответствующую действующему стандарту.

5.2.3. Размещение объектов малой генерации (ОМГ) с точки зрения оптимизации потерь.

Выгодными особенностями применения малой генерации являются:

- снижение нагрузки на основную электрическую сеть;
- оптимизация потоков реактивной мощности;
- нормализация уровней напряжения в послеаварийных режимах;
- возможность подключения новых потребителей за счет разгрузки электрических сетей;
- повышение надежности электроснабжения потребителей;
- снижение необоснованных затрат на реконструкцию сетей при осуществлении технологического присоединения удаленных потребителей;
- снижение технологических потерь электроэнергии в магистральных и распределительных электрических сетях.

Малая генерация может использоваться в целях:

- Создания электросетевой инфраструктуры на базе существующих сетей.
- Моно-электроснабжения (снабжения отдельного потребителя от своего генерирующего источника) без создания электросетевой инфраструктуры.
- Создание ОМГ с применением их для резервного питания.

В первых двух случаях применение ОМГ при электроснабжении удаленных потребителей и малонаселенных поселений является оптимальным решением и позволяет снизить технологические потери электроэнергии в распределительных электрических сетях. При этом важным является определение места размещения ОМГ.

Выбор места размещения ОМГ при электроснабжении удаленных потребителей и малонаселенных поселений следует определять исходя из следующих критериев:

- размещение ОМГ должно быть в непосредственной близости к потребителю;
- отсутствие развитой электросетевой инфраструктуры и значительной удаленности потребителя от центра питания;
- низкая плотность населения и удаленность поселения от центра питания;
- отсутствие перспективы роста потребления электроэнергии в удаленном от центра питания районе (с учетом плана развития удаленного района).

Заключение о применении объектов малой генерации необходимо принимать на основании категоричности потребителей и технико-экономического обоснования, учитывающего схемные решения и графики нагрузки потребителей, затраты на строительство и последующую эксплуатацию электросетевых объектов.

5.2.4. Управление реактивной мощностью.

5.2.4.1. Общие положения

Реактивная мощность не производит полезной работы и не учитывается при оплате электроэнергии потребителями. При этом она создает дополнительные потери

активной мощности и оказывает влияние на потери напряжения и пропускную способность сетей.

Приказом Минэнерго России от 23.06.2015 № 380 (далее - Приказ № 380) утвержден «Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии», устанавливающий максимальные допустимые значения коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети:

Уровень напряжения в точке поставки потребителя электрической энергии	Максимальное значение коэффициента реактивной мощности ($\text{tg } \varphi = Q/P$), потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети
110 кВ (154 кВ)	0,5
35 кВ (60 кВ)	0,4
1 - 20 кВ	0,4
ниже 1 кВ	0,35

Требования к регулированию реактивной мощности потребителем (поддержанию установленных значений коэффициента реактивной мощности) должны указываться в технических условиях на технологическое присоединение указанных категорий потребителей согласно «Правилам технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии...», утв. ПП РФ от 27.12.2014 № 861.

В договоре энергоснабжения предусматривается обязанность потребителя соблюдать значения соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств потребителя, определяемые в соответствии с договором оказания услуг по передаче электрической энергии».

При невыполнении потребителем условий договора, касающихся обеспечения функционирования устройств компенсации реактивной мощности (УКРМ), вводится ограничение режима потребления электрической энергии согласно «Правилам полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии», утв. ПП РФ от 04.05.2012 № 442.

5.2.4.2. Порядок организации работы по управлению потоками реактивной мощности

5.2.4.2.1. Определение коэффициента реактивной мощности в фидерах сети 6-10 кВ

По результатам измерений летнего и зимнего режимных дней производится анализ потребления реактивной мощности по каждому фидеру сети 6-10 кВ за период с 7-00 до 23-00 (в соответствии со временем максимальных нагрузок, согласно

Приказу № 380) и вычисляются значения коэффициента реактивной мощности ($\text{tg } \varphi$) по каждому фидеру в указанный период:

$$\text{tg } \varphi = \frac{Q}{P} \quad (4)$$

Значения часовых мощностей по фидерам 6-10 кВ центров питания измеряются и хранятся интервальными приборами учета, включенными в автоматизированную систему контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ). При отсутствии АСКУЭ для анализа следует использовать часовые показания счетчиков активной и реактивной энергии, снятые в зимний или летний режимный день на отходящих фидерах 6-10 кВ центров питания.

Анализ фидеров в части потребления реактивной мощности необходимо производить в летний и зимний периоды, поскольку значение $\text{tg } \varphi$ при относительно постоянной реактивной мощности в зимнее время снижается за счет увеличения активной мощности, расходуемой на отопление.

Для часов, в которые значения $\text{tg } \varphi$ превышают установленные Приказом № 380, вычисляются значения мощности компенсирующих устройств, которые необходимо установить, чтобы значение $\text{tg } \varphi$ не превышало установленных.

$$Q_{\text{ку}} = 0,4 \cdot P_i - Q_i \quad (5)$$

где:

P_i, Q_i - замеры активной и реактивной мощностей в соответствующий час.

5.2.4.2.2. Анализ причин превышения коэффициента реактивной мощности в распределительной сети

Для дальнейшего анализа (с целью минимизации затрат времени на выявление сверхнормативных потерь электроэнергии) отбираются фидера, на которых необходимая мощность компенсирующих устройств превышает 100 кВАр.

На основании оперативных схем отобранных фидеров, реестр разбивается на три группы фидеров:

- фидера с явно выраженными «влияющими» потребителями с мощностью более 150 кВт;
- фидера с несколькими потребителями, которые могут оказывать влияние на коэффициент реактивной мощности в рассматриваемых фидерах;
- фидера с отсутствием «влияющих» потребителей и преобладанием коммунально-бытовой нагрузки. Превышение нормированного значения коэффициента реактивной мощности в таких фидерах обусловлено потерями реактивной мощности в силовых трансформаторах.

Под термином «влияющие потребители» подразумеваются потребители, располагающие значительной (по отношению к потребляемой фидером мощности) индуктивной нагрузкой (мощными трансформаторами или двигательной нагрузкой). В основном такие потребители имеют раздельный (по активной и реактивной энергии) учет, и по показаниям приборов учета за определенный период можно

сделать заключение о влиянии данного потребителя на поток реактивной мощности в фидере.

При анализе участия «влияющих» потребителей необходимо учесть положение п. 5 Приказа № 380, согласно которому для потребителей, получающих электрическую энергию по нескольким линиям напряжением 6 - 20 кВ от одной подстанции или электростанции, значения $\tan \varphi$ рассчитываются по суммарным величинам активной и реактивной мощности. В этом случае (если один потребитель питается от нескольких фидеров 6-10 кВ) для анализа берутся все питающие фидера вне зависимости от необходимой мощности компенсации, поскольку необходимая суммарная мощность компенсации может быть весьма существенна.

5.2.4.2.3. Взаимодействие с потребителями, влияющими на величину коэффициента реактивной мощности в фидерах сети 6-10 кВ

После определения «влияющих» потребителей необходимо:

- выяснить наличие в технических условиях (ТУ), выданных при осуществлении технологического присоединения, требований (при необходимости) компенсации реактивной мощности;

- при наличии указанных требований, проверяется проектно-сметная документация (ПСД) на внутреннее электроснабжение электроустановок потребителей на предмет необходимости компенсации реактивной мощности;

- если ПСД на внутреннее электроснабжение предусмотрена установка УКРМ и они установлены (о чем представителями РЭС должно быть зафиксировано в Акте выполнения ТУ), необходимо инициировать процесс ввода в работу УКРМ потребителя, используя для этого существующие положения действующих нормативных и распорядительных документов.

Требование установки УКРМ у «влияющего» потребителя обосновано следующими документами:

- необходимость установки УКРМ предусматривается проектно-сметной документацией (ПСД) на внутреннее электроснабжение потребителя. Проверка этой необходимости в ПСД должна быть указана при выдаче ТУ на технологическое присоединение потребителя к сетям. Данное требование должно проверяться сетевой организацией при проверке выполнения ТУ.

- Приказом № 380 установлено предельное соотношение реактивной и активной мощностей на границе балансовой принадлежности между потребителем и сетевой компанией, которое потребитель обязан поддерживать. Данное требование указывается в приложении к договору на энергоснабжение (между потребителем и энергоснабжающей организацией) или к договору на оказание услуг по транспорту электроэнергии (между потребителем и сетевой компанией).

В случае наличия в акте о выполнении ТУ сведений об установленных УКРМ, потребителю направляется письмо о необходимости ввода в работу УКРМ.

В случае отсутствия информации об установленных у потребителя УКРМ и отсутствия данных интервального коммерческого учета о почасовых значениях активной и реактивной мощности, организовывается проведение замеров почасовых значений активной и реактивной мощности на границе балансовой принадлежности в течение суток (в рабочий день).

Потребителям на основании требований по поддержанию предельно допустимого значения коэффициента реактивной мощности, содержащихся в договоре на энергоснабжение (или договоре на оказание услуг по транспорту

электроэнергии), следует направлять письма о необходимости соблюдения условий договора и возможных последствиях нарушения договорных условий.

5.2.4.2.4. Расчет потерь реактивной мощности в трансформаторах

При анализе фидеров с несколькими «влияющими» потребителями, а в случае большого количества ТП, находящихся на балансе сетевой компании, и фидеров с одним крупным «влияющим» потребителем необходимо учитывать потери реактивной мощности в самих трансформаторах этих ТП, которые могут составлять существенную часть реактивной мощности, учитываемой головным прибором учета. Потери реактивной мощности в трансформаторах, от которых питается рассматриваемый фидер, определяются по следующим формулам:

$$\Delta Q_{\text{ст}} = \sqrt{\left(\frac{I_x \cdot S_{\text{ном}}}{100}\right)^2 - \Delta P_{\text{ст}}^2} \approx \frac{I_x \cdot S_{\text{ном}}}{100} \quad (6)$$

$$\Delta Q_{\text{рас}} = 3I_{\text{ном}}^2 \cdot X_{\text{тр}} \cdot 10^{-3} \approx \frac{U_{\text{к}} \cdot S_{\text{ном}}}{100} \quad (7)$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \Delta Q_{\text{ст}} + \Delta Q_{\text{рас}} \cdot \beta^2 \quad (8)$$

где:

$\Delta Q_{\text{ст}}$ - потери реактивной мощности в стали сердечника трансформатора, кВАр;

$\Delta Q_{\text{рас}}$ - потери реактивной мощности в обмотках трансформатора, кВАр;

$\Delta Q_{\text{тр}}$ - суммарные потери реактивной мощности в трансформаторе, кВАр;

$S_{\text{ном}}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА;

$I_x, \%$ - ток холостого хода, определяется паспортными данными трансформатора;

$U_{\text{к}}, \%$ - напряжение короткого замыкания, определяется паспортными данными трансформатора;

$\beta, \%$ - коэффициент загрузки трансформатора (при отсутствии информации в разрезе трансформаторов можно принять в расчет средний β по фидеру, либо по филиалу).

Допускается определение потерь реактивной мощности в зависимости от номинальной мощности (упрощенный расчет):

$S_{\text{н}}$, кВА	$I_x, \%$	$U_{\text{к}}, \%$	$\beta, \%$	$\Delta Q_{\text{тр}}$, кВАр
25	3,2	4,7	0,12	0,82
40	3	4,7	0,12	1,23
63	2,8	4,7	0,12	1,81
100	2,6	4,7	0,12	2,67
160	2,4	4,7	0,12	3,95
250	2,3	4,7	0,12	5,92
400	2,1	4,5	0,12	8,66
630	2	5,5	0,12	13,10
1000	2	6	0,12	20,86
1250	1,5	6,5	0,12	19,92
1600	1	6,5	0,12	17,50
2500	1	6,5	0,12	27,34

5.2.4.2.5. Оценка возможности реализации проектов по установке УКРМ на объектах сетевой компании

Если в результате анализа фидера «влияющие потребители» не обнаружены, проводится расчет технико-экономического обоснования установки УКРМ на объектах сетевой компании за ее счет. Для этого производится несколько расчетов потерь электроэнергии в фидере в текущем режиме и при различной степени компенсации реактивной мощности. Сравниваются стоимость снижения потерь в различных вариантах и затраты на установку УКРМ, выбирается наиболее оптимальный.

Для предварительной оценки снижения потерь электроэнергии от установки и ввода в работу устройства компенсации в разомкнутой электрической сети можно воспользоваться формулой:

$$\delta W = \frac{2Q_{KV}Q_{\Pi} - Q_{KV}^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{эк} \cdot \tau \cdot K_{\Pi} - \Delta W_{KV} \quad (9)$$

где:

Q_{Π} - реактивная мощность суммарной нагрузки электрической сети;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение сети;

$R_{эк}$ - эквивалентное по потерям мощности сопротивление сети;

τ - время наибольших потерь, ч.

При отсутствии проектных расчетов планируемое снижение потерь электроэнергии при установке батарей статических конденсаторов определяется по нормам, приведенным в таблице:

Название сети	Номинальное напряжение подстанции, на которой установлена БК, кВ	Средний удельный эффект от установки БК (тыс.кВт · ч/Мвар) при номинальном напряжении подстанции, кВ		
		35/6-10	110/6-10	220/6-10
Городская	0,38	330	310	230
Сельская	0,38	480	450	375
Любого назначения	6-20	190	160	60

При разработке целевого мероприятия производится технико-экономическое обоснование (ТЭО) необходимости установки УКРМ (с этой целью рассчитываются потери электроэнергии с помощью специализированного программного комплекса по расчету и анализу технологических потерь в существующем режиме участка сети и при установке УКРМ в выбранной точке фидера).

При принятии решения о возможности установки УКРМ необходимо учитывать влияние снижения перетоков реактивной мощности на уровни напряжения в сети (особенно в ремонтных и послеаварийных режимах), на статическую и динамическую устойчивость сети 35-110 кВ в аварийных режимах, а также на

снижение объемов отключения потребителей автоматикой отключения при снижении напряжения (АОСН) при ее наличии.

Так как одним из потребителей реактивной мощности может являться силовой трансформатор, то на участках 6 (10) кВ с избыточной трансформаторной мощностью следует рассмотреть возможность применения УКРМ в комплекте с ТП 6(10)/0,4 кВ для компенсации потерь реактивной мощности в самом трансформаторе.

При планировании установки УКРМ на объектах сетевой компании следует учитывать, что около 70% всей мощности УКРМ, которые необходимо установить в электрических сетях, целесообразно устанавливать в сетях 0,4 кВ, 25% — в сетях 6-10 кВ и около 5% — в сетях 110 кВ и выше. Такое распределение обеспечит минимум суммарных затрат на УКРМ и на потери электроэнергии во всех сетях в целом.

5.2.4.2.6. Контроль соблюдения требований к коэффициенту реактивной мощности на границе балансовой при осуществлении новых технологических присоединений

При осуществлении новых технологических присоединений необходимо осуществлять жесткий контроль исполнения технических условий заявителями по договорам на технологическое присоединение в части установки устройств компенсации реактивной мощности. При согласовании проектно-сметной документацией схем внутреннего энергоснабжения необходимо учитывать требования в части поддержания потребителем предельно допустимого значения коэффициента реактивной мощности. Наличие проверки соблюдения потребителем требований об установке УКРМ должно отражаться в акте проверки выполнения технических условий.

Для потребителей с установленной мощностью 150 кВт и выше должен осуществляться регулярный контроль фактически потребляемой реактивной мощности и проводится информирование о необходимости поддержания регламентированной величины коэффициента реактивной мощности.

Следует предусмотреть регламентирование взаимоотношений со сбытовыми организациями в части включения повышающих коэффициентов за не поддержание предельного коэффициента реактивной мощности на ГБП в условия договора на энергоснабжения.

5.3. Условия формирования инвестиционных программ с целью снижения потерь электроэнергии.

При формировании инвестиционных программ ДЗО необходимо соблюдение следующих условий:

- Объем капитальных вложений, направляемых на реализацию инвестиционных проектов, связанных с выполнением целевых технических мероприятий по снижению потерь электрической энергии, включается в ИПР в соответствии со Сценарными условиями формирования инвестиционных программ ДЗО ПАО «Россети», утвержденными Советом директоров ДЗО ПАО «Россети».

- Инвестиционные проекты, связанные с выполнением целевых технических мероприятий по снижению потерь электрической энергии, включается в ИПР только при наличии экономической эффективности данных проектов.

- Инвестиционные проекты, связанные с выполнением целевых технических мероприятий по снижению потерь электрической энергии такие, как мероприятия по разукрупнению электрической сети, замена линий распределительной электрической

сети 0,4 кВ на СИП, включать в ИПР в первую очередь в очагах потерь электрической энергии в рамках доведенных блоком экономики ПАО «Россети» лимитов финансирования инвестиционных программ ДЗО ПАО «Россети».

– При проведении реконструкции трансформаторных подстанций 6-20 кВ с увеличением трансформаторной мощности необходимо проводить оценку уровня потерь электрической энергии в питающих такую подстанцию линиях электропередач 6-20 кВ, а также в отходящих линиях распределительной сети 0,4 (0,2) кВ.

В случае если уровень потерь в линиях электропередач 6-20 кВ, питающих реконструируемую подстанцию, а также в отходящих линиях распределительной сети 0,4 (0,2) кВ превышает 20% от отпуска электрической энергии в линию, необходимо обеспечить направление средств на установку (модернизацию) учета электроэнергии на линиях электропередачи 6-20 кВ, питающих реконструируемую подстанцию, и на границах балансовой принадлежности, расположенных на отходящих от реконструируемой подстанции линиях 0,4 (0,2) кВ, уровень потерь электроэнергии в которых превышает 20% от отпуска электрической энергии в линию, а также обеспечить замену провода отходящих линий электропередачи 0,4 (0,2) кВ, уровень потерь в которых превышает 20%, на СИП.

В составе обосновывающих материалов к титулам инвестиционных проектов по реконструкции трансформаторных подстанций 6-20 кВ необходимо представлять расчет уровня потерь электрической энергии в питающих и отходящих линиях электропередач.

5.4. Требования к закупкам оборудования

В конкурсную документацию на закупку нового оборудования, а также при проектировании, строительстве, реконструкции, техническом перевооружении, в процессе эксплуатации ВЛ и ПС следует внедрять энергоэффективное и инновационное оборудование и современные технические решения и технологии, направленные на оптимизацию потерь, расхода топливно-энергетических ресурсов и повышение энергетической результативности.

Требования в части энергоэффективности объектов электроэнергетики, которые необходимо включать конкурсную документацию на закупку нового оборудования, в техническое задание (ТЗ) на проектирование строительства новых объектов электроэнергетики (в т.ч. проектирование «под ключ»), в ТЗ на проектирование реконструкции действующих объектов электроэнергетики (в т.ч. проектирование «под ключ»), в конкурсную документацию на проведение работ по проектам нового строительства, реконструкции, технологического перевооружения и модернизации:

- требования к предельным значениям потерь холостого хода закупаемых силовых трансформаторов;
- требования к предельным значениям токов короткого замыкания закупаемых силовых трансформаторов;
- требования к предельным значениям классов точности систем учета электроэнергии;
- проведение экспертизы проектной документации по новому строительству, техническому перевооружению и реконструкции сетевых объектов на предмет

влияния предлагаемого оборудования и технических решений на величину потерь электроэнергии;

- требования к внедрению энергоэффективного и инновационного оборудования и современных технических решений и технологий, направленных на оптимизацию расхода топливно-энергетических ресурсов и повышение энергетической результативности, апробированных на пилотных проектах;

- требования к использованию необслуживаемых активов - оборудования и материалов, требующих минимальных финансовых и трудовых затрат на обслуживание в течение их жизненного цикла;

- требования к внедрению оборудования с высокими показателями эффективности, в том числе проводов и кабелей с повышенной пропускной способностью, трансформаторов с пониженными потерями в стали и обмотках, линий электропередачи с применением высокотемпературной сверхпроводимости;

- требования к применению оптико-электронных измерительных трансформаторов тока и напряжения;

- требования к созданию полностью автоматизированных подстанций без обслуживающего персонала, цифровых подстанций;

- требования к разработке новых конструктивных решений, оборудования, систем и методов мониторинга линий электропередачи и трансформаторных подстанций;

- требования к выравниванию нагрузок фаз в электрических сетях до 1 кВ;

- требования к установке трансформаторов с симметрирующими устройствами для 0,4-20 кВ;

- требования к переводу на более высокое номинальное напряжение объектов электрической сети;

- требования к повышению эффективности работы оборудования собственных нужд на подстанциях, в том числе частотных регуляторов на двигателях обдува трансформаторов, утилизация тепла трансформаторов для отопления зданий;

- требования к использованию проводов ВЛ с повышенной пропускной способностью;

- требования к поиску и организация трансфера наиболее положительного опыта и технологий;

- требования к применению УКРМ в комплекте с ТП 6(10)/0,4 кВ для компенсации потерь реактивной мощности в самом трансформаторе;

- требования к внедрению малой генерации и возобновляемой генерации (исходя из экономической эффективности) для замещения используемых ТЭР

(солнечных батарей, тепловых насосов, грунтовых теплообменников, тепло утилизирующих систем, изолированных тепло-холод накопителей и т.д.), в том числе:

- электроснабжение изолированных районов или районов с высокой стоимостью подключения к единой электрической сети;
- частичное замещение потребления электроэнергии на собственные нужды подстанций и хозяйственные нужды.

Также необходимыми требованиями в части энергоэффективности для объектов являются:

а) Общие принципы построения сети:

- при наличии технико-экономического обоснования в районах ИЖС с плотной застройкой применение столбовых трансформаторных ПС 6-10/0.4 кВ;
- размещение трансформаторных подстанций 6-10/0,4 кВ вне зоны рассеивания центра нагрузок должно быть обосновано.

б) Подстанции 35-110 кВ:

- Основное оборудование:

силовые трансформаторы 35-110 кВ должны быть произведены с применением современных технологий и материалов для снижения уровня удельных технических потерь. При выборе мощности трансформаторов производить технико-экономическое обоснование выбранного варианта. Трансформаторы применять с минимальными уровнями потерь.

- ОПУ, ЗРУ:

применение трансформаторов собственных нужд с уменьшенными потерями электроэнергии;

для обогрева ОПУ и ЗРУ (при необходимости обогрева) применять инфракрасные обогреватели с терморегуляторами.

- Освещение (внутреннее и наружное):

выбор источников освещения производить на основании технико-экономического сравнения экономической и энергетической эффективности, учитывая требования СП 52.13330.2011 (п.7.3) и максимального срока окупаемости дополнительных капиталовложений (по сравнению с наименьшей стоимостью) не более 5 лет;

для внутреннего освещения зданий, строений, сооружений применять люминесцентные, индукционные и светодиодные источники освещения. В местах с числом часов горения более 4000 часов в год рекомендуется применять светодиодные источники освещения со световой отдачей не менее 90 лм/Вт;

для внутреннего освещения зданий, строений, сооружений с высотой подвеса более 4 метров либо в условиях ограниченного доступа к источнику освещения рекомендуется (на основании технико-экономического обоснования) применение индукционных либо светодиодных (со световой отдачей не менее 90 лм/Вт)

источников освещения с целью минимизации эксплуатационных издержек на замену ламп;

для внутреннего освещения рекомендуется применять автоматику управления освещением (датчики движения, датчики присутствия и т.п.);

для наружного освещения применять натриевые лампы высокого давления, а также светодиодные источники освещения (со световой отдачей не менее 90 лм/Вт) при наличии технико-экономического обоснования;

для наружного освещения не применять лампы, использующие для излучения света в видимом диапазоне люминофорное покрытие (люминесцентные, в т.ч. КЛЛ, и индукционные);

с целью снижения нагрузки на аварийные источники питания для аварийного освещения применять светодиодные источники света;

в случае применения газоразрядных ламп (люминесцентных, натриевых, индукционных и т.п.) использовать электронную пускорегулирующую аппаратуру (ЭПРА), обеспечивающей номинальное значение коэффициента мощности ($\cos\phi$) осветительной установки не менее 0,95.

в) Трансформаторные подстанции и распределительные пункты 6-10/0,4 кВ.

Выбор мощности трансформаторов производить на основании технико-экономического сравнения вариантов, учитывающих допустимую перегрузку трансформаторов, уровень потерь в стали и обмотках трансформаторов, обоснованный рост нагрузок в ближайшую (1-3 года) перспективу. Конструкция трансформаторных подстанций и распределительных пунктов должна допускать замену трансформаторов на большую мощность при предполагаемом росте нагрузок в более далекой перспективе (5 лет и более).

– КТП и СТП:

применение силовых трансформаторов с уменьшенными потерями электроэнергии;

при наличии технико-экономического обоснования применять симметрирующие силовые трансформаторы для снижения потерь электроэнергии при несимметричной нагрузке (для электроснабжения преимущественно однофазной нагрузки).

– ТП/РП закрытого типа:

силовые трансформаторы 6-10 кВ должны быть произведены с применением современных технологий и материалов для снижения уровня удельных технических потерь. При выборе мощности трансформаторов производить технико-экономическое обоснование выбранного варианта. Трансформаторы применять с уменьшенными потерями электроэнергии;

при наличии технико-экономического обоснования применять симметрирующие силовые трансформаторы для снижения потерь электроэнергии при

несимметричной нагрузке (для электроснабжения преимущественно однофазной нагрузки);

применять оборудование собственных нужд с низким энергопотреблением.

г) ЛЭП:

– ВЛ 0,4 кВ должны быть в полнофазном исполнении и только с применением самонесущих изолированных проводов одного сечения по всей длине фидера. Применение однофазных участков должно быть обосновано.

д) Сети наружного освещения:

– сети наружного освещения должны быть в полнофазном исполнении, применение однофазных участков должно быть обосновано;

– предусматривать автоматизированное централизованное управление уличным освещением с пофидерным учетом.

е) Здания и сооружения:

– технические решения ограждающих конструкций должны исключать нерациональный расход энергетических ресурсов и иметь технико-экономическое обоснование. Приведенное сопротивление теплопередаче предлагаемых материалов должно соответствовать показателям приложения СНиП 23-02-2003 и подтверждаться протоколами теплотехнических испытаний, сертификатами соответствия и отвечать всем современным нормативным документам;

– архитектурные объемно-планировочные проектные решения должны быть направлены на повышение эффективности использования энергии. Принятые виды пространства под первым и над последним этажами должны соответствовать температурам внутреннего воздуха, принятой в расчетах. Наличие мансардных этажей, тамбуров входных дверей и отопления вестибюлей должно иметь технико-экономическое обоснование;

– технико-экономическое обоснование выбора и размещения источников энергоснабжения и водоснабжения для объекта, предложения по использованию альтернативных и возобновляемых источников энергии с технико-экономическим обоснованием;

– системы электроснабжения, водоснабжения, газоснабжения, отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха, должны обеспечивать эффективное использование энергии и ресурсов. Технико-экономическое обоснование выбора технических характеристик инженерной системы. Обязательно использование централизованных и индивидуальных систем автоматического регулирования параметров инженерных систем, обеспечивающие повышение эффективности использования и потребления энергетических ресурсов и воды;

Все инженерные системы зданий, строений, сооружений должны быть оборудованы приборами учета. Все приборы учета должны быть занесены в Государственный реестр средств измерений.

При проектировании должны быть проведены расчеты удельных нормативов расходов энергоресурсов и воды, сопоставлены проектные решения и технико-экономические показатели в части энергопотребления с требованиями норм, сведения о предусмотренных проектом специальных приемах повышения энергоэффективности здания.

При необходимости в разрабатываемую документацию могут включаться иные требования, реализация которых позволит повысить эффективность передачи

электроэнергии по сетям, оптимизировать потери электроэнергии и снизить расход ТЭР на хозяйственные нужды на объектах.

5.5. Оценка эффективности применения энергоэффективных технологий по критерию минимальной стоимости жизненного цикла.

Управление жизненным циклом - новые подходы к анализу эффективности, отбору, разработке и внедрению инвестиционных, инновационных решений и оборудования, основанные на учете совокупной стоимости владения объектом на всех этапах: проектирование, разработка (производство), эксплуатация, утилизация (ликвидация).

Учитывая возрастающие требования стейкхолдеров (государства, потребителей, регулятора, акционеров, системного оператора, сотрудников, ТСО, сбытовых компаний) в отношении:

- надежности и доступности сетевой инфраструктуры;
- повышения качества и снижения стоимости услуг;
- повышения доходности компании и конкурентоспособной оплаты труда;
- повышения «прозрачности» операционной деятельности.

необходимо находить разумный баланс между уровнем надежности энергосистемы и уровнем расходов на ее обеспечение и развитие с учетом стоимости жизненного цикла производственного актива.

Для обеспечения баланса между затратами на обслуживание и техническим состоянием оборудования необходимо сосредоточиться на выявлении и замене

наиболее аварийного оборудования и оборудования, выход из строя которого будет иметь наиболее тяжелые последствия, в части:

- оптимизации капитальных затрат;
- ускорения ввода в эксплуатацию;
- оптимизации операционных затрат;
- повышения эффективности актива;
- увеличения срока службы актива;
- применения оборудования и материалов по критерию минимальной стоимости жизненного цикла.

В традиционных методах экономической оценки инвестиционных проектов не учитываются эффекты снижения затрат на протяжении всего жизненного цикла объекта, что заранее относит инновации в категорию неэффективных проектов.

Жизненный цикл актива включает в себя:

- планирование;
- проектирование;
- строительство/изготовление;
- эксплуатация;
- ТОиР;
- утилизация.

Меньшая стоимость жизненного цикла энергоэффективного оборудования по сравнению с традиционными аналогами достигается за счет:

- меньшей величины технологического расхода электроэнергии на собственное энергопотребление;
- меньшей стоимости капитальных затрат и обслуживания, а также большего срока эксплуатации.

5.6. Работа подразделений безопасности сетевых компаний по снижению потерь электроэнергии

Работа персонала подразделений сетевых компаний по пресечению неучтенного потребления должна проходить при тесном взаимодействии заместителей директоров ДЗО и филиалов ДЗО по реализации услуг и безопасности.

ПТЭ совместно с подразделениями безопасности для пресечения неучтенного потребления необходимо активно проводить рейдовые мероприятия, особенно в выходные дни, в ночное время.

Рейдовое мероприятие организуется с целью выявления неучтенного потребления электрической энергии, отличающееся от текущей работы по выявлению неучтенного потребления электрической энергии значительно большим количеством одновременно задействованного персонала, привлечением правоохранительных органов и представителей органов местной власти, СМИ, целенаправленностью и сосредоточенностью по территориальному признаку.

Рейдовые мероприятия необходимо планировать по очагам потерь, добиваясь полного охвата проверками учета электроэнергии всех имеющих потребителей электроэнергии. Кроме того, рейдовые мероприятия необходимо проводить по объектам электроснабжения, имеющим присоединениям тех потребителей, которые

допустили в предыдущие отчетные периоды неучтенное потребление, а также режим потребления которых был ограничен по заявкам сбытовой компании и т.п.

Работа подразделений безопасности ДЗО по пресечению неучтенного потребления должна производиться по следующим направлениям:

- Заключение соглашений с территориальными управлениями МВД России о сотрудничестве и взаимодействии по осуществлению совместных рейдов, направленных на выявление нарушений правил пользования электрической энергией.

- Инициирование возбуждения административных и уголовных дел за осуществление систематического неучтенного потребления, передача дел в административные комиссии на потребителей, допускающих неучтенное потребление электроэнергии, публикация результатов в СМИ (вступивших в законную силу решений суда).

- Обеспечение участия в рейдах участковых, специалистов подразделения безопасности ДЗО, в том числе путем подписания графика проведения рейдов по выявлению безучетного и бездоговорного потребления электроэнергии с привлечением правоохранительных органов.

- Принятие мер по предупреждению коррупции, предотвращению и урегулированию конфликта интересов в филиалах ДЗО.

- Активное применение мер административной ответственности за нарушение потребителем электрической энергии введенного в отношении него полного или частичного ограничения режима потребления электроэнергии, необеспечение потребителем электрической энергии в предусмотренных указанным порядком случаях доступа представителей сетевой организации, ответственность иных лиц за неисполнение обязанности по введению ограничения режима потребления электроэнергии.

- Привлечение подразделений безопасности к работе по получению установочных данных в отношении потребителей, осуществляющих неучтенное потребление электроэнергии, в отношении которых отсутствуют точные сведения (адрес, субъект права собственности, наименование, ФИО и т.д.); в этих целях необходимо рассмотреть возможность установления информационного обмена с территориальными органами Росреестра, правоохранительными и налоговыми органами, администрациями районов и другими учреждениями, осуществляющими правомочия обладателя государственных информационных ресурсов, содержащихся в подсистеме государственной информационной системы обеспечения градостроительной деятельности и владеющими информацией о принадлежности объектов недвижимости физическим и юридическим лицам.

- Организация обязательного направления в правоохранительные органы заявительских материалов об административных или уголовных правонарушениях по каждому факту составления акта о неучтенном потреблении электроэнергии. При этом на принятие решений о направлении заявительских материалов в правоохранительные органы не должен влиять факт погашения/непогашения начисленной задолженности за неучтенное потребление (принцип неотвратимости наказания).

- Выпуск приказа «О комплексе обязательных мероприятий, проводимых в случаях выявления бездоговорного и /или безучетного потребления электрической энергии», предполагающий мониторинг всех электросетевых объектов компании на предмет случаев несанкционированного присоединения к электрическим сетям, а также обязательное проведение служебных расследований по каждому такому

случаю, в том числе с целью оценки действий ответственных работников, допустивших неучтенное электропотребление.

В рамках организации работы по противодействию хищениям электроэнергии в филиалах ДЗО ПАО «Россети» должны быть созданы мобильные группы инспекционного контроля, состоящие из представителей подразделений безопасности и подразделений реализации услуг. Создание мобильных групп регламентируется соответствующим ОРД ПАО «Россети».

Основной задачей мобильных групп является выявление сговора персонала с потребителями, направленного на хищение (сокрытие хищения) электроэнергии либо снижение затрат для осуществления технологического присоединения к сетям, а также последующее применение к виновным работникам предусмотренных законом мер ответственности (дисциплинарной, административной, уголовной).

Подразделения безопасности на регулярной основе должны обеспечивать анализ причин и обстоятельств, обуславливающих наличие фактов бездоговорного потребления, а также эффективность мер по их сокращению, в интересах выявления лиц из числа работников ДЗО, возможно причастных к незаконному подключению потребителей.

6. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ АНАЛИЗА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПО УПРАВЛЕНИЮ ПОТЕРЯМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И ПРИНЯТИЕ СООТВЕТСТВУЮЩИХ УПРАВЛЕНЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

6.1. Формирование балансов по уровням напряжения, анализ полезного отпуска по всем группам потребителей

Для корректного формирования балансов необходимо оснащение приборами учета всех отходящих линий 6-10 кВ и вводов 0,4 кВ трансформаторных подстанций 6-20 кВ, принадлежащих ДЗО на праве собственности или ином законном основании, в соответствии с Программой перспективного развития систем учета электроэнергии ДЗО.

Работы по оснащению приборами учета электрической энергии определены в документе «Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удаленным сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии на объектах дочерних и зависимых обществ ПАО «Россети», утвержденном решением Правления ПАО «Россети» (протокол от 05.05.2014 № 232пр).

В случае если оснащение приборами учета отсутствует, для формирования баланса используются расчетные способы или замещающая информация. Кроме того, необходимо инициировать мероприятия по оснащению приборами учета таких линий с определением источников финансирования в рамках ИПР ДЗО ПАО «Россети» или обеспечить оперативную установку из резервного фонда.

Балансы питающих центров и распределительных линий рассчитываются в соответствии с действующими нормативными правовыми документами и ОРД ПАО «Россети».

6.2. Анализ фактических балансов электрической энергии по ВЛ и ТП 6-10/0,4 кВ.

До 12 числа каждого месяца производится получение данных балансов по итогам последнего закрытого отчетного периода (месяц) по ВЛ и ТП 6-10/0,4 кВ,

данные могут быть выгружены из ПК, используемого при формировании баланса электроэнергии или получены иными способами.

При анализе балансов также необходимо учесть резервные (закольцованные) ВЛ - баланс считается суммарно по ВЛ.

Порядок и критерии отбора ВЛ и ТП для определения перечня мероприятий по снижению потерь электроэнергии в краткосрочной и среднесрочной перспективе следующий.

На первом этапе выбираются фидера с фактическим небалансом (без учета корректировок и актов безучетного потребления в полезном отпуске) более 10 % и отрицательным фактическим небалансом. При этом анализ причин отрицательных небалансов электроэнергии происходит на уровне УРиРУ ПО Филиала. Анализ причин небалансов, превышающих уровень 20%, происходит на уровне РЭС филиала.

В случае если по фидеру потери составляют выше 20 %, анализ и реализация мероприятий по снижению потерь проводятся незамедлительно, свыше 10% - в среднесрочной перспективе.

При наличии фидеров с уровнем потерь более 70%, проверяется актуальность схемы подключения по нижестоящим ТП (возможно переключение данных ТП с одного фидера на другой). Далее проводится сортировка фидеров от больших потерь к меньшим в абсолютном выражении (в кВтч).

После определения фидеров с наибольшим уровнем потерь как в относительном, так и в абсолютном выражении, персонал РЭС проводит выверку ТП, подключенных от фидера, на предмет достоверности отражения информации в базе данных.

Далее по каждому отобранному фидеру выбираются ТП с максимальным небалансом. По таким ТП анализируется полезный отпуск потребителей.

Для анализа фактических балансов отбираются также:

ТП с наибольшими потерями (по результатам данных, выгруженных из Программного Комплекса, по убыванию, сначала в %, затем в кВтч);

ТП с наибольшими потерями, включенные в АИИСКУЭ.

По ТП с наибольшими потерями проводится проверка корректности занесения показаний по техническому учету с данными ПК.

Для достоверного формирования балансов по ТП необходимо обеспечить 100% снятие показаний, инструментальную проверку и опломбировку технического учета, установленного на ТП, в том числе за счет оснащения приборов технического учета устройствами сбора и передачи данных.

По выбранным ТП проводится анализ сетевой привязки потребителей к питающим ТП 10(6)/0,4кВ на соответствие поопорным схемам.

На втором этапе проводится анализ полезного отпуска потребителей в разрезе групп потребителей по выбранным выше ТП.

Аспекты проводимого анализа:

- по группам «население» и «прочие потребители»;
- по юридическим и физическим лицам;
- по однотипным группам потребителей, выделенным по максимальной мощности (до 15, до 150 кВт);
- в сравнении с предыдущим годом (или двумя годами) в разрезе каждого месяца.

Анализ может проводиться по другим признакам, актуальным для данной территории (отраслевая принадлежность, тип постройки, профиль потребления и

иным). Для такого анализа формируется база данных, позволяющая оценить уровень потребления конкретного потребителя.

6.2.1. Формирование плана технических проверок и контрольных снятий показаний приборов учета (обходов) для группы «прочие потребители»:

В план контрольных снятий показаний приборов учета (обходов) на текущий месяц включаются следующие потребители, расположенные на фидерах с наибольшими потерями по результатам ежемесячного анализа:

- без обходов более 12 месяцев;
- потребители без приборов учета (для проверки соответствия потребления с указанной в базе данных параметрами).

В план технических проверок на следующий месяц включаются потребители:

- снижение потребления которых составляет более 30% и не является сезонным (от потребления предыдущего периода, типичного для текущего сезона или в результате сравнения потребления с аналогичным по базе данных) с учетом

корректировки на величину динамики отпуска в сеть текущего периода территориального структурного подразделения;

- с нулевым потреблением;
- без проверки более 12 месяцев;
- с установленным прибором учета с удаленным сбором данных при превышении допустимых небалансов на участке сети и неисправности каналов связи (отсутствие опроса в течение месяца);
- потребители, имеющие системы учета с истекшим сроком МПИ (для планирования проверки на текущий месяц или выдачи предписания на замену/поверку системы учета);
- потребители, имеющие неопломбированные системы учета (для планирования проверки на текущий месяц);
- потребители, у которых выявлялись факты безучетного потребления более 6 месяцев назад (для внеплановой проверки на предмет наличия повторных нарушений);
- ограниченные по заявке ЭСК потребители (для контроля над отключенным состоянием потребителя).

Если количество потребителей, запитанных от выбранной ТП, менее 10, то следует планировать съём показаний, как по техническому, так и по коммерческому учету в полном объеме.

6.2.2. Формирование плана технических проверок и контрольных снятий показаний приборов учета (обходов) для группы «население».

В план технических проверок на следующий месяц включаются следующие потребители:

- со значительным (более 20%) снижением потребления (от потребления предыдущего периода, типичного для текущего сезона или в результате сравнения потребления с аналогичным по базе данных);
- с нулевым потреблением, в случае если не предоставлены документы, подтверждающие отсутствие потребления (справка из администрации населенного пункта о том, что в домовладении никто не проживает или аналогичные);
- потребители, у которых выявлялись факты безучетного потребления;
- без технической проверки более 12 месяцев для планирования проверки на следующий месяц;
- с установленным прибором учета АИИС КУЭ, при этом источник снятия показаний в отчетном месяце в карточке потребителя указан отличный от «Данные

АИИС КУЭ» для сверки показаний с данными из ПК «АИИС КУЭ» и их корректировки при необходимости;

- потребители, имеющие приборы учета с истекшим сроком МПИ;
- потребители, имеющие неопломбированные ПУ;
- ограниченные по заявке ЭСК потребители (для контроля за отключенным состоянием потребителя).

В план контрольных снятий показаний приборов учета (обходов) на текущий месяц включаются следующие потребители:

- без обходов более 12 месяцев;
- потребители без приборов учета (для установки ПУ).

В случае отсутствия представителя ГП/ЭСО, приглашенного для участия в проверке в согласованные сторонами сроки, сотрудники ДЗО проводят проверку схем измерения и работы средств учета электроэнергии без представителя ГП/ЭСО.

В случае выявления несоответствия средств измерения электроэнергии, их установки и схемы подключения требованиям действующего законодательства РФ, сотрудники ДЗО выдают рекомендации потребителю по устранению несоответствий с указанием сроков их устранения, отражая все сведения в акте.

Приемка системы учета электроэнергии после устранения несоответствий осуществляется сотрудниками ДЗО по письменному заявлению потребителя и оформляется актом проверки состояния схемы измерений электроэнергии и работы/замены/допуска в эксплуатацию прибора учета.

На основании акта проверки состояния схемы измерений электроэнергии и работы прибора учета сотрудники ДЗО заносят в АИС транспорта электроэнергии следующую информацию: дату проведения работ, данные о работниках, производивших проверку узла учета, причину проверки, дату следующей поверки прибора учета и измерительных трансформаторов (при их наличии), перечень установленных пломб (номер, тип) с указанием мест установки, показания прибора учета, снятых во время проведения работ, а также информацию об актах о неучтенном потреблении (в случае составления таковых).

6.3. Анализ заявок, поступивших от потребителей

При формировании плана работ на месяц также учитываются заявки потребителей на опломбировку/замену/демонтаж приборов учета.

С целью недопущения составления актов неучтенного потребления по потребителям, от которых поступили заявки, ответственным персоналом РЭС ежедневно осуществляется занесение в «Журнал заявок на приемку (опломбировку)

измерительных комплексов электроэнергетики» информации о поступивших заявках от потребителей электрической энергии.

6.4. Анализ полезного отпуска по всем группам потребителей РЭС

Ежемесячно по итогам последнего закрытого отчетного периода (месяц) производится анализ полезного отпуска за данный период в разрезе групп потребителей в целом по РЭС.

Формируется выборка по следующим потребителям:

- с нулевым потреблением за отчетный месяц;
- с отрицательным потреблением.

В ходе анализа устанавливаются причины отрицательных, нулевых значений полезного отпуска, а также значительных резких изменений значений полезного отпуска:

- проверяются способы формирования полезного отпуска;
- выполняется проверка достоверности полезного отпуска, рассчитанного по снятым РЭС показаниям в отчетном месяце, на предмет наличия ошибок при занесении показаний в базу данных (если выявлено несоответствие показаний, занесенных в обходном листе и показаний, занесенных в базу данных, в программный комплекс вносятся соответствующие корректировки в части показаний, производится перерасчет полезного отпуска по точке учета). Если прибор учета включен в АИИСКУЭ, то проверяются показания, занесенные в базу данных и показания на последнюю дату отчетного месяца из ПК АИИСКУЭ. При выявлении несоответствий вносятся соответствующие корректировки.

6.5. Определение перечня мероприятий по снижению потерь электроэнергии

План мероприятий по снижению потерь электроэнергии на каждом уровне управления формируется на основании перечня мероприятий по снижению потерь электроэнергии (п. 5.1 настоящего Стандарта).

6.6. Формирование адресного плана мероприятий по снижению потерь электроэнергии в разрезе дней и месяца

План работ на месяц формируется в разрезе фидеров, ТП, населенных пунктов и потребителей с указанием дат реализации мероприятий.

План формируется с учетом имеющегося в наличии персонала (в случае необходимости производится выделение линейного персонала, персонала других РЭС).

Сформированный план-график инструментальных проверок на следующий месяц необходимо направить на согласование в энергосбытовую организацию до 25-го числа текущего месяца (если иное не предусмотрено в договоре с ЭСО/ТП).

Необходимо обеспечить уведомление потребителей юридических лиц и ТСО о предстоящей проверке за 5 рабочих дней до планируемой даты проверки.

– При планировании мероприятий по декадам месяца определяется следующий порядок работ:

- в первой декаде месяца выполнение плановых технических проверок, в соответствии с согласованным с ЭСК планом, а также мероприятий, направленных на

устранение разногласий предыдущего периода (технические проверки и снятие показаний);

- во второй декаде месяца совмещение плановых работ с внеплановыми мероприятиями по снижению потерь (рейды);

- в третьей декаде месяца производится снятие показаний приборов учета.

В удаленных населенных пунктах планируется проведение масштабных рейдов с участием всего имеющегося персонала и техники для его доставки. При этом отдельные мероприятия (обходы, технические проверки, проверка отключенного состояния потребителей, выявление незаконных подключений) доводятся для исполнения персоналу мастерских участков РЭС.

6.7. Порядок формирования и доведения до персонала ежедневных индивидуальных планов

Ответственный руководитель РЭС по развитию и реализации услуг (далее - ответственный руководитель) на основании сводного плана на месяц в разрезе дней формирует ежедневные планы по каждому сотруднику и доводит их под роспись.

План в разрезе потребителей должен содержать следующую информацию: объекты с привязкой к элементам сети, адреса объектов, номер ПУ, наличие и номера пломб, дата последней проверки, информация о полезном отпуске за последние 3 месяца.

Для обеспечения работы ответственный руководитель производит выдачу необходимых материалов (пломбировочный материал, бланочная продукция), СИЗ и приборов, необходимых для выполнения работ.

Учитывая необходимость дополнительного согласования с потребителем дат и времени проведения проверки, что влечет за собой изменения в ранее запланированных графиках, ответственному руководителю необходимо контролировать выдачу таких уведомлений и получение ответов на них с фиксацией согласованных потребителем дат.

Для минимизации затрат рабочего времени, в случае недопуска персонала к ЭУ потребителя, каждой бригаде дополнительно выдается перечень точек учета, подлежащих проверке по причине отсутствия проверки более 6 месяцев (года), отсутствию пломб, истечению МПИ систем учета, схем для выверки сетевой привязки. Проверки по таким потребителям ввиду отсутствия своевременного уведомления (из-за невозможности планирования недопусков в план-графике) возможно будет провести только при наличии доступа к ЭУ и в присутствии потребителя (добровольно допускающего к своим ЭУ).

6.8. Проведение ежедневного контроля исполнения индивидуальных планов мероприятий по снижению потерь (приемка и анализ отчетов персонала)

По итогам рабочего дня линейный персонал ПТЭ РЭС (или группы по учету электроэнергии и реализации услуг) сдает начальнику ПТЭ РЭС отчет о проведенных по итогам дня работах (обходные листы, акты инструментальных проверок, акты о

неучтенном потреблении). Начальник ПТЭ РЭС ведет журнал учета работ, куда заносит информацию о фактически проведенных работах.

Начальник ПТЭ РЭС по результатам анализа сданных документов принимает решение о выдаче нового задания на следующий день, либо о повторном направлении бригады по недоработанным точкам учета.

Все акты безучетного потребления проходят проверку начальником ПТЭ РЭС и согласование с ПТЭ филиала (или в комиссиях РЭС, ПО) на предмет корректности их составления перед передачей ГП. При объеме неучтенного потребления более 50 тыс. кВтч необходимо также согласование с профильным юридическим подразделением.

Проверенная первичная информация в течение следующего дня заносится оператором в базу данных.

6.9. Оценка эффективности деятельности участка транспорта электроэнергии по снижению потерь электроэнергии

Для оценки эффективности реализации мероприятий по снижению потерь электроэнергии ежемесячно формируется фактический баланс по выбранному по результатам анализа фидеру (в разрезе ТП). Проводится сравнительный анализ фактических потерь за текущий месяц по сравнению с месяцем, по результатам которого данный фидер был выбран.

В случае наличия отрицательной динамики по снижению потерь электроэнергии план мероприятий корректируется.

6.10. Управленческие действия ДЗО при оценке работы РЭС

В целях обеспечения выполнения показателей по снижению потерь электроэнергии в ДЗО на уровне МРСК формируется Контрольная комиссия по управлению потерями, в сферу ответственности которой входит анализ работы филиалов и РЭС в части потерь электроэнергии, в том числе анализ планов соответствующих мероприятий и результатов их выполнения.

В случае если анализ работы РЭС филиала показывает, что в течение трех отчетных периодов динамика показателя уровня потерь не является положительной, а уровень потерь в РЭС максимальный в филиале, Контрольная комиссия принимает решение о введении прямого управления работой по достижению планового уровня показателей в РЭС силами сотрудников соответствующего филиала. Кроме того, в один РЭС филиала, имеющий худшие показатели, может вводиться прямое управление сотрудниками исполнительного аппарата МРСК.

При введении прямого управления необходимо обеспечить издание соответствующего ОРД, определяющего список, статус, функции работников различных подразделений, принимающих участие в указанной работе. Прямое управление предполагает командирование работников филиала, исполнительного аппарата МРСК в РЭС или осуществление дистанционного управления и контроля. Прямое управление включает, в частности, формирование балансов, проведение аналитических расчетов, определение маршрутов рейдов, проверку реализации договоров технологического присоединения, подготовку рекомендаций по установке приборов учета, обеспечение безопасности персонала при снятии показаний приборов учета.

Работникам, выполняющим дополнительные трудовые функции, обеспечивается соответствующая мотивация в порядке, предусмотренном

нормативными актами по оплате труда (с учетом необходимости обеспечения уровня операционных расходов, предусмотренных бизнес - планом).

Срок прямого управления должен составлять не менее трех месяцев, по окончании периода прямого управления Контрольная комиссия проводит анализ результатов работы, готовит рекомендации для принятия организационных и кадровых решений.

К решениям, в частности, относятся: изменение организационной структуры (укрупнение, разукрупнение РЭС в зависимости от загрузки, технической оснащенности, уровня показателей, кадрового потенциала), оптимизация комплектования РЭС техникой, изменение штатного расписания, направление персонала на внеплановое повышение квалификации, перераспределение производственных функций, проведение сотрудниками филиала регулярных комплексных проверок работы РЭС по снижению потерь, корректировка инвестиционной (ремонтной) программы, обеспечение информационного обмена с соответствующей сбытовой компанией, включение функций по работе с потерями в организационно-распорядительные документы.

Перечень мероприятий формируется на основе соответствующего раздела настоящего Стандарта.

6.11. Информирование о результатах деятельности по повышению эффективности работы с потерями электроэнергии.

Профильный департамент ПАО «Россети» ежемесячно проводит обобщение итогов деятельности ДЗО по работе с потерями электроэнергии, формирует соответствующий документ, который рассылается в ДЗО за подписью Заместителя Генерального директора по развитию и реализации услуг и доводится до каждого РЭС ДЗО.

7. РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

7.1. Общие положения.

Расчет технологических потерь электрической энергии производится ежемесячно персоналом ДЗО в сертифицированном ПК, с использованием актуальной расчетной модели одним из методов, регламентированных действующими на момент расчета отраслевыми нормативными документами (Инструкцией).

Актуализация расчетной модели должна выполняться ежемесячно персоналом ДЗО в соответствии с исходными данными предоставляемыми различными подразделениями ДЗО подразделению ответственному за расчет потерь.

Исходные данные для расчета потерь в ПК должны включать в себя информацию о топологии сети, ее изменению, отклонения от нормальных режимов, технические параметры сети и макет отпуска электроэнергии в сеть.

Используемый ПК расчета технологических потерь должен иметь функцию автоматического контроля использованных исходных данных. Помимо этого, он должен препятствовать использованию в расчете явно недостоверных данных. Используемая программа должна позволять выдавать в выходные формы суммарные параметры сети, информацию об элементах сети, нагрузки, которые вышли за

физически допустимые пределы, и не позволять провести расчет до тех пор, пока исходные данные таких элементов не будут откорректированы.

Конечным результатом исполнения функции по расчету технологических потерь электроэнергии является формирование отчетов (структуры) о величине технологических потерь в РСК и РЭС.

Структура потерь электроэнергии должна включать следующие составляющие:

- технические потери электроэнергии, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям. Технические потери не могут быть измерены. Их значения получают расчетным путем на основе известных законов электротехники.

- расход электроэнергии на собственные нужды подстанций, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала.

- потери электроэнергии, обусловленные инструментальными погрешностями ее измерения. Эти потери получают расчетным путем на основе данных о метрологических характеристиках и режимах работы используемых приборов.

- потери, не связанные с технологическим процессом передачи электроэнергии, не имеют самостоятельного математического описания и, как следствие, не могут быть рассчитаны автономно. Их значение определяют, как разницу между

фактическими (отчетными) потерями и суммой первых трех составляющих, представляющих собой технологические потери.

Основной задачей настоящего Стандарта является своевременное и достоверное проведение расчета технологических потерь электроэнергии с целью дальнейшего анализа и выявления потенциала оптимизации потерь.

Расчеты потерь электроэнергии должны выполняться по:

- ретроспективным данным (ретроспективные расчеты);
- данным, получаемым оперативно с помощью ТИ (оперативные расчеты);
- данным, прогнозируемым на перспективу - год и более (перспективные расчеты).

Ретроспективные расчеты должны выполняться для:

- определения структуры потерь электроэнергии по группам элементов электрической сети;
- определения коммерческих «потерь» электроэнергии;
- выявления элементов с повышенными потерями электроэнергии и разработки мероприятий по их снижению;
- определения фактической эффективности внедренных мероприятий по снижению потерь электроэнергии;
- составления балансов электроэнергии по энергосистеме в целом, в пределах РСК, ПО и ПС, и разработки мероприятий по снижению небалансов до допустимых значений;
- определения технико-экономических показателей энергосистемы.

Оперативные расчеты должны выполняться для:

- контроля за текущими значениями потерь электроэнергии и их изменением во времени;
- оперативной корректировки режимов и схем электрических сетей в целях минимизации потерь;
- составления балансов мощности по отношению ДЗО, РСК и ее структурным подразделениям в целях контроля за соблюдением лимитов мощности;
- определения ожидаемых потерь электроэнергии на конец месяца, квартала, года;
- формирования базы данных, используемых при прогнозировании потерь электроэнергии.

Перспективные расчеты должны выполняться для:

- определения ожидаемых потерь электроэнергии на следующий и дальнейшие годы;
- расчета ожидаемой эффективности планируемых мероприятий по снижению потерь;
- сравнения вариантов реконструкции электрических сетей по уровню потерь электроэнергии.

В связи с особенностями схем и режимов электрических сетей различных классов напряжения и возможностями применения методов расчета потерь рекомендуется подразделять сети на пять групп:

- транзитные электрические сети напряжением 220 кВ и выше (межсистемные связи), через которые осуществляется обмен мощностью между энергосистемами;
- замкнутые электрические сети 110 кВ и выше с наличием реверсивных перетоков, не участвующие в обмене мощностью между энергосистемами;
- разомкнутые электрические сети напряжением 35-150 кВ;

- электрические сети напряжением 6-20 кВ;
- электрические сети напряжением 0,4 кВ.

7.2. Методы расчета

Для расчета нагрузочных потерь регламентировано пять методов (представлены в порядке понижения точности получаемого результата), решение об использовании которых происходит в зависимости от полноты информации о сети:

- а) метод оперативных расчетов;
- б) метод характерных суток;
- в) метод средних нагрузок;
- г) метод наибольших потерь мощности;

д) оценочные методы (только для сетей НН), включая метод по обобщенным параметрам и метод по потере напряжения.

Для расчета условно-постоянных потерь, а именно: на корону и потерь от токов утечки по изоляторам воздушных линий, регламентировано два метода:

- по средним удельным нормам мощности по видам погоды;
- по среднегодовым удельным нормам потерь электрической энергии.

Расчет потерь электрической энергии на холостой ход трансформаторов и в шунтирующих реакторах выполняется в соответствии с паспортными данными оборудования и временем их работы в расчетном периоде. Допускается для силовых трансформаторов потери мощности холостого хода определять с учетом их технического состояния и срока службы путем измерений этих потерь методами, применяемыми на заводах-изготовителях при установлении паспортных данных трансформаторов.

Для остальных составляющих условно-постоянных потерь должен быть использован удельный норматив потерь электроэнергии в год на единицу оборудования.

Для расчета плановых технических потерь электрической энергии по прогнозным нагрузкам сети на год, с учетом развития электрической сети, должны использоваться:

- в замкнутой и разомкнутой электрической сети ВН-СН1 - метод наибольших потерь мощности;
- в электрической сети НН - оценочный метод по обобщенным параметрам.

Для расчета технических потерь электрической энергии по фактическим нагрузкам, коммутационному состоянию сети за месяц или за более продолжительный период, в зависимости от объема имеющейся информации о схемах и нагрузках сетей, должны использоваться методы (методы расположены в порядке снижения точности расчета):

- в замкнутой электрической сети ВН-СН1 с реверсивными перетоками электрической энергии - метод оперативных расчетов, метод характерных суток или метод средних нагрузок; в замкнутой электрической сети ВН-СН1 без реверсивных

перетоков электрической энергии - метод средних нагрузок или метод характерных суток;

- в разомкнутой электрической сети ВН-СН2 - метод средних нагрузок;
- в электрической сети НН одного района электрических сетей с отходящими линиями НН от 150 трансформаторов - метод средних нагрузок или метод оперативных расчетов.

В целях определения режимных характеристик и мониторинга уровня технических и нетехнических потерь электроэнергии в режиме реального времени для сетей всех уровней напряжения должен использоваться метод оперативных расчетов. Использование метода оперативных расчетов позволяет получить максимально точный результат, в связи с учетом реального коммутационного состояния сети и отсутствием допущений.

7.3. Анализ потерь электроэнергии.

Основные цели анализа потерь электроэнергии:

- выявление зон с высоким уровнем технических потерь электроэнергии в сетях всех уровней напряжений;
- проверка правильности расчетов технических потерь, оценка погрешности и актуальности применяемого метода расчета в ПК.
- оценка влияния на технологические потери параметров поступления и отпуска электроэнергии из сети;
- выявление определения очагов коммерческих потерь электроэнергии;
- определение мероприятий по снижению потерь и их количества;

Основные методы анализа технических потерь электроэнергии:

- анализ исходных данных: оценка режимов работы сетей, уровней напряжения, потоков активной и реактивной мощности и оборудования (плотности тока в проводах линий, загрузки трансформаторов, соответствия их установленной мощности пропускной способности линий);
- анализ небалансов электроэнергии по ПС, ПО и в целом по энергосистеме региона;

7.3.1. Анализ результатов расчета технических потерь и исходных данных.

Анализ потерь электроэнергии должен осуществляться ежемесячно, так как режим работы сетей и их топология периодически изменяются.

Точность результатов расчета определяются двумя основными факторами:

- соответствием алгоритма, используемого ПК формулам утвержденной методики;
- достоверностью использованных исходных данных о схемах и нагрузках сети;

Соответствие алгоритма расчета всегда подтверждается сертификатом на ПК, поэтому при анализе расчетов основное внимание должно уделяться проверке

достоверности исходных данных, а также внесению этих данных в соответствии с требованиями используемого ПК.

Достоверность расчета ПК достигается при выполнении следующих условий:

- суммарные параметры сети должны соответствовать отчетным данным об оборудовании, находящемся на балансовой принадлежности объекта;
- нагрузки элементов сети, по которым распределяется суммарный отпуск электроэнергии, не должны выходить за физически допустимые пределы.

При анализе результатов расчетов потерь в программах расчетов потерь электроэнергии в сети 35 кВ и выше, для проверки могут быть сопоставлены с результатами расчетов потерь мощности, получаемыми в диспетчерских расчетах режимов по специальным ПК расчета установившихся режимов. Так как расчеты режимов таких сетей постоянно проводятся диспетчерскими службами для целей управления режимами БД таких программ всегда поддерживается в актуальном состоянии персоналом диспетчерских служб. При помощи подобного анализа производится проверка топологии проверяемой расчетной модели и оценка корректности информации об энергиях в узлах расчетной модели т.е. оценка правильности потокораспределения активной и реактивной мощности.

Для ускоренного анализа отсутствия существенных ошибок в расчете возможно использовать удельные потери мощности и электроэнергии. При существенном отличии результата расчета потерь в ПК от их оценки на основе удельных значений потерь такой анализ дает направления для поиска ошибок в исходных данных.

Основная масса искажений исходных данных приходится на радиальные сети 6-20 кВ и 0,4 кВ. Это связано с большим объемом используемых данных. Поэтому сознательные искажения, если они есть, следует искать в расчетах потерь именно в этих сетях. При существенных отличиях результата расчета от их анализа на основе удельных значений, полезную информацию дает определение плотности тока в проводах головных участков в режиме максимальной нагрузки. Другим проверяемым параметром является средняя длина линий 0,4 кВ. Оценка этих двух параметров существенно упрощает поиск части расчетной модели с неверными исходными данными.

К очагам нагрузочных потерь относят линии со средней плотностью тока более 1 А/мм², а к очагам потерь холостого хода - трансформаторы, загруженные в режиме максимальных нагрузок менее чем на 50 % на однострансформаторных подстанциях и менее чем на 35 % - на двухтрансформаторных подстанциях.

7.3.2. Анализ небалансов электроэнергии с целью контроля распределения отпуска по уровням напряжения, анализ исходных данных об отпуске энергии в сеть.

Исходными данными для расчета небалансов электроэнергии являются:

- данные об отпуске электроэнергии и параметрах ИК в каждой точке учета;
- расчетные технические потери в сети рассматриваемого объекта и погрешность метода их расчета.

При расчете небалансов электроэнергии на уровне ПС объем исходных данных невелик, поэтому их легко просмотреть детально. При расчете же небалансов на уровне сети РСК число представленных в расчете узлов может достигать большого количества, данные об их параметрах часто приходят из разных подразделений ДЗО, что затрудняет оценку их достоверности. Кроме того, в данных присутствуют случайные непреднамеренные ошибки, иногда данные представлены поставщиком

информации, неправильно понявшим смысл некоторых из них. Поэтому целесообразно выполнить проверку первоначальных базовых данных.

Анализ и поиск небалансов в сети 10-110 кВ начинают с анализа данных об отпуске электроэнергии на основе которых производит расчет ПК. Разность между суммой поступлений электроэнергии в сеть ВН и суммой отпусков в сеть СН1 и СН2 будет являться фактическими потерями. Учитывая погрешность метода расчета в ПК, при существенной разнице этой величины с рассчитанными технологическими потерями это дает повод для более детального анализа небалансов с выделением участков сети.

Выделяемый участок должен отвечать следующим требованиям:

- Участок полностью ограничен узлами ВН, информацию о величине поступления и отпуске в которых можно получить от более чем одного источника (ОИК, АИИС КУЭ и т.д.)

- Для минимизации влияния ремонтных режимов, топология сети СН1 и СН2 данного участка не должна быть связана с узлами ВН не относящимися к выделяемому участку.

Обычно подобным участком сети является сеть ПО сети РСК, а узлы ВН - шины подстанций ФСК. После аналогичного анализа поступления в узлы ВН и отпуска в узлы СН1, СН2 выделенного участка, делается вывод о величине фактических потерь и полученном небалансе после сравнения с потерями, рассчитанными в ПК.

На этом этапе, при существенной разнице необходимо исключить человеческий фактор - произвести анализ предоставленных исходных данных об отпуске электроэнергии на наличие недоучтенного отпуска в узлы СН1, СН2.

Основные направления при поиске недоучтенных данных:

- Узлы СН1 на подстанциях ВН запитанные в нормальном режиме, но имеющие нулевой отпуск. Необходимо произвести анализ поступления в узлы СН2 подстанций СН прилегающей сети, используя кроме того и другой источник информации о нагрузках элементов сети.

- Анализ величины небаланса в пределах ПС. Производится оценка поступления и отпуска на шинах ПС («на вводах»), суммы отпуска в сети СН1, СН2 по отходящим линиям. При существенном отличии небаланса от величины потерь в силовом трансформаторе необходимо детально проанализировать поступление электроэнергии по узлам прилегающей сети СН1, СН2.

7.4. Оптимизация режимов сетей.

7.4.1. Оптимизация режимов электрических сетей по напряжению и реактивной мощности.

При проведении процесса оптимизации производят нахождение такого установившегося режима сети, в котором были соблюдены все технические ограничения сети, и потери мощности при этом были бы минимальны. Это достигается путем регулирования напряжения и реактивной мощности на электростанциях и подстанциях при помощи линейных регуляторов, а также устройств продольной и поперечной компенсации.

Значительного снижения потерь активной мощности можно достичь, разгружая по реактивной мощности как питающие, так и распределительные сети.

Важнейшим мероприятием по уменьшению потерь мощности в распределительных сетях является компенсация реактивной мощности.

Расчет величины компенсации реактивной мощности, выбора компенсирующих устройств, определения мест их установки в системе, сводится к расчету режима сети и оптимизации его по минимуму потерь мощности при соблюдении баланса реактивной мощности в узлах сети и обеспечение допустимых уровней напряжения. При этом затраты на производство и передачу электроэнергии должны быть были минимальны. Расчет проводят, выделяя часть сети, а затем рассматривая всю систему в целом.

Для повышения точности расчета и эффекта оптимизации режима, автоматизации этого мероприятия, процесс расчета может основываться на основе данных, поступающих от системы ТИ в ПК реализующий функцию оценки состояния сети.. Для реализации такого управления персоналу диспетчерских служб ДЗО необходимо:

- периодически проводить оценку наблюдаемости сети (выявление зон, управление которыми возможно с помощью уже установленных средств ТИ) и определять оптимальные места установки дополнительных средств ТИ;

- циклически производить расчет режимов сети на основе данных ТИ с частотой поступления информации с помощью программ с функцией оценки состояния;

- использовать программу оперативного формирования наблюдаемой схемы сети. При выходе из строя датчика ТИ или выводе в ремонт оборудования программа должна формировать новую расчетную схему в соответствии с изменившейся зоной наблюдаемости;

- проводить на основе данных о фактическом режиме, полученном по программе оценки состояния, расчеты оптимальных текущих режимов сети по коэффициентам трансформации и реактивной мощности источников и реализовывать такие режимы.

Для выявления необходимых воздействий на установившийся режим необходимо провести оценку степени влияния на потери устройств регулирования и компенсации, и осуществлять оперативное управление устройствами, наиболее эффективно влияющими на потери.

Определение параметров оптимальных режимов и оценку эффективности перехода от существующих к оптимальным режимам осуществляют на основе расчета режимов по специальным оптимизационным программам. В оценочных расчетах используют снижение потерь мощности при оптимизации двух характерных режимов: максимальной ($\delta P_{\text{макс}}$) и минимальной ($\delta P_{\text{мин}}$) нагрузок. Снижение потерь электроэнергии за расчетный период продолжительностью T (ч) определяют по формуле:

$$\delta W = (\delta P_{\text{макс}} t_{\text{макс}} + \delta P_{\text{мин}} t_{\text{мин}}) \quad (10)$$

где:

$t_{\text{макс}}, t_{\text{мин}}$ - относительные продолжительности максимальной и минимальной нагрузок.

При наличии в сети трансформаторов без РПН (с ПБВ) необходимо определить их оптимальные коэффициенты трансформации. Для этого выполняют расчеты оптимальных режимов сети для часов максимальной и минимальной суточных нагрузок в предположении, что все трансформаторы имеют РПН. В период работы трансформатора с постоянным отвлечением входят различные характерные сутки,

например, соответствующие рабочим и нерабочим дням. Необходимо провести оптимизационные расчеты для часов максимальной и минимальной нагрузки каждого суток.

7.4.2. Установка и ввод в работу автоматических регуляторов напряжения и реактивной мощности, средств телеизмерений параметров режима и средств АСКУЭ.

Оптимальные режимы работы устройств РН и реактивной мощности часто определяются местными параметрами режима электрической сети. Регулирование необходимо осуществлять с помощью автоматических устройств, установленных непосредственно у оборудования. Эффект от их установки заключается в автоматическом изменении режима без его контроля и периодического вмешательства диспетчера.

Эффект от установки средств ТИ параметров режима и средств АСКУЭ определяется дополнительным снижением потерь за счет использования более точной информации при оптимизации режимов электрических сетей и принятия других решений, обусловленных уточнением расчетных значений технических потерь.

7.4.3. Оптимизация загрузки трансформаторов.

Отключение части трансформаторов в режимах малых нагрузок целесообразно, когда происходящее при этом снижение потерь холостого хода оказывается большим, чем увеличение нагрузочных потерь из-за перераспределения суммарной нагрузки между меньшим числом трансформаторов. Отключение одного из n однотипных трансформаторов целесообразно, если коэффициент загрузки трансформаторов (β_T) становится ниже значения:

$$\beta_{T \text{ мин}} = \sqrt{\frac{(n-1)\Delta P_x}{n\Delta P_k}} \quad (11)$$

Где:

$\Delta P_x, \Delta P_k$ - потери холостого хода и короткого замыкания трансформатора.

Отношение $\Delta P_x / \Delta P_k$ для трансформаторов напряжением 110 кВ составляет 0,25, а 6-35 кВ - 0,19. Для подстанций этих напряжений значения β_T , при которых целесообразно отключение очередного трансформатора, составляют:

n	4	3	2
$\beta_{T \text{ мин } 110 \text{ кВ}}$	0,43	0,41	0,35
$\beta_{T \text{ мин } 6-35 \text{ кВ}}$	0,38	0,36	0,31

Из приведенных цифр следует, что для наиболее распространенных двухтрансформаторных подстанций отключение одного трансформатора целесообразно, когда коэффициент загрузки трансформаторов снизится ниже 0,3. После отключения коэффициент загрузки оставшегося в работе трансформатора составит 0,6. Снижение потерь мощности при отключении одного трансформатора определяют по формуле:

$$\delta P = \Delta P_x - \Delta P_k \frac{n}{n-1} \quad (12)$$

При n разнотипных трансформаторах для определения последовательности их отключения при снижении нагрузки подстанции проводят расчеты потерь мощности в трансформаторах при различных значениях нагрузки для случаев работы всех трансформаторов и отключения каждого из них поочередно. Для каждого значения нагрузки выбирают вариант с меньшими потерями.

8. СИСТЕМА ОБУЧЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ ПЕРСОНАЛА

Персонал электросетевых компаний должен знать и выполнять нормативные требования по расчетам технических потерь электроэнергии, мониторингу фактических потерь электроэнергии, анализу, прогнозированию, нормированию, планированию и снижению потерь электроэнергии.

Для этого необходимо проводить систематическое обучение и повышение квалификации персонала с переаттестацией и контролем усвоения знаний (экзаменами). Рекомендуются проведение тематических курсов по повышению эффективности работы с потерями для разных категорий персонала на основе Тематического модульного плана, рассчитанного на 16 часов (2 дня по 8 академических часов). План является индикативным и может корректироваться.

Перечень тем, включаемых в План:

- нормативная правовая база, претензионно-исковая работа;
- причины возникновения потерь;
- балансы электроэнергии по РЭС, пофидерные балансы;
- планирование и анализ потерь электроэнергии;
- основы электротехники, приборы учета;
- охрана труда при эксплуатации систем учета;
- основы психологии взаимодействия с потребителями;
- приборы учета, подвергнувшиеся техническим изменениям;
- методы противодействия хищениям электроэнергии;
- контроль объемов потребленной электроэнергии;
- система контроля и планирования выполнения работ;
- специализированные программные продукты;
- порядок выполнения ограничений потребителей;
- эксплуатация систем учета электроэнергии;
- безучетное, бездоговорное потребление: выявление и активирование;
- развитие систем учета электроэнергии с удаленным сбором данных.

Обязательное обучение должны проходить вновь принимаемые работники и работники, переходящие в другую категорию.

Категории работников, которые должны проходить обязательное повышение квалификации:

- электромонтер по эксплуатации распределительных сетей;
- электромонтер по эксплуатации электросчетчиков;
- мастер сетевых участков;
- специалист по направлению «Реализация услуг и учет электроэнергии»;
- инженер по направлению «Реализация услуг и учет электроэнергии»;
- начальник РЭС.

Перечень категорий может быть расширен по решению руководства ДЗО ПАО «Россети».

Повышение квалификации для всех категорий работников должно проводиться не реже, чем один раз в два года.

Конкретная периодичность проведения курсов и время, отводимое на тематические модули, могут изменяться в зависимости от уровня подготовки различных категорий персонала, территориальных особенностей сетевого комплекса, изменений нормативной правовой базы.

Со стороны руководства компании должен осуществляться текущий контроль над проведением обучения и повышения квалификации, результаты переаттестации и экзаменов необходимо учитывать при принятии кадровых и мотивационных решений.

9. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ПРОВЕРОК СТРУКТУРНЫХ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ

9.1. Общие положения

Проверка проводится по следующим направлениям деятельности:

- проверка деятельности по организации учета электроэнергии и формированию балансов электроэнергии;
- проверка выполнения программы перспективного развития систем учета розничного рынка электроэнергии;
- проверка выполнения мероприятий по снижению потерь электроэнергии.

В рамках проведения проверки по каждому из направлений должен быть проведен анализ выполнения соответствующих плановых показателей, установлены причины отклонений, а также проведен анализ объективности причин отклонений и, в случае установления формальных (необъективных) причин, определены лица, ответственные за принятие решений по выявленным отклонениям, а также проведена оценка достаточности их полномочий для принятия соответствующих решений.

По каждому направлению деятельности должны быть изучены регламентирующие документы, определено соответствие регламентирующих документов нормативным правовым актам, а также даны указания и рекомендации по разработке мероприятий, направленных на устранение выявленных нарушений в деятельности организации.

В рамках проверки могут быть изучены документы РСК, в том числе официальная переписка, договоры, соглашения и контракты, первичные учетные документы, относящиеся к деятельности РСК, связанной с передачей и распределением электрической энергии, формированием объемов услуг по передаче электрической энергии, куплей-продажей электрической энергии.

Программа проверки, представленная в настоящем разделе, не является исчерпывающей и не ограничивает членов комиссии в выборе методов, способов и процедур для проведения проверки, а также не ограничивает проверку каждого направления деятельности только тематическими направлениями, указанными в нижеследующих разделах.

9.2 Основные разделы и направления проведения проверки

1. Проверка деятельности по организации учета электроэнергии и формированию балансов электроэнергии.

1.1. Анализ структуры объемов переданной электроэнергии и отпуска электроэнергии в сеть. Проверка формирования балансов в сетях структурных подразделений РСК. Анализ очагов
--

потерь с использованием балансов РЭС по фидерам 10(6) кВ. Формирование развернутого баланса электрической энергии. Структура полезного отпуска электроэнергии (по потребителям и классам напряжений), структура потерь электроэнергии (по классам напряжений). Соответствие формирования балансов электрической энергии действующим методическим инструкциям.
1.2. Расчет технических потерь электроэнергии. Используемая исходная информация для расчетов технических потерь электрической энергии.
1.3. Сбор данных с приборов учета электроэнергии (организация процесса, использование полученной информации для расчетов с энергосбытовыми организациями и ТСО).
1.4. Расчеты фактических и допустимых небалансов на ПС, ВЛ 35-220кВ.
1.5. Расчет и анализ потерь в сети 10-0,4кВ, мероприятия по выявленным очагам сверхнормативных потерь электроэнергии на основании результатов расчетов.
1.6. Формирование и исполнение планов-графиков проведения проверок приборов учета электроэнергии у потребителей.
2. Проверка реализации программы перспективного развития систем учета розничного рынка электроэнергии.
2.1. Анализ в ПК АИИС КУЭ показателей опроса приборов учета электроэнергии.
2.2. Анализ занесенных в ПК по формированию объемов оказанных услуг по передаче электроэнергии показаний приборов (в т.ч. технического) учета электроэнергии, включенных в АИИС КУЭ, за отчетный период.
2.3. Анализ в ПК балансов электроэнергии по ТП 10(6)/0,4 кВ, включенным в АИИС КУЭ.
2.4. Анализ в ПК количества приборов учета электроэнергии, переданных на коммерческие расчеты
2.5. Проведение визуального осмотра установленных подрядной организацией систем учета электроэнергии на предмет соответствия примененного оборудования, мест и способов установки техническому заданию и проектной документации, наличия «пропусков» потребителей и фактов безучетного/бездоговорного потребления на территории создания АИИС КУЭ.
2.6. Проверка деятельности по выявлению нарушений в работоспособности АИИС КУЭ, обеспечению подрядными организациями гарантийных обязательств.
3. Проверка выполнения мероприятий по снижению потерь электроэнергии
3.1. Организация взаимодействия между структурными подразделениями в реализации мероприятий по снижению потерь электроэнергии.
3.2. Проверка организации рейдов по выявлению неучтенного потребления, в т.ч. наличие графиков проведения рейдов; факт выполнения рейдов; проверка составленных актов по фактам выявленных нарушений.
3.3. Анализ эффективности введения ограничений в установленном порядке в отношении лиц, осуществляющих неучтенное пользование электрической энергией.
3.4. Проверка фактического выполнения мероприятий по снижению потерь электроэнергии.
3.5. Проверка исполнения ОРД ДЗО, регламентирующего действия персонала при выявлении фактов неучтенного потребления электроэнергии. Наличие разногласий с энергосбытовыми компаниями по актам безучетного потребления, причины разногласий.
3.6. Проверка ежемесячного премирования персонала ПО, РЭС.
3.7. Проверка дополнительного премирования персонала за снижение потерь электроэнергии.
3.8. Проверка реализации потребностей РЭС за счет эффекта от снижения потерь электроэнергии.
3.9. Проверка исполнения ОРД ДЗО, регламентирующего оснащение персонала приборами, инструментом для проведения инструментальной проверки систем учета электроэнергии, ведения журналов движения номерного пломбирочного материала.

По результатам проверки регистрируются выявленные несоответствия, на которые руководителями проверяемых подразделений разрабатываются

корректирующие мероприятия и предупреждающие действия по устранению выявленных несоответствий с указанием сроков реализации.

10. ПОРЯДОК АКТУАЛИЗАЦИИ, ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ В ПОЛОЖЕНИЯ СТАНДАРТА

Изменения в положения Стандарта вносятся на основании распоряжения ПАО «Россети».

Основаниями для внесения изменений в Стандарт являются:

- изменения нормативной правовой базы, регулирующей деятельность по передаче электрической энергии;
- инициативные обращения подразделений ПАО «Россети» и ДЗО в случаях, если в ходе реализации Стандарта выявляются возможности его совершенствования.

При изменении нормативной правовой базы, регулирующей деятельность по передаче электроэнергии, инициатором изменений является Департамент учета электроэнергии и взаимодействия с субъектами рынков электроэнергии.

При формировании инициативных обращений подразделений ПАО «Россети» и ДЗО инициатор направляет проект изменений (проект) за подписью уполномоченного лица в электронной форме в Департамент учета электроэнергии и взаимодействия с субъектами рынков электроэнергии ПАО «Россети» с сопроводительным письмом, содержащим обоснование указанных изменений. Департамент учета электроэнергии и взаимодействия с субъектами рынков электроэнергии ПАО «Россети» осуществляет оценку проекта, направляет инициатору ответ о включении проекта в пакет изменений или мотивированном отклонении проекта.

Пакет изменений формируется в течение квартала, изменения в Стандарт могут вноситься не чаще одного раза в квартал.

БИБЛИОГРАФИЯ

1. Правила 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 потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861.

2. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861.

3. Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии, Правила полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 № 442.

4. Правила предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 06.05.2011 № 354.

5. Основы ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178.

6. Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, утвержденная приказом Минэнерго России от 30.12.2008 № 326.

7. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19.06.2003 № 229.

8. Порядок формирования сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации и Порядок определения отношения суммарного за год прогнозного объема потребления электрической энергии населением и приравненными к нему категориями потребителей к объему электрической энергии, соответствующему среднему за год значению прогнозного объема мощности, определенного в отношении указанных категорий потребителей, утвержденный Приказом ФСТ России от 12.04.2012 № 53-э/1.

Численное значение показателей баланса электроэнергии по уровням напряжения (ФОРМА)

[illegible]

Требования к оформлению Акта о безучетном потреблении

1. Общие требования к оформлению Акта о безучетном потреблении

1.1. В Акте о безучетном потреблении (далее - Акт) запрещаются зачеркивания и подчистки. Допускается не более двух исправлений, заверенных подписавшими Акт лицами. При заполнении Акта допускаются только общепринятые сокращения. При отсутствии тех или иных показателей, в соответствующей строке ставится прочерк. Акты должны заполняться четко и разборчиво черными или синими чернилами, на всех экземплярах Акта должны быть оригинальные подписи Сторон.

2. Требования к оформлению Акта о безучетном потреблении электрической энергии для потребителей коммунальных услуг.

При составлении Акта указываются следующие данные:

2.1. В разделе 1 «Представителем(ями) Сетевой организации/ Гарантирующего поставщика» - вписывается наименование организаций, должности, инициалы и фамилии, реквизиты доверенности работников указанной организации, составивших Акт (в том числе представители исполнителя коммунальных услуг).

2.2. В разделе 2 «Потребитель» - вписывается: фамилия, имя, отчество (без сокращений) потребителя (лица, пользующегося на праве собственности или ином законном основании помещением в многоквартирном доме, жилым домом, домовладением) или его представителя на основании доверенности (руководителя организации, собственник, ответственный за электрохозяйство, лицо, с которым заключен договор энергоснабжения) с подробным указанием адреса, включающего населенный пункт, название улицы, номер дома, номер квартиры, номер лицевого счета.

2.3. В разделе 3 «Произведена проверка правильности работы средств учета и режима электропотребления» - вписывается наименование, номер и дата государственной поверки (г/п) приборов, с помощью которых были произведены замеры.

В разделах «Места пломбировки, номера пломб» «Данные по электросчетчику» - указываются предусмотренные формой необходимые данные по прибору учета и трансформаторам тока (при наличии).

В таблице «Мощность энергопринимающих устройств, присоединенных в нарушение правил» указываются наименования энергопринимающих устройств, количество в штуках и мощность каждого устройства.

В графу «Наименование» не включаются розетки, так как розетка не является энергопринимающим устройством!

2.4. В разделе 4 «Заключение по результатам проверки» - подробно описывается факт (способ) выявленного нарушения: (присоединение оборудования, устройств и приборов в обход средства учета, выдавлено стекло, нарушена пломба государственного поверителя, подключены устройства, приводящие к искажению данных о фактических показаниях средства учета и т.п.).

- указывается, по результатам каких видов работ было выявлено нарушение;
- в актах, составленных по результатам инструментальной проверки, необходимо указать (заполняется при составлении) номер и дату составления Акта

проверки состояния схемы измерения электрической энергии и работы/замены/допуска в эксплуатацию прибора учета:

- в случае использования для фиксации нарушения технических средств фото-, видео-фиксации указываются данные о типе и модели технического средства, отображаемые в свойствах сохраняемых таким устройством файлов;
- приводятся объяснения потребителя относительно выявленных фактов;
- указывается место подключения к распределительной сети филиала (в соответствии с диспетчерскими наименованиями линий электропередач, центров питания, наименование электроустановки, уровень напряжения, балансовая принадлежность) или место подключения к бесхозной сети, в свою очередь подключенной к распределительной сети филиала.

При обнаружении факта несанкционированного подключения внутриквартирного оборудования потребителя к внутридомовым электрическим сетям или факта несанкционированного вмешательства в работу индивидуального, общего (квартирного), комнатного прибора учета, расположенного в жилом или нежилом помещении потребителя в многоквартирном жилом доме, повлекшего искажение показаний такого прибора учета, указываются сведения о количестве и мощности несанкционированно подключенного (имеющегося) энергопринимающего оборудования и устройств. Мощность токоприемника определяется:

- на основании документов, представленных потребителем или лицом, осуществляющим бездоговорное потребление электрической энергии (паспорт токоприемника);
- по биркам на токоприемниках;
- по фактически замеренной нагрузке (с обязательным указанием в акте типа и заводского номера прибора, при помощи которого производился замер, а также дата его поверки (например: «Электрокамин», «1», «по замерам МІС 9020 з/н 12345, поверка 4 кв.2012 г. - 2,5 кВт»).

2.5. В разделе 5 «Предписание» - указывается срок устранения выявленных в ходе проверки нарушений (в зависимости от выявленного нарушения, но не менее 10 дней).

В разделе **«Подписи лиц, составивших акт»** заносятся фамилии, инициалы, подписи представителей Сетевой организации (уполномоченных представителей Сетевой организации)/ Гарантирующего поставщика (уполномоченного представителя гарантирующего поставщика), зафиксировавших факт неучтенного потребления и составивших Акт.

В разделе **«Подпись Потребителя»** заносятся фамилия, инициалы потребителя, его подпись.

В случае отказа потребителя от подписания составленного Акта, а равно отказ от присутствия при его составлении, отражается с указанием причин такого отказа в Акте (например, «от подписи отказался по причине...») в присутствии двух

незаинтересованных лиц (свидетелей) с указанием (в разделе 6 Акта) их фамилий, имен, отчеств, подробного адреса и паспортных данных.

2.6. В разделе 6 «Дополнительные данные по Акту» заполняется не предусмотренная формой Акта информация:

- объяснения потребителя по выявленному факту нарушений, его замечания к составленному акту (в случае их наличия);
- фамилии, имена, отчества, адрес фактического проживания (с указанием населенного пункта, улицы, № дома, № квартиры) и подписи свидетелей (в случае отказа потребителя от подписи);
- принятые меры по устранению нарушения (введенные ограничения, отключение не санкционированно подключенного оборудования, отключение шунтирующих перемычек, опломбированы цепи учета и т.д.);
- другая необходимая информация.

Отказ потребителя от объяснений также отражается в данном разделе: «потребитель от объяснений отказался»

2.7. **Расчет объема безучетного потребления** электрической энергии осуществляется в соответствии с п. 58-62 ППКУ. Расчет безучетного потребления электрической энергии (мощности) оформляется на отдельном бланке (или на обратной стороне Акта) и является приложением к Акту.

2.8. В приложении к Акту «Расчет объема неучтенного потребления электроэнергии» обязательно указывается дата последней технической проверки узла учета персоналом сетевой организации, если указанная проверка не была проведена сетевой организацией - дату, когда она должна была быть проведена.

2.9. Согласно п.62 ППКУ доначисление размера платы в этом случае должно быть произведено исходя из объемов коммунального ресурса, рассчитанных как произведение мощности несанкционированно подключенного оборудования и его круглосуточной работы за период начиная с даты осуществления такого подключения, указанной в акте о выявлении несанкционированного подключения, до даты устранения такого несанкционированного подключения... Счета, выставленные Сетевой организацией в адрес Гарантирующего поставщика за услуги по передаче электрической энергии (мощности), подлежат выставлению за весь объем безучетного потребления электрической энергии за исключением объемов, оплаченных Гарантирующим поставщиком ранее по данной точке поставки за период времени, в течение которого осуществлялось неучтенное потребление. При этом ГП представляет сетевым организациям информацию о вычитаемых объемах.

2.10. Расчет объема неучтенного потребления электрической энергии (мощности) осуществляется сетевой организацией в течение 2 рабочих дней со дня составления Акта, на основании материалов проверки (акта о неучтенном потреблении электрической энергии, акта предыдущей проверки приборов учета), а также на основании документов, представленных Потребителем, осуществляющим безучетное потребление электрической энергии.

Копия документа (при его наличии), подтверждающая дату последнего визуального осмотра (обходного листа с подписью абонента) либо акта проверки

состояния прибора учета, прилагается к Расчету объема безучетного потребления электроэнергии.

Правильность расчета подтверждает начальник РЭС, сотрудником которого выполнялся расчет.

3. Требования к оформлению Акта о безучетном потреблении электрической энергии для прочих лиц.

При составлении Акта указываются следующие данные:

3.1. В разделе 1 «Настоящий акт составлен представителем(ями) сетевой организации (ГП) указывается наименование сетевой организации (уполномоченного представителя сетевой организации)/ГП, должности, инициалы и фамилии, реквизиты доверенности работников указанной организации, составивших Акт.

«В присутствии Потребителя (представителя Потребителя на основании доверенности)» - указывается должность, фамилия, имя, отчество лица, присутствовавшего со стороны потребителя при обследовании узла учета.

3.2. В разделе 2 «Потребитель» - указываются данные:

- о юридическом наименовании организации / ООО, АО, Ф.И.О. индивидуального предпринимателя (фактический адрес, контактный телефон, по возможности ИНН),- *информация из договора на электроснабжение*;

- объект, по которому выявлен факт безучетного потребления электрической энергии и наименование объекта (*информация из договора на электроснабжение: - наименование точки учета*).

- диспетчерское наименование точки присоединения (ПС, № фидера, № ТП, № опоры).

3.3. В разделе 3 «Произведена проверка правильности работы средств учета и режима электропотребления» - вписывается наименование, номер и дата государственной поверки (г/п) приборов, с помощью которых были произведены замеры.

В разделах «Места пломбировки, номера пломб», «Данные по электросчетчику, трансформаторам тока» - указываются предусмотренные формой необходимые данные в отношении приборов учета и измерительных трансформаторов. В случае отсутствия в договоре энергоснабжения (купли-продажи электроэнергии) данных о величине максимальной мощности энергопринимающих устройств потребителя, необходимо указать в Акте для расчета объема безучетного потребления электрической энергии технические характеристики вводного провода (кабеля).

3.4. В разделе 4 «Заключение по результатам проверки» - подробно описывается факт (способ) выявленного нарушения: присоединение оборудования, устройств и приборов в обход средства учета, выдавлено стекло, нарушена пломба государственного поверителя или Сетевой организации, подключены устройства, приводящие к искажению данных о фактических показаниях средства учета и т.п.

- указывается по результатам каких видов работ было выявлено нарушение (из перечня вычеркивается ненужное);

- приводится подробное описание способа осуществления безучетного или бездоговорного потребления электрической энергии;

- в Актах, составленных по результатам выполнения инструментальной проверки, необходимо указать (заполняется при составлении) номер и дату

составления Акта проверки состояния схемы измерения электрической энергии и работы/замены/допуска в эксплуатацию прибора учета;

- в случае выявления потребления в период приостановления поставки электрической энергии по договору в связи с введением полного ограничения режима потребления электрической энергии указывается дата введения полного ограничения режима потребления, показания приборов учета на дату и время введения полного ограничения режима потребления или дату и время предыдущей проверки введенного ограничения режима потребления электрической энергии (если снятие таких показаний осуществлялось);

- в случае использования для фиксации нарушения технических средств фото- и видео фиксации указываются данные о типе и модели технического средства, отображаемые в свойствах сохраняемых таким устройством файлов;

- в случае если при выявлении безучетного потребления было выявлено превышение потребителем величины максимальной мощности, в акте о неучтенном потреблении электрической энергии должны также содержаться: величина максимальной мощности энергопринимающих устройств потребителя, величина мощности, используемая потребителем, способ, с применением которого было выявлено превышение величины максимальной мощности энергопринимающих устройств потребителя, действия потребителя, которые повлекли превышение величины максимальной мощности энергопринимающих устройств потребителя;

- приводятся объяснения Потребителя (представителя) относительно выявленных фактов;

- указывается место подключения к распределительной сети филиала (в соответствии с диспетчерскими наименованиями линий электропередач, центров питания, наименование электроустановки, уровень напряжения, балансовая принадлежность) или место подключения к бесхозной сети, в свою очередь подключенной к распределительной сети филиала;

- указываются сведения о количестве фаз вводного провода (кабеля), с помощью которого осуществлено подключение к распределительной сети филиала и о его характеристиках: марке (если достоверно известна), типе изоляции, материале, количестве и сечении токопроводящих жил кабеля, способе прокладки.

3.5. В разделе 5 «Предписание» - указывается срок устранения выявленных в ходе проверки нарушений (в зависимости от выявленного нарушения, но не менее 10 дней).

В разделе «Подписи лиц, составивших акт» заносятся фамилии, инициалы, подписи представителей Сетевой организации (уполномоченного представителя сетевой организации) или Гарантирующего поставщика, зафиксировавших факт неучтенного потребления и составивших Акт.

В разделе «Подпись Потребителя (представителя Потребителя)» заносится подпись Потребителя или его представителя с указанием фамилии, инициалов.

В случае отказа Потребителя от подписания составленного Акта, а равно отказ от присутствия при его составлении, отражается с указанием причин такого отказа в Акте (например, «от подписи отказался по причине...») в присутствии двух незаинтересованных лиц (свидетелей) с указанием (в разделе 6 Акта) их фамилий,

имен, отчеств, адрес фактического проживания (с указанием населенного пункта, улицы, № дома, № квартиры).

3.6. В разделе 6 «Дополнительная информация по Акту» заполняется не предусмотренная формой Акта информация:

- объяснения Потребителя по выявленному факту нарушений, его претензии к составленному акту (в случае их наличия);
- фамилии, имена, отчества, адрес фактического проживания (с указанием населенного пункта, улицы, № дома, № квартиры) и подписи свидетелей (в случае отказа потребителя от подписи);
- другая необходимая информация.

Отказ потребителя от объяснений также отражается в данном разделе: «потребитель от объяснений отказался».

3.7. **Расчет объема безучетного потребления электрической энергии** осуществляется в соответствии с п. 195 Основных положений. Расчет безучетного потребления электрической энергии (мощности) оформляется на отдельном бланке (или на обратной стороне Акта) и является приложением к Акту. При этом в отношении потребителя, при осуществлении расчетов за электрическую энергию с которым используется ставка за мощность, помимо объема безучетного потребления электрической энергии также определяется величина мощности, приобретаемой по договору, обеспечивающему продажу электрической энергии (мощности), и величина мощности, оплачиваемой в части услуг по передаче электрической энергии, исходя из почасовых объемов потребления электрической энергии, определяемых в соответствии с подп. «б» п.1 приложения №3 к Основным положениям.

По потребителям **юридическим лицам** для расчета указываются следующие данные:

- дата предыдущей контрольной проверки прибора учета. В случае если такая проверка не была проведена в запланированные сроки, то дата, не позднее которой она должна была быть проведена;
- период (количество дней, часов), определенный от даты предыдущей контрольной проверки прибора учета (в случае если такая проверка не была проведена в запланированные сроки, то определяется с даты, не позднее которой она должна была быть проведена в соответствии с настоящим документом) до даты выявления факта безучетного потребления электрической энергии (мощности) и

составления акта о неучтенном потреблении электрической энергии, но не более 8760 часов или значений, указанных в договоре;

- максимальная мощность энергопринимающих устройств, относящаяся к соответствующей точке поставки, определенная в договоре энергоснабжения (купли-продажи электрической энергии);

Если в договоре энергоснабжения (купли-продажи электрической энергии) отсутствуют данные о величине максимальной мощности энергопринимающих устройств, для расчета указывается:

- допустимая длительная токовая нагрузка вводного провода (кабеля);
- номинальное фазное напряжение;
- коэффициент мощности при максимуме нагрузки (при отсутствии замеров принимается $\cos \varphi = 0.9$);
- другие данные, необходимые для расчета объемов безучетного потребления.

В случае если при выявлении безучетного потребления было выявлено превышение потребителем величины максимальной мощности, в акте о неучтенном потреблении электрической энергии должны содержаться также следующие данные:

- величина максимальной мощности энергопринимающих устройств потребителя;
- величина мощности, используемая потребителем;
- способ, с применением которого было выявлено превышение величины максимальной мощности энергопринимающих устройств потребителя;
- действия потребителя, которые повлекли превышение величины максимальной мощности энергопринимающих устройств потребителя.

Алгоритм формирования объема услуги по передаче электрической энергии и объема электрической энергии, приобретаемой сетевыми организациями в целях компенсации потерь

1. Общие положения

Настоящее приложение (далее - Алгоритм) определяет порядок формирования объемов переданной электрической энергии (мощности) по договорам оказания услуг по передаче электрической энергии (мощности), а также определения объемов электрической энергии, приобретаемых территориальными сетевыми организациями с целью компенсации потерь электроэнергии.

2. Термины, определения и принятые сокращения.

ТСО - территориальная сетевая организация, оказывающая услуги по передаче электрической энергии с использованием объектов электросетевого хозяйства, не относящихся к единой национальной (общероссийской) электрической сети.

Юридические лица (ЮЛ) - потребители электрической энергии (мощности), за исключением ТСО, производителей электрической энергии, населения и приравненных к нему категорий потребителей;

Физические лица (ФЛ) - население и приравненные к нему категории потребителей;

Котловая модель тарифообразования - модель взаимоотношений между субъектами розничных рынков электрической энергии (мощности), определяющая договорные отношения в области оказания услуг по передаче электрической энергии, в т.ч. в части определения стоимости услуг по передаче электрической энергии, оказываемых ТСО с применением единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на соответствующем уровне напряжения.

Многоквартирный жилой дом (МКЖД) - совокупность двух и более квартир, имеющих самостоятельные выходы либо на земельный участок, прилегающий к жилому дому, либо в помещения общего пользования в таком доме. Многоквартирный дом содержит в себе элементы общего имущества собственников помещений в таком доме в соответствии с жилищным законодательством.

ОДН - общедомовые нужды.

ОДПУ - общедомовой прибор учета.

Тарифный уровень напряжения - уровень напряжения, в соответствии с которым потребитель оплачивает услуги по передаче электроэнергии (ВН1, ВН, СН1, СН2, НН).

Основные положения - Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 № 442.

ПНД - Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861.

Правила предоставления коммунальных услуг - Правила предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 06.05.2011 № 354.

Иные понятия, используемые в настоящем документе, имеют значения, определенные Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», Основными положениями, ПНД, Правилами предоставления коммунальных услуг, а также иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

3. Определение объема услуг по передаче электрической энергии (мощности) потребителей, подключенных к сетям ТСО

В зависимости от принятой в регионе котловой модели тарифообразования, варианта цены тарифа, выбранного потребителем (одноставочный, двухставочный) и тарифного уровня напряжения потребителя, объем услуг по передаче ежемесячно определяется в отношении:

1) потребителей электроэнергии - юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) для собственных бытовых и (или) производственных нужд и в целях перепродажи, имеющие на праве собственности или на ином законном основании энергопринимающие устройства, технологически присоединенные (в том числе опосредованно) в установленном порядке к электрической сети ТСО, за исключением исполнителей и потребителей коммунальных услуг и собственных нужд производителей электроэнергии;

Под опосредованным технологическим присоединением по тексту настоящего документа понимается присоединение энергопринимающих устройств Потребителей электроэнергии к электрическим сетям ТСО через объекты по производству электрической энергии (мощности) производителя электрической энергии (мощности), объекты электросетевого хозяйства лиц, не оказывающих услуги по передаче электрической энергии, или бесхозяйные объекты электросетевого хозяйства;

2) исполнителей коммунальных услуг, приобретающих электрическую энергию (мощность) в целях ее использования при предоставлении коммунальной услуги по электроснабжению, а также в случае отсутствия централизованных теплоснабжения и (или) горячего водоснабжения - в целях ее использования при предоставлении коммунальной услуги по отоплению и (или) горячему водоснабжению;

3) собственных нужд производителей электроэнергии;
за исключением случаев указанных в п. 66 Основных положений и потребителей, заключивших с ТСО прямые договора оказания услуг по передаче.

3.1. Расчет объема переданной электрической энергии и мощности в отношении потребителей электроэнергии - юридических лиц

Суммарный объем электрической энергии и мощности ($W_{\Sigma}^{\text{ЮЛ}}$) для энергопринимающих устройств потребителя, находящихся на одном тарифном уровне напряжения, определяется как сумма объемов переданной электроэнергии каждому такому потребителю по формуле:

$$W_{\Sigma}^{\text{ЮЛ}} = \sum (W_{\text{ПУ}}^{\text{ЮЛ}} + W_{\text{расч}}^{\text{ЮЛ}} + W_{\text{БУ}}^{\text{ЮЛ}} + W_{\text{ОДН}}^{\text{ЮЛ}} \pm \Delta W_{\text{пер}}^{\text{ЮЛ}} - W_{\Sigma}^{\text{ОП}}) \quad (3.1)$$

где:

$W_{\text{ПУ}}^{\text{ЮЛ}}$	объем потребленной электрической энергии (мощности), определенный по показаниям приборов учета потребителей электроэнергии, кВтч;
-----------------------------	---

$W_{\text{расч}}^{\text{ЮЛ}}$	объем потребленной электрической энергии (мощности), определенный расчетным способом, кВтч;
$W_{\text{БУ}}^{\text{ЮЛ}}$	объем безучетного потребления электрической энергии (мощности), рассчитанный на основании акта о неучтенном потреблении, кВтч;
$\Delta W_{\text{ОДН}}^{\text{ЮЛ}}$	предъявляемый к оплате потребителю - юридическому лицу объем электроэнергии, израсходованный на общедомовые нужды, в случае если энергопринимающие устройства потребителя расположены в многоквартирном доме, кВтч;
$\Delta W_{\text{пер}}^{\text{ЮЛ}}$	объем перерасчетов потребленной электрической энергии (мощности) по точке поставки (в т.ч. по решению суда), кВтч;
$W_{\Sigma}^{\text{ОП}}$	объем электрической энергии (мощности), отпущенной опосредованно подключенным потребителям, кВтч.

Если для определения объемов потребления электрической энергии (мощности), в том числе почасовых объемов потребления электрической энергии, подлежит использованию более чем один прибор учета, совокупный объем потребления электрической энергии, в том числе, почасовой объем, определяется путем суммирования показаний приборов учета с учетом направления перетока.

3.1.1. Расчет по показаниям приборов учета

• Объем электроэнергии

Объем электроэнергии по показаниям приборов учета ($W_{\text{ПУ}}^{\text{ЮЛ}}$) определяется как разность между показаниями на конец расчетного периода и показаниями на начало расчетного периода (конечными показаниями предыдущего расчетного периода), умноженная на расчетный коэффициент.

$$W_{\text{ПУ}}^{\text{ЮЛ}} = (N_{\text{К}} - N_{\text{Н}}) \cdot K_{\text{расч}} \pm \Delta W, \text{ кВтч} \quad (3.2)$$

где:

$N_{\text{К}}$	показания прибора учета на конец расчетного периода;
$N_{\text{Н}}$	показания прибора учета на начало расчетного периода;
$K_{\text{расч}}$	расчетный коэффициент;
ΔW	величина потерь электроэнергии, возникающих на участке сети от границы балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) до места установки прибора учета, определяемая в соответствии с положениями действующего законодательства РФ, кВтч.

Расчетный коэффициент определяется по формуле

$$K_{\text{расч}} = K_U \cdot K_I \quad (3.3)$$

где:

K_U	коэффициент трансформации измерительных трансформаторов напряжения
K_I	коэффициент трансформации измерительных трансформаторов тока

При выявлении неисправности или утрате расчетных приборов учета, истечения срока межповерочного интервала расчетного прибора учета, демонтажа в

связи с его поверкой, ремонтом или заменой, непредставления потребителем показаний приборов учета в установленные договором сроки (в том числе почасовых объемов потребления электроэнергии), двукратного недопуска к ПУ определение объема потребления электрической энергии осуществляется на основании показаний контрольных приборов учета. При этом, в случае, если расчеты с потребителем осуществляются по второй-шестой ценовым категориям, то определение объема потребления электрической энергии осуществляется на основании показаний только тех контрольных приборов учета, которые позволяют измерять объемы потребления электрической энергии с предусмотренной применяемой ценовой категорией дискретностью (по зонам суток, по часам суток). В отсутствие соответствующих контрольных приборов учета определение объема потребления электрической энергии осуществляется в соответствии с п. 3.1.2 настоящего Алгоритма.

- *Объем мощности*

В целях определения величины фактической мощности Потребителя, используемой для расчета стоимости услуг по передаче электрической энергии, точки поставки Потребителя объединяются в группу точек поставки (далее - ГТП).

При определении состава ГТП необходимо исходить из следующих правил:

Точки поставки электрической энергии считаются находящимися в единых границах балансовой принадлежности ГТП, если в отношении них одновременно выполняются следующие условия:

- совокупность точек поставки ограничивает оборудование одного объекта Потребителя (несколько энергопринимающих устройств), при этом не учитываются точки поставки генерации;
- в случае одновременного размыкания электрических цепей во всех точках поставки, включаемых в ГТП, объект, принадлежащий потребителю, полностью отключается (отделяется) от электрической сети;
- все точки поставки входящие в ГТП электрически связаны между собой, то есть схема электроснабжения объекта позволяет запитать всю группу точек поставки только по одной точке поставки из такой группы.

В ГТП не могут быть включены точки поставки электрической энергии, связи между которыми не позволяют обеспечивать питание энергопринимающего оборудования (объекта потребителя) в ситуации, когда включена только одна любая из связей данного объекта с внешними электрическими сетями.

В случае если к объектам электросетевого хозяйства Потребителя присоединены энергопринимающие устройства смежных субъектов оптового и (или) розничных рынков, то объем потребления электрической энергии в соответствующей ГТП Потребителя уменьшается на величину объема отдачи из сети Потребителя в энергопринимающие устройства таких смежных субъектов.

Тарифный уровень напряжения в точке поставки и наличие (отсутствие) электрических связей между энергопринимающими устройствами Потребителя определяются на основании следующих документов:

- актов о технологическом присоединении;
 - актов разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности;
- в случае отсутствия таковых на основании:
- актов допуска ПУ;
 - технических условий;

- однолинейной схемы электроснабжения Потребителя;
- актов осмотра (обследования) электроустановки;
- иных документов, предоставленных Потребителем или являющихся приложениями к договору оказания услуг по передаче электрической энергии, заключенному Потребителем или гарантирующим поставщиком (энергосбытовой, энергоснабжающей организацией) в интересах Потребителя.

Формирование ГТП осуществляется при осуществлении технологического присоединения, при восстановлении (переоформлении) документов о технологическом присоединении и отражается в акте разграничения балансовой принадлежности, оформленным между сетевой организацией и Потребителем.

Величина фактической мощности Потребителя на j -ом уровне напряжения определяется как сумма величин фактической мощности в каждой ГТП Потребителя на j -ом уровне напряжения по формуле:

$$P_{\text{факт}j} = \sum_{n=1}^N P_{\text{факт}n,j}, \text{ кВт} \quad (3.4)$$

где:

j	тарифный уровень напряжения (ВН1, ВН, СН1, СН2, НН)
N	количество ГТП Потребителя на j -ом уровне напряжения
$P_{\text{факт}n,j}$	величина фактической мощности Потребителя в n -ой ГТП на j -ом уровне напряжения, кВт

Величина фактической мощности Потребителя $P_{\text{факт}n,j}$ в n -ой ГТП на j -ом уровне напряжения определяется как максимальное значение за расчетный период из фактических почасовых объемов потребления электрической энергии в данной ГТП (путем суммирования по всем точкам поставки входящим в данную ГТП) по формуле:

$$P_{\text{факт}n,j} = \frac{\sum_d W_{d,n,i}^{\max}}{D}, \text{ кВт} \quad (3.5)$$

где:

$W_{d,n,i}^{\max}$	максимальное значение почасового объема потребления электрической энергии в установленные системным оператором плановые часы пиковой нагрузки в рабочих сутках d расчетного периода в i -ой точке поставки (отдачи), входящей в n -ую ГТП потребителя, с соответствующим знаком (значение для точки отдачи принимается с отрицательным знаком), кВтч
D	Количество рабочих дней в расчетном периоде

ГТП Потребителя считается оборудованной приборами учета, позволяющими измерять почасовые объемы потребления электрической энергии, в случае если такими приборами учета оборудованы все точки поставки, входящие в данную ГТП, кроме тех точек поставки, для которых в соответствии с настоящим пунктом допускается использование интегральных приборов учета.

Использование интегральных приборов учета допускается в точках поставки, относящихся к объектам электросетевого хозяйства классом напряжения до 10 кВ включительно, при условии, что суммарная максимальная мощность в данных точках поставки не превышает 2,5 процента суммарной максимальной мощности всех точек

поставки, входящих в ГТП Потребителя. В этом случае при формировании почасовых объемов потребления электрической энергии учет объемов потребления электрической энергии в точках поставки, оборудованных интегральными приборами учета, производится следующим образом. Суммарный объем потребления электрической энергии за расчетный период по точкам поставки, оборудованным интегральными приборами учета, распределяется по часам расчетного периода пропорционально доле объема потребления электрической энергии за каждый час расчетного периода, определенного суммарно по всем точкам поставки, оборудованным приборами учета, позволяющими измерять почасовые объемы потребления электрической энергии, в суммарном объеме потребления электрической энергии за расчетный период по всем точкам поставки, оборудованным приборами учета, позволяющими измерять почасовые объемы потребления электрической энергии по формуле:

$$W_{n,i,t} = \left(W_{n,t} / W_{n,\Sigma t} \right) * W_{n,i,\text{отд}}, \text{ кВтч} \quad (3.6)$$

где:

$W_{n,t}$	почасовой объем потребления электрической энергии в час t расчетного периода в точках поставки, оборудованных почасовым учетом электроэнергии, входящих в n -ую ГТП Потребителя, кВтч
$W_{n,\Sigma t}$	суммарный расход электрической энергии по всем, входящим в ГТП точкам поставки, оборудованным приборами учета, позволяющими измерять почасовые объемы потребления электрической энергии, кВтч
$W_{n,i,\text{отд}}$	объем потребления электрической энергии за расчетный период в i -ой точке отдачи, кВтч

В случае если прибор учета, позволяющий измерять почасовые объемы потребления электрической энергии, расположен не на границе балансовой принадлежности, почасовой объем потребления электрической энергии, определенный на основании показаний такого прибора учета, подлежит корректировке на величину потерь электрической энергии, возникающих на участке сети от границы балансовой принадлежности до места установки прибора учета.

При отсутствии в договоре энергоснабжения (договоре купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности)), договоре оказания услуг по передаче электрической энергии порядка распределения объема потерь электрической энергии по часам расчетного периода, потери электрической энергии распределяются по часам расчетного периода пропорционально доле объема потребления электрической энергии в соответствующий час расчетного периода в суммарном объеме потребления электрической энергии за расчетный период, определенном на основании показаний такого прибора учета.

При несоблюдении Потребителем требований Основных положений об оборудовании ГТП приборами учета, позволяющими измерять почасовые объемы потребления электрической энергии, определение почасовых объемов потребления электрической энергии производится согласно п. 181 Основных положений.

3.1.2. Расчетный способ

В случаях непредставления потребителем показаний расчетного прибора учета, 2-кратного недопуска к расчетному прибору учета, неисправности, утраты или истечения срока межповерочного интервала расчетного прибора учета либо его

демонтажа в связи с поверкой, ремонтом или заменой, а также в отсутствие прибора учета объем потребления электрической энергии (мощности) ($W_{\text{расч}}^{\text{ЮЛ}}$) определяется расчетным способом.

$$W_{\text{расч}}^{\text{ЮЛ}} = W_{\text{непред}}^{\text{ЮЛ}} + W_{\text{недопуск}}^{\text{ЮЛ}} + W_{\text{неиспр}}^{\text{ЮЛ}} + W_{\text{отсутств}}^{\text{ЮЛ}}, \text{ кВтч} \quad (3.7)$$

где:

$W_{\text{непред}}^{\text{ЮЛ}}$	объем электрической энергии, определяемый в случае непредставления показаний прибора учета, кВтч
$W_{\text{недопуск}}^{\text{ЮЛ}}$	объем электрической энергии, определяемый в случае 2-кратного недопуска к расчетному прибору учета, кВтч
$W_{\text{неиспр}}^{\text{ЮЛ}}$	объем электрической энергии, определяемый в случае неисправности, утраты или истечения срока межповерочного интервала расчетного прибора учета либо его демонтажа в связи с поверкой, ремонтом или заменой, кВтч
$W_{\text{отсутств}}^{\text{ЮЛ}}$	объем электрической энергии, определяемый в отсутствие прибора учета, кВтч

- *Определение объема электрической энергии (мощности) при непредставлении показаний прибора учета.*

В случае непредставления потребителем показаний расчетного прибора учета в установленные сроки объем потребления электрической энергии (мощности) и оказанных услуг по передаче электрической энергии определяется в порядке, установленном п. 166, 182, 183 Основных положений.

- *Определение объема электрической энергии (мощности) при 2-кратном недопуске к расчетному прибору учета.*

В случае недопуска сетевой организации к приборам учета в указанные в уведомлении дату и время сетевая организация составляет акт о недопуске к приборам учета, в котором указывает дату и время, когда произошел факт недопуска, адрес энергопринимающих устройств (энергетических установок, объектов электросетевого хозяйства), в отношении которых установлен прибор учета, допуск к которому не был обеспечен, и обоснования необходимости такого допуска. Указанный акт составляется в количестве экземпляров по числу участвующих лиц и подписывается уполномоченными представителями сетевой организации и гарантирующего поставщика (энергоснабжающей, энергосбытовой организации), а в случае отсутствия последнего - двумя незаинтересованными лицами.

После этого сетевая организация повторно направляет потребителю (производителю электрической энергии (мощности) на розничном рынке) указанное уведомление.

В случае 2-кратного недопуска к расчетному прибору учета, установленному в границах энергопринимающих устройств потребителя, для проведения контрольного снятия показаний или проведения проверки приборов учета объем потребления электрической энергии (мощности) и оказанных услуг по передаче электрической энергии начиная с даты, когда произошел факт 2-кратного недопуска, вплоть до даты допуска к расчетному прибору учета определяется в порядке, установленном п. 166 Основных положений для определения таких объемов начиная с третьего расчетного

периода для случая непредставления показаний прибора учета в установленные сроки.

- *Определение объема электрической энергии (мощности) при неисправности, утраты или истечения срока межповерочного интервала расчетного прибора учета либо его демонтажа в связи с поверкой, ремонтом или заменой.*

В случае неисправности, утраты или истечения срока межповерочного интервала расчетного прибора учета либо его демонтажа в связи с поверкой, ремонтом или заменой определение объема потребления электрической энергии (мощности) и оказанных услуг по передаче электрической энергии осуществляется в порядке, установленном п. 166 Основных положений для случая непредоставления показаний прибора учета в установленные сроки.

В случае если в течение 12 месяцев расчетный прибор учета повторно вышел из строя по причине его неисправности или утраты, то определение объема потребления электрической энергии (мощности) и оказанных услуг по передаче электрической энергии осуществляется:

с даты выхода расчетного прибора учета из строя и в течение одного расчетного периода после этого - в порядке, установленном п. 166 Основных положений для определения таких объемов в течение первых 2 расчетных периодов в случае непредставления показаний прибора учета в установленные сроки;

в последующие расчетные периоды вплоть до допуска расчетного прибора учета в эксплуатацию - в порядке, установленном п. 166 Основных положений для определения таких объемов начиная с 3-го расчетного периода для случая непредставления показаний прибора учета в установленные сроки.

- *Определение объема электрической энергии (мощности) в отсутствие прибора учета.*

В отсутствие прибора учета объем потребления электрической энергии (мощности) и оказанных услуг по передаче электрической энергии определяется в порядке, установленном п. 181 Основных положений.

3.1.3. Определение объема безучетного потребления электрической энергии.

Объем безучетного потребления электрической энергии определяется с применением расчетного способа в порядке, установленном п. 195 Основных положений.

3.2. Расчет объема переданной электроэнергии потребителям коммунальной услуги по электроснабжению и исполнителям коммунальных услуг

Суммарный объем электрической энергии, переданной потребителям электроэнергии физическим лицам, определяется как сумма объемов переданной электроэнергии каждому такому потребителю следующим образом:

- *расчет объема электроэнергии, переданной потребителям - физическим лицам в жилых и нежилых помещениях:*

$$W_{\Sigma}^{\Phi\text{Л}} = \sum (W_{\text{ПУ}}^{\Phi\text{Л}} + W_{\text{расч}}^{\Phi\text{Л}} + W_{\text{БУ}}^{\Phi\text{Л}} \pm \Delta W_{\text{пер}}^{\Phi\text{Л}}), \text{ кВтч} \quad (3.8)$$

- расчет объема электроэнергии, переданной потребителям - физическим лицам, владеющими на праве собственности жилыми помещениями в МКЖД при непосредственном способе управления или при отсутствии выбранного способа управления данным МКЖД при наличии общедомового прибора учета осуществляется по показаниям такого прибора учета с учетом корректировки на величину потерь электрической энергии, возникающих на участке сети от границы балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) до места установки прибора учета.

- расчет объема электроэнергии, переданной потребителям - физическим лицам, владеющими на праве собственности жилыми помещениями в МКЖД при непосредственном способе управления или при отсутствии выбранного способа управления данным МКЖД и при отсутствии общедомового прибора учета:

$$W_{\Sigma}^{\text{ФЛ(НСУ)}} = \Sigma(W_{\text{ПУ}}^{\text{ФЛ}} + W_{\text{расч}}^{\text{ФЛ}} + W_{\text{БУ}}^{\text{ФЛ}} \pm \Delta W_{\text{пер}}^{\text{ФЛ}} + W_{\text{ОДН}}^{\text{ФЛ}}), \text{ кВтч} \quad (3.9)$$

где:

$W_{\text{ПУ}}^{\text{ФЛ}}$	объем потребленной электрической энергии, определяемый по показаниям приборов учета, кВтч;
$W_{\text{расч}}^{\text{ФЛ}}$	объем потребленной электрической энергии, определяемый расчетным способом, кВтч;
$W_{\text{БУ}}^{\text{ФЛ}}$	объем безучетного потребления электрической энергии, рассчитываемый на основании акта о неучтенном потреблении, кВтч;
$\Delta W_{\text{пер}}^{\text{ФЛ}}$	объем перерасчетов потребленной электрической энергии (мощности) по точке поставки, предъявленных потребителю, в том числе по решению суда, кВтч;
$W_{\text{ОДН}}^{\text{ФЛ}}$	приходящийся на потребителя объем электроэнергии, израсходованный на общедомовые нужды в МКЖД, определяемый по формуле 14.1 кВтч;

3.2.1. Расчет по показаниям приборов учета

Объем переданной электроэнергии по показаниям приборов учета в жилом и нежилом помещении в соответствующей зоне суток (в случае расчета по зонам суток) ($W_{\text{ПУЗ}}^{\text{ФЛ}}$) определяется следующим образом:

$$W_{\text{ПУЗ}}^{\text{ФЛ}} = (N_{\text{К}} - N_{\text{Н}}) \cdot K_{\text{расч}} \pm \Delta W, \text{ кВтч} \quad (3.10)$$

где:

$N_{\text{К}}$	показания приборов учета на конец расчетного периода, с учетом разрядности прибора учета и возможного перехода через ноль;
$N_{\text{Н}}$	показания приборов учета на начало расчетного периода;
$K_{\text{расч}}$	расчетный коэффициент, определяется согласно формуле 3.3;
ΔW	величина потерь электроэнергии, возникающих на участке сети от границы балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) до места установки прибора учета,

	определяемая в соответствии с положениями действующего законодательства РФ, кВтч.
z	Зона суток

Если в результате применения расчетных способов определения объема потребления выставленный потребителю объем в предшествующие расчетные периоды превышает его фактическое потребление, определенное по показаниям прибора учета (при условии соответствия прибора учета требованиям НТД и пригодности к коммерческому учету), то производится перерасчет выставленного объема потребления.

При наличии в расчетном периоде нескольких показаний приборов учета, соответствующих критериям достоверности, к расчету принимаются наибольшие показания из снятых ТСО контрольных показаний и показаний, переданных потребителем.

В случае если объем потребления какого-либо потребителя, указанный в реестре гарантирующего поставщика, предоставляемом ТСО в соответствии с п. 162 ПНД, меньше установленного для такого потребителя норматива потребления электроэнергии, ТСО вправе запросить у гарантирующего поставщика копии документов, подтверждающих данные об объемах потребления электрической энергии таким потребителем. К расчету объема услуг по передаче электрической энергии в данном случае принимаются только объем, подтвержденный документально, по запросу ТСО, либо объем потребления, соответствующий нормативу потребления электроэнергии для такого потребителя.

3.2.2. Расчетный способ определения объема

В случаях непредставления потребителем показаний расчетного прибора учета, выхода из строя или утраты прибора учета (в том числе в случаях демонтажа прибора учета в связи с поверкой, ремонтом, заменой), истечения срока эксплуатации расчетного прибора, 2-кратного недопуска к расчетному прибору учета объем потребления электрической энергии ($W_{\text{расч}}^{\text{ФЛ}}$) определяется расчетным способом.

$$W_{\text{расч}}^{\text{ФЛ}} = W_{\text{непред}}^{\text{ФЛ}} + W_{\text{вышел ПУ}}^{\text{ФЛ}} + W_{\text{недопуск}}^{\text{ФЛ}} + W_{\text{отсутств.ПУ}}^{\text{ФЛ}}, \text{ кВтч} \quad (3.11)$$

где:

$W_{\text{непред}}^{\text{ФЛ}}$	объем электрической энергии, определенный в случае не представления показаний расчетного прибора учета, кВтч;
$W_{\text{вышел ПУ}}^{\text{ФЛ}}$	объем электрической энергии, определенный в случае выхода из строя или утраты прибора учета (в том числе в случаях демонтажа прибора учета в связи с поверкой, ремонтом, заменой), истечения срока эксплуатации расчетного прибора, кВтч;
$W_{\text{недопуск}}^{\text{ФЛ}}$	объем электрической энергии, определенный в случае 2-кратного недопуска к расчетному прибору учета, кВтч;
$W_{\text{отсутств.ПУ}}^{\text{ФЛ}}$	объем электрической энергии, определенный в случае отсутствия расчетного прибора учета (отсутствие факта ввода в эксплуатацию прибора учета в прошлых отчетных периодах)

- *Определение объема электрической энергии при не предоставлении показаний прибора учета.*

Объем переданной электрической энергии потребителю в жилом или нежилом помещении за расчетный период ($W_{\text{непред}}^{\text{ФЛ}}$) определяется исходя из среднесуточного объема потребления электроэнергии с учетом потерь.

с 1 по 3 расчетный период для жилого помещения (с 1-го расчетного периода и далее для нежилого помещения):

$$W_{\text{непред}(1-3)}^{\text{ФЛ}} = W_{\text{ср.сут}} \times N_{\text{дн.}}, \text{ кВтч} \quad (3.12)$$

где:

$W_{\text{ср.сут}}$	Среднесуточный объем потребления электрической энергии (кВтч), определяемый как отношение объема электрической энергии, потребленного в период, взятый для расчета среднесуточного потребления электроэнергии, и количества дней в данный период.
$N_{\text{дн.}}$	Количество дней в расчетном периоде, дн.

Требования для выбора показаний, принятых для расчета среднесуточного объема потребления электроэнергии:

- период между показаниями должен составлять не менее 6 месяцев без разрывов; в случае если период работы прибора учета составил меньше 6 месяцев, среднесуточное потребление электроэнергии производится за фактический период работы прибора учета, но не менее 3 месяцев;

- прибор учета в периоде между показаниями, используемыми для определения среднесуточного расхода, имеет состояние «Работает, нет несоответствий» (отсутствует заявка на замену прибора учета;

- если период работы прибора учета составил меньше 3 месяцев $W_{\text{непред}}^{\text{ФЛ}}$ определяется как $W_{\text{непред}(4-\infty)}^{\text{ФЛ}}$;

с 4-го расчетного периода и далее для жилого помещения:

$$W_{\text{непред}(4-\infty)}^{\text{ФЛ}} = n_i \cdot N \cdot k \quad (3.13)$$

где:

n_i	количество граждан, постоянно и временно проживающих в i-м жилом помещении с учетом изменения количества проживающих в течение расчетного периода, чел.
N	норматив потребления электроэнергии на одного человека в регионе присутствия РСК, кВтч
k	повышающий коэффициент, равный 1,5

- *Определение объема электрической энергии в случае выхода из строя или утраты прибора учета (в том числе в случаях демонтажа прибора учета в связи с поверкой, ремонтом, заменой), истечения срока эксплуатации расчетного прибора.*

Объем переданной электрической энергии потребителю в жилом или нежилом помещении за расчетный период ($W_{\text{вышел ПУ}}^{\text{ФЛ}}$) рассчитывается:

- с 1 по 3 расчетный период для жилого помещения (с 1-го расчетного периода и далее для нежилого помещения): аналогично определению объема электрической энергии при не представлении показаний прибора учета $W_{\text{непред}(1-3)}^{\text{ФЛ}}$;

- с 4-го расчетного периода и далее для жилого помещения: исходя из норматива потребления электроэнергии аналогично определению объема $W_{\text{непред}(4-\infty)}^{\text{ФЛ}}$.

- *Определение объема электрической энергии в случае 2-кратного недопуска к расчетному прибору учета.*

Объем переданной электрической энергии потребителю в жилом или нежилом помещении за расчетный период ($W_{\text{недопуск}}^{\text{ФЛ}}$) рассчитывается:

- с даты составления акта недопуска до даты проведения проверки (но не более 3 расчетных периодов для жилого помещения): аналогично определению объема электрической энергии при не представлении показаний прибора учета $W_{\text{непред}(1-3)}^{\text{ФЛ}}$;

- с 4-го расчетного периода для жилого помещения: исходя из норматива потребления электроэнергии аналогично определению объема $W_{\text{непред}(4-\infty)}^{\text{ФЛ}}$.

- *Расчетный способ определения объема в случае отсутствия расчетного прибора учета (отсутствие факта ввода в эксплуатацию прибора учета в прошлых отчетных периодах).*

Объем переданной электрической энергии потребителю в жилом помещении за расчетный период в случае отсутствия расчетного прибора учета ($W_{\text{отсутств.ПУ}}^{\text{ФЛ}}$) рассчитывается исходя из норматива потребления электроэнергии аналогично определению объема электрической энергии $W_{\text{непред}(4-\infty)}^{\text{ФЛ}}$.

Объем переданной электрической энергии потребителю в нежилом помещении за расчетный период рассчитывается аналогично определению объема электрической энергии $W_{\text{непред}(1-3)}^{\text{ФЛ}}$, а при отсутствии данных для расчета - расчетным способом, аналогичным тому, который определен в договоре электроснабжения между исполнителем коммунальной услуги и ресурсоснабжающей организацией в целях расчета объема потребления коммунального ресурса в нежилых помещениях, не оборудованных индивидуальными приборами учета, а при отсутствии такого условия - расчетным способом, установленным в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации об электроснабжении.

3.2.3. Объем потребленной электрической энергии многоквартирным домом на общедомовые нужды

Объем потребленной электрической энергии многоквартирным домом на общедомовые нужды ($W^{\text{ОДН}}$), переданной исполнителю коммунальных услуг в МКЖД, определяется следующим образом:

$$W^{\text{ОДН}} = W_{\text{ПУ}}^{\text{ОДН}} + W_{\text{вышел ПУ}}^{\text{ОДН}} + W_{\text{отсутств.ПУ}}^{\text{ОДН}} \quad (3.14)$$

Объем электроэнергии, израсходованный на общедомовые нужды в МКЖД при непосредственном способе управления или при отсутствии выбранного способа управления данным МКЖД:

$$W_{\text{ОДН}}^{\text{ФЛ}} = W_{\text{ОДН}}^{\text{ОДН}} - W_{\text{ОДН}}^{\text{ЮЛ}} \quad (3.15)$$

где:

$W_{\text{ПУ}}^{\text{ОДН}}$	объем ОДН, определяемый при наличии ОДПУ, кВтч;
$W_{\text{вышел ПУ}}^{\text{ОДН}}$	объем ОДН, определяемый в случае утраты или выхода из строя ОДПУ (в том числе в случае демонтажа прибора учета в связи с поверкой, ремонтом, заменой), истечения срока эксплуатации расчетного прибора, 2-кратного недопуска к расчетному прибору учета, кВтч;
$W_{\text{отсутств.ПУ}}^{\text{ОДН}}$	объем ОДН, определяемый в случае отсутствия ОДПУ (отсутствие факта ввода в эксплуатацию прибора учета в прошлых отчетных периодах), кВтч.

- *Определение объема ОДН по показаниям прибора учета.*

При наличии ОДПУ объем потребленной электрической энергии многоквартирным домом на общедомовые нужды в соответствующей зоне суток (в случае расчета по зонам суток) ($W_{\text{ПУЗ}}^{\text{ОДН}}$) определяется следующим образом:

$$W_{\text{ПУЗ}}^{\text{ОДН}} = (N_{\text{к}}^{\text{ОДН}} - N_{\text{н}}^{\text{ОДН}}) \cdot K_{\text{расч}} - W_{\Sigma}^{\text{ФЛ(МКЖД)}} - W_{\Sigma}^{\text{ОП}}, \text{ кВтч} \quad (3.16)$$

где:

$N_{\text{к}}^{\text{ОДН}}$	показания ОДПУ на конец расчетного периода, с учетом разрядности прибора учета и возможного перехода через ноль;
$N_{\text{н}}^{\text{ОДН}}$	показания ОДПУ на начало расчетного периода, с учетом применения расчетных способов в предшествующие расчетные периоды;
$K_{\text{расч}}$	расчетный коэффициент, определяется согласно формуле 3.3;
$W_{\Sigma}^{\text{ФЛ(МКЖД)}}$	суммарный объем электроэнергии, отпущенной потребителям - физическим лицам в данном МКЖД, определяемый по формуле 3.8. Величина используется в формуле 3.17 в случае, если гарантирующий поставщик самостоятельно рассчитывает потребителей - физических лиц в данном МКЖД, кВтч.

- *Определение объема ОДН в случае утраты или выхода из строя ОДПУ (в том числе в случае демонтажа прибора учета в связи с поверкой, ремонтом, заменой), истечения срока эксплуатации расчетного прибора, 2-кратного недопуска к расчетному прибору учета.*

Объем $W_{\text{вышел ПУ}}^{\text{ОДН}}$ определяется в следующем порядке:

- с 1 по 3 расчетный период: исходя из рассчитанного среднемесячного объема потребления электроэнергии, определенного по показаниям ОДПУ за период не менее 6 месяцев, а если период работы прибора учета составил меньше 6 месяцев, - то за фактический период работы прибора учета, но не менее 3 месяцев:

$$W_{\text{вышел ПУ}(1-3)}^{\text{ОДН}} = \frac{\sum_{m=1}^M W_{\text{ПУ}m}^{\text{ОДН}}}{M}, \text{ кВтч} \quad (3.17)$$

где:

$W_{\text{ПУ}m}^{\text{ОДН}}$	объем потребленной электрической энергии многоквартирным домом на общедомовые нужды рассчитанный по показаниям ОДПУ в месяце m , кВтч;
M	количество месяцев, принятых при расчете среднемесячного объема.

– с 4-го расчетного периода и далее, а также в случае отсутствия показаний ОДПУ за период не менее 3 месяцев: объем $W_{\text{вышел ПУ}}^{\text{ОДН}}$ определяется аналогично определению объема электрической энергии при отсутствии ОДПУ ($W_{\text{отсутств.ПУ}}^{\text{ОДН}}$).

• *Определение объема ОДН в случае отсутствия ОДПУ (отсутствие факта ввода в эксплуатацию прибора учета в прошлых отчетных периодах).*

$$W_{\text{отсутств ПУ}}^{\text{ОДН}} = N^{\text{ОДН}} \cdot S^{\text{общ}}, \text{ кВтч} \quad (3.18)$$

где:

$N^{\text{ОДН}}$	норматив потребления электрической энергии на ОДН за расчетный период в многоквартирном доме, установленный в соответствии с Правилами установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг, утвержденными постановлением Правительства РФ от 23.05.2006 N 306, кВтч/м ² ;
$S^{\text{общ.}}$	общая площадь помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме, м ² .

3.2.4. Определение объема безучетного потребления

Для потребителей коммунальных услуг расчет объемов безучетного потребления осуществляется в соответствии с п. 62, 81(11) Правил предоставления коммунальных услуг.

3.3. Расчет объема электрической энергии, переданной на собственные нужды генераторов розничного рынка

Суммарный объем электрической энергии, переданной сетевой организацией производителям электрической энергии на розничном рынке ($W^{\text{генPP}}$) определяется по границе балансовой принадлежности объектов электросетевого хозяйства производителя следующим образом:

$$W^{\text{генPP}} = \sum_h \max(0; W_{\text{потр.,h}}^{\text{Ген}} - W_{\text{выр.,h}}^{\text{Ген}}), \text{ кВтч} \quad (3.19)$$

где:

$W_{\text{потр.,h}}^{\text{Ген}}$	объем собственного потребления электрической энергии производителем в час h расчетного периода, кВтч;
-----------------------------------	---

$W_{\text{выр.,}h}^{\text{Ген}}$	объем выработанной электрической энергии производителем в час h расчетного периода, кВтч;
----------------------------------	---

4. Определение объема электроэнергии, приобретаемой ТСО с целью компенсации потерь

Объем фактических потерь электрической энергии, возникших за расчетный период в объектах электросетевого хозяйства сетевой организации ($W_{\text{факт}}^{\text{пот}}$), определяется как разница объема электрической энергии, переданной в принадлежащие ТСО объекты электросетевого хозяйства, и объема электрической энергии, переданной из принадлежащих ТСО объектов электросетевого хозяйства в объекты электросетевого хозяйства смежных сетевых организаций, объем электрической энергии, которая поставлена по договорам энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности)) и потреблена энергопринимающими устройствами, присоединенными к объектам электросетевого хозяйства ТСО по формуле:

$$W_{\text{факт}}^{\text{пот}} = W_{\Sigma}^{\text{прием}} - W^{\text{со}} - \sum_U W_{\Sigma}^{\text{ЮЛ}} - W_{\Sigma}^{\text{ФЛ}} - W^{\text{генРР}}, \text{ кВтч} \quad (3.20)$$

где:

$W_{\Sigma}^{\text{прием}}$	объем электрической энергии, полученной в объекты электросетевого хозяйства ТСО из других сетей или от производителей электрической энергии, кВтч;
$W^{\text{со}}$	объем электрической энергии, отпущенной из сетей ТСО смежным сетевым организациям, кВтч;
$\sum_U W_{\Sigma}^{\text{ЮЛ}}$	объем электрической энергии, отпущенной из сетей ТСО потребителям - юридическим лицам суммарно по всем уровням напряжения, кВтч;

Объем электрической энергии полученной (отпущенной) в объекты электросетевого хозяйства ТСО определяется по границе балансовой принадлежности (в сечение) объектов электросетевого хозяйства Субъектов оптового и розничных рынков электроэнергии по показаниям приборов (систем) учета:

В сечение с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности - на основании данных АИИС КУЭ субъектов оптового рынка.

В сечение со смежными сетевыми организациями - на основании согласованных данных приборов учета по договору об оказании услуг по передаче электрической энергии, заключенному ТСО со смежными сетевыми организациями.

В сечение с производителями розничного рынка - согласно данным приборов учета производителя розничного рынка электроэнергии согласованных с гарантирующим поставщиком.

В сечение с иными собственниками электросетевого хозяйства - согласно данным ПУ ТСО или Потребителя, включенных в договор энергоснабжения (купли-продажи) Потребителя с гарантирующим поставщиком.

Объем электрической энергии, подлежащей покупке ТСО для целей компенсации потерь электрической энергии у гарантирующего поставщика ($W_{\text{ГП}}^{\text{пот}}$), определяется следующим образом:

$$W_{\text{ГП}}^{\text{пот}} = W_{\text{факт}}^{\text{пот}} - W_{\text{ВИЭ}}^{\text{пот}} - W_{\text{Ген}}^{\text{пот}} \pm \Delta W_{\text{нб}}^{\text{пот}} \pm \Delta W_{\text{пер}}^{\text{пот}}, \text{ кВтч} \quad (3.21)$$

где:

$W_{\text{ВИЭ}}^{\text{пот}}$	объем покупки электрической энергии ТСО за расчетный период, произведенной на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированными генерирующими объектами, в целях компенсации потерь электрической энергии, определяемый в соответствии с Основными положениями, кВтч;
$W_{\text{Ген}}^{\text{пот}}$	объем покупки электрической энергии за расчетный период, покупаемый ТСО у иных генерирующих объектов, в целях компенсации потерь электрической энергии, определяемый в соответствии с Основными положениями, кВтч;
$\Delta W_{\text{нб}}^{\text{пот}}$	объем небаланса электрической энергии, приходящийся на ТСО, определяемый согласно п. 190 Основных положений, кВтч;
$\Delta W_{\text{пер}}^{\text{пот}}$	объем перерасчетов покупной электрической энергии (мощности), предъявленных ТСО в случае изменения объема потребления электрической энергии (мощности), выставленного потребителю, в том числе по решению суда, кВтч.

С целью применения предельных уровней цен гарантирующего поставщика в соответствии с Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии объем покупки ТСО электрической энергии в целях компенсации потерь подразделяется на объем потерь, соответствующий величине потерь, учтенной в сводном прогнозном балансе за соответствующий расчетный период в отношении сетевой организации, а также объем потерь в размере превышения учтенной в сводном прогнозном балансе величины.

Перечень мероприятий по снижению потерь электроэнергии

№ п/п	Причины возникновения потерь	Инструменты по снижению	Срок внедрения/ Срок получения эффекта, мес.	
1.	Технические потери	Ежемесячный расчет технологических потерь электроэнергии	2	3
2.	Рост нагрузочных потерь	Оптимизация процесса диспетчирования (в том числе с системным оператором)	2	3
		Оптимизация схемы распределительной электрической сети (размыкание контуров)	6	12
		Учет необходимости оптимизации загрузки оборудования через формирование и реализацию инвестиционных программ	6	12
3.	Рост потерь холостого хода	Замена силовых трансформаторов, работающих в режиме недогрузки	12	24
4.	Неудовлетворительное состояние электрических сетей	Комплексная модернизация распределительных сетей	12	от 12
5.	Не технические потери	Внедрение сквозной системы ключевых показателей эффективности для стимулирования снижения потерь электроэнергии, в том числе для персонала технического блока (в частности, по ненадлежащей эксплуатации и нарушениям в системе учета)	2	3
6.	Хищения электроэнергии	Обеспечение подразделений учета электроэнергии инструментом, приспособлениями и приборами, позволяющими оптимизировать процесс технической проверки, а также аппаратурой, позволяющей определять приборы учета, подвергнувшиеся техническим изменениям	4	6
		Обучение персонала подразделений учета электроэнергии теории и практическим навыкам при выявлении и активировании фактов неучтенного потребления; Качественное изменение персонала по учету электроэнергии. Внедрение корпоративной системы профессиональной подготовки специалистов по коммерческому учету электроэнергии	1	3 - 12
		Создание в исполнительном аппарате филиала / производственном отделении с высокими потерями э/э специализированных бригад, направленных исключительно на работу по анализу, выявлению и активированию фактов хищения электроэнергии (мобильные бригады), проведение первоочередных инструментальных проверок у потребителей с заниженным, по результатам анализа, потреблением	2	3
		Активизация работы подразделений безопасности сетевых компаний, направленной на выявление и пресечение распространения приборов учета, подвергнувшихся техническим изменениям	2	3
		Установка средств визуального контроля (в т.ч. антимагнитных пломб), знаков визуального контроля на приборы учета	От 1	от 2

		Использование приборов учета с функцией регистрации случаев воздействия недопустимых магнитных полей	6	12
		Создание в исполнительном аппарате филиала / производственном отделении с высокими потерями электроэнергии специализированных групп, деятельность которых направлена на выявление и активирование фактов хищения электроэнергии, в том числе с участием представителей подразделений безопасности, в соответствии с установленными лимитами численности и утвержденным фондом оплаты труда (мобильные группы инспекционного контроля)	1	3
		Организация входного контроля вновь устанавливаемых (заменяемых) приборов учета в филиалах	3	4
7.	Преднамеренное занижение объемов потребленной электроэнергии потребителями	Ежемесячное контрольное снятие показаний ПУ в электроустановках потребителей (>5000 кВтч/мес.) с контролем передаваемых потребителем расчетных показаний на конец расчетного периода (контрольный дорасчет по среднесуточному потреблению от контрольных показаний), ежемесячное считывание профилей мощности с интервальных ПУ, анализ динамики потребления, оценка фактического потребления по присоединенной мощности абонентов, постоянный контроль потребления энергоемких потребителей	1	2
		Фото-фиксация контрольных показаний с указанием даты и времени снятия показаний	от 1	3
		Использование рентгеновских установок, в том числе портативных, для выявления модифицированных приборов учета		
8.	Низкая эффективность бизнес-процессов формирования объемов услуг по передаче электроэнергии	Внедрение системы планирования выполнения работ по снятию контрольных показаний приборов учета, ежедневный контроль порядка и объемов выполнения работ	2	3
		Поддержание в актуальном состоянии поопорных схем с привязкой потребителей	1	1
		Определение доли неработающих приборов учета относительно установленных, постоянный контроль эффективности работы парка приборов, фото-фиксация приборов учета при реализации технологического присоединения	1	2
		Установка сетевыми компаниями собственных выносных приборов учета электроэнергии с удаленным доступом на границах балансовой принадлежности с потребителями, в том числе присоединенными к линиям с наибольшими потерями электроэнергии, в т.ч. на ТП 10/0,4 кВ, сужающих круг поиска очагов потерь электроэнергии	6	12
		Внедрение системы ступенчатого контроля выполнения работ и отчетности по итогам каждого рабочего дня, в т.ч. реализация системы «треккинга» - перемещений персонала	3	6
		Внедрение специализированных программных продуктов формирования объемов оказанных услуг (АИС транспорта электроэнергии), реализующих расчетно-аналитические функции в соответствии с нормами Основных положений и ППКУ Формирование нормативно-справочной информации (НСИ) базы данных АИС транспорта электроэнергии	6	12

	Своевременная актуализация НСИ БД АИИС КУЭ в соответствии первичным документам (паспортам-протоколам ИК, действующим свидетельствам о поверке ПУ). Синхронизация НСИ БД АИИС КУЭ и БД АИС транспорта электроэнергии		
	Организация строгой отчетности по: бланкам актов о неучтенном потреблении электроэнергии, по бланкам актов технической проверки, по номерным пломбам	1	2
	Внедрение системы комиссионного рассмотрения актов безучетного потребления	1	2
	Ежемесячное формирование иерархических балансов электроэнергии (баланс РЭС, фидерные балансы (6-10 кВ), балансы по сети 0,4 кВ от ТП) с целью анализа и выявления безучетного и бездоговорного потребления	1	2
	Проведение аналитической работы по уровню и причинам потерь в сетях, планирование работ (баланс по узлам, по ПС, по ВЛ, по ТП)	1	2
	Урегулирование в договорах оказания услуг по передаче электроэнергии существенных условий, в т.ч. условий информационного взаимодействия в процессе формирования и согласования договоров; внедрение в практику работы с гарантирующим поставщиком и ЭСК (ГП) регулярной пообъектной сверки объемов услуг по передаче электроэнергии; заключение соглашений со сбытовыми компаниями об интеграции программных комплексов, обеспечивающих корректное формирование объемов услуг по передаче электроэнергии, соответствующая интеграция комплексов	3	4
	Создание совещательных органов (Комиссий, Советов по потерям) совместно с гарантирующими поставщиками для сверки объемов потерь и координации действий по снижению уровня потерь в регионе	1	2
	Мотивация персонала филиалов за выявление фактов неучтенного потребления электроэнергии и персонала РЭС за достижение целевых показателей потерь ниже утвержденных контрольных значений, соответствующая система демотивации персонала Разработка и внедрение положения о материальном стимулировании работников за выявление безучетного и бездоговорного потребления электроэнергии (в том числе с использованием типового положения о материальном стимулировании работников за выявление безучетного и бездоговорного потребления и типового положения о распределении экономического эффекта от снижения потерь электроэнергии, утвержденных распоряжением ПАО «Россети» от 12.03.2014 № 105р) с учетом выполнения задач по снижению операционных расходов	1	2
	Контроль исполнения графиков поверки приборов учета и измерительных трансформаторов на ПС, ТП и у потребителей; Контроль корректности применяемых в расчетах коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения на основе действующих свидетельств о поверке	1	2
	Заключение договоров с потребителями для дополнительного снятия контрольных показаний	1	3

		Установка выносных приборов учета электроэнергии с удаленным доступом на границах балансовой принадлежности с потребителями, приобретение и установка которых финансируется совместно потребителем и сетевой компанией	3	6
9.	Низкая эффективность введения ограничений	Контроль отключенного состояния потребителей по заявкам гарантирующих поставщиков для снижения потерь электроэнергии, документальная фиксация нарушений, передача документов в подразделение безопасности для подготовки материалов и передаче правоохранительным органам	1	2
10.	Проблемы, связанные с системами учета			
11.	Неэффективная эксплуатация систем учета электроэнергии	Опломбировка, установка защитных устройств (ЗВК) на переходных и клеммных колодках цепей учета на ПС Проверка схем включения расчетных и технических приборов учета на ПС, состояния каналаобразующей аппаратуры, состояния цепей учета (тока и напряжения) на ПС и ТП	2	3
		Организация эффективного контроля и фактического выполнения работ по восстановлению работоспособности АИИС КУЭ и автоматизированных систем сбора данных	1	2
12.	Неэффективная реализация программ перспективного развития систем учета электроэнергии	Внедрение Единого информационного вычислительного комплекса верхнего уровня, интегрированного с АИС транспорта электроэнергии	6	12
		Внедрение системы планирования работ по модернизации систем учета электроэнергии	3	6
		Внедрение единого протокола обмена между компонентами систем учета электроэнергии	6	12
		Отбор объектов для реализации проектов по созданию систем учета электроэнергии на основе анализа балансов электроэнергии по фидерам 6-10 кВ	3	6
		Организация совместной с ГП работы по допуску приборов учета в эксплуатацию с соблюдением требованиям основных положений функционирования розничного рынка	3	3
13.	Низкая оснащенность современными приборами учета электроэнергии и СИП	Создание автоматизированных систем учета электроэнергии на ГБП с потребителями на участках сети с высокими потерями с использованием механизмов реализации энергосервисных контрактов	6	12
		Учет необходимости финансирования программ по снижению потерь электроэнергии при формировании бизнес-плана компании	6	12
		Формирование инвестиционных программ с учетом необходимости включения обязательных объемов инвестирования для оснащения приборами учета и СИП		
		Установка приборов учета на все многоквартирные жилые дома, выносных приборов учета		
14.	Недостаточное освещение производственной деятельности среди потребителей (PR)	Активное освещение с использованием СМИ негативных последствий для потребителя и неотвратимости наказания в случае выявления фактов хищения электроэнергии	1	2
		Проведение конкурсов среди средств массовой информации на лучшие материалы по тематике снижения потерь электроэнергии в регионе	3	4
15.	Неэффективная работа с региональными регуляторами, органами власти	Обеспечение повышения нормативов на коммунальные услуги в регионе присутствия	6	12
		Контроль действий регулятора с целью исключения повышенного уровня потерь при формировании сбытовой надбавки	6	6

		Проведение системной информационной и практической совместной работы с правоохранительными органами по предупреждению и пресечению фактов правонарушений в части потерь электроэнергии в сетевом комплексе, заключение соответствующих соглашений	2	3
16.	Причины, связанные с организационной структурой компаний и работой персонала			
17.	Низкая квалификация персонала по учету электроэнергии	Использование методических материалов и типовых алгоритмов для анализа данных и принятия решений, формирование базы данных потребителей различных категорий, выделенных по типовому объему потребления, для включения в алгоритм анализа	3	4
		Обучение персонала подразделений учета электроэнергии теории и практическим навыкам (порядку действий) при выявлении и активировании фактов неучтенного потребления; Обучение персонала работе с измерительными приборами; регулярное, не реже 1 раза в месяц, проведение краткосрочных специализированных семинаров	1	2
		Регулярное, не реже одного раза в год, проведение соревнований проф. мастерства бригад по учету электроэнергии. Ежемесячное подведение итогов работы бригад по учету электроэнергии с награждением переходящим символом успешной работы	3	3
18.	Неэффективность бизнес-процессов	Назначение менеджеров МРСК (филиалов МРСК), персонально ответственными за обеспечение нормативного уровня потерь в филиалах (ПО, РЭС) Закрепление за конкретными сотрудниками задачи по снижению потерь и ответственности за ее достижение в разрезе участков сети (фидер 6-10 и 0,4 кВ) Проведение обучающих мероприятий для разработки оптимальных планов мероприятий на примере конкретного РЭС, в том числе с участием представителей кадрового резерва	1	2
		Проведение ежемесячных совещаний на уровне исполнительных аппаратов филиала с руководителями РЭС (начальниками, заместителями по реализации услуг, главными инженерами) по планированию и подведению итогов работы по снижению потерь	1	1
		Доведение индивидуальных плановых показателей до персонала	1	2
19.	Неэффективность и злоупотребления персонала сетевых компаний	Реализация алгоритма мониторинга динамики потерь в РЭС, определение для каждого РЭС сроков достижения целевых показателей уровня потерь электроэнергии, в случае выявления негативных фактов и/или недостижения целевых показателей - принятие организационных и кадровых решений	1	2
		Создание групп инспекционного контроля с целью выявления и недопущения потерь электроэнергии по причинам, связанным с работой персонала	1	2
20.	Нехватка штатной численности персонала по учету электроэнергии	Наращивание численности линейного персонала по учету электроэнергии (при сохранении общей численности) Нормирование и перераспределение персонала подразделений учета электроэнергии в соответствии с количеством обслуживаемых точек учета (при необходимости), совмещение функций персонала Укрупнение РЭС (на основании расчетов эффективности)	3	4

		Привлечение, после оценки организационно-технической возможности, всего персонала РЭС для работы по учету электроэнергии		
21.	Отсутствие тарифных источников финансирования для мероприятий по снижению потерь	Реализация мероприятий с использованием нетарифных источников (энергосервисные контракты)	6	12
22.	Прочие причины на уровне РЭС	<p>Краткосрочные мероприятия:</p> <ul style="list-style-type: none"> - выверка сетевой привязки по выбранным в соответствии с п. 1 ТП; - снятие показаний; - инструментальные проверки систем учета; - проверка отключенных по заявкам ЭСК потребителей; - проверка систем учета у потребителей с собственной ТП; - проведение замеров нагрузок потребителей с низким потреблением, организация по результатам замеров рейдов по выявлению неучтенной электроэнергии; - рейды по выявлению безучетного и бездоговорного потребления, в том числе с привлечением персонала смежных РЭС; - проверка потребителей с установленным пунктом коммерческого учета не менее 1 раза в квартал (в связи с возможным выходом из строя предохранителей в ТН), при наличии у прибора учета оптопорта необходимо производить выгрузку профиля для подтверждения даты выхода из строя; - выполнение заявок потребителей на опломбировку приборов учета (выполняется в полном объеме без учета привязки к проблемному фидеру и ТП); - реализация мероприятий по устранению небаланса по ТП, включенным в АИИС КУЭ (передача на коммерческие расчеты, замена вышедших из строя приборов учета и прочее) 	1	1

