

Обзор электро- энергетической отрасли России



Совершенствуя бизнес,
улучшаем мир

Содержание

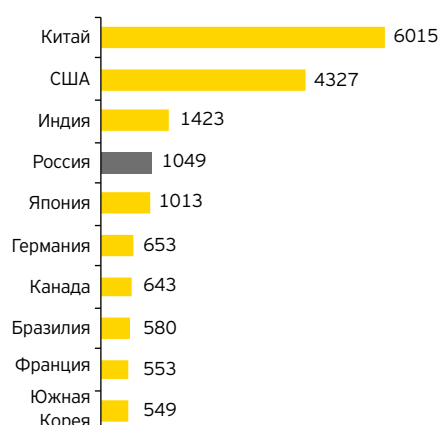
Введение	1
Структура электроэнергетической отрасли	2
Структура рынка теплоэнергии	15
Развитие отрасли в 2016-2017 годах	17
Сдерживающие факторы	22
Инвестиционные возможности	25
Прогнозы развития	32
Заключение	37



Введение

Россия является четвертым энергетическим рынком в мире по объему производства и потребления электроэнергии после Китая, США и Индии. В 2016 году выработка электроэнергии в РФ составила 1049 млрд кВтч, за девять месяцев 2017 года – 769 млрд кВтч.

Производство электроэнергии по странам мира в 2016 году, млрд кВтч



Источник: Global Energy Statistical Yearbook 2017.

По объему установленных мощностей Россия занимает пятое место, уступая кроме вышеназванных стран также Японии. По состоянию на конец третьего квартала 2017 года объем установленных мощностей в электроэнергетике России достиг 240 ГВт.

Россия является нетто-экспортером электроэнергии и мощности. В 2016 году производство электроэнергии превысило потребление на 21,6 млрд кВт*ч¹. Основными странами-импортерами российской электроэнергии являлись Финляндия (26% в структуре экспорта электроэнергии в натуральном выражении), Китай (15,3%), Беларусь (12,5%), Украина (12,5%) и Литва (10,3%)¹.

Электроэнергетика относится к базовым отраслям и имеет важнейшее межотраслевое значение, поскольку уровень и качество энергоснабжения определяют условия производственной деятельности и бытового обслуживания населения².

Электроэнергетика входит в десятку отраслей с наибольшим вкладом в ВВП России. По данным Росстата, в 2016 году на ее долю пришлось 2,6% ВВП России.

Благодаря реформам отрасли, проведенным в 2001-2011 годах, в России появился конкурентный оптовый рынок электроэнергии, что позволило привлечь частные инвестиции в создание и модернизацию генерирующих мощностей.

Дальнейшие реформы, государственная поддержка отдельных сегментов и происходящие технологические изменения могут создать дополнительные точки роста, повысив инвестиционную привлекательность отрасли.

Мы подготовили обзор электроэнергетической отрасли России, в котором представлены структура рынка, динамика и прогнозы основных показателей, а также тенденции, которые могут повысить инвестиционную привлекательность отрасли.

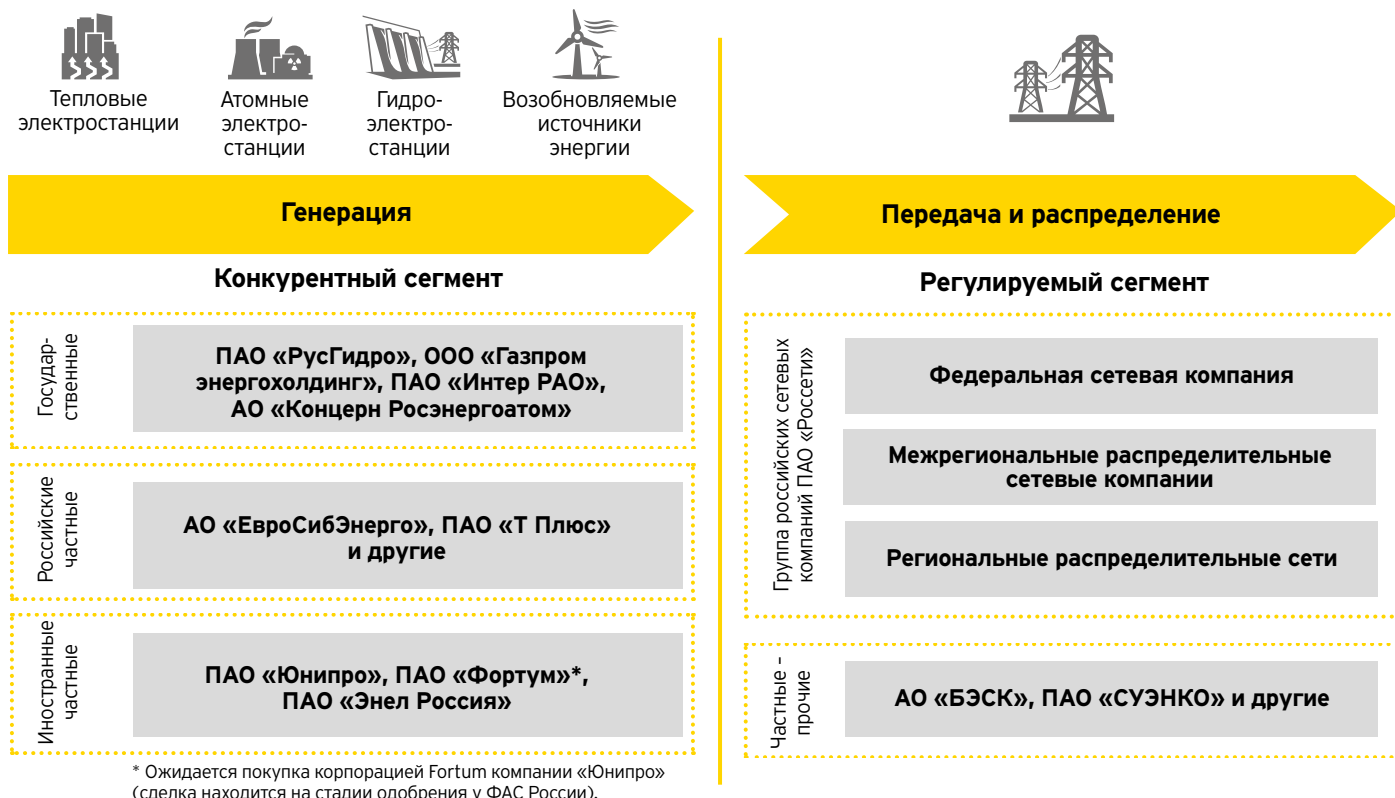
Наш обзор может быть интересен широкому кругу участников рынка, включая инвесторов, в первую очередь зарубежных, сотрудников энергетических компаний, отраслевых экспертов и консультантов. Мы планируем ежегодное обновление данного обзора с учетом полученных отзывов в рамках обратной связи.

¹ Данные Системного оператора (годовой отчет о функционировании ЕЭС 2016).

² «Электроэнергетика России: проблемы выбора модели развития», О.Г. Баркин, И.О. Волкова, И.С. Кожуховский, В.Г. Колесник, А.В. Косыгина, А.И. Лазебник, И.С. Сорокин, Е.Г. Ясин, 2014 год.

Структура электроэнергетической отрасли

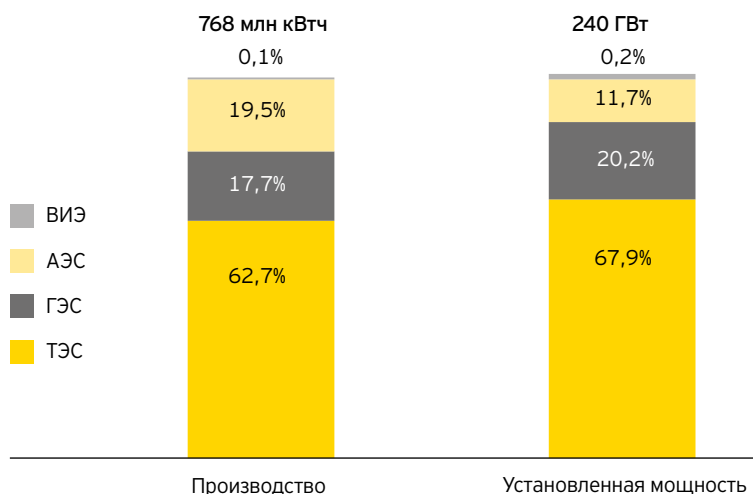
В России действует схема функционирования электроэнергетической отрасли, в которой представлены следующие основные сегменты: генерация, передача и распределение, сбыт электроэнергии и ее непосредственное потребление³.



Генерирующие компании поставляют выработанную электроэнергию в сеть или напрямую крупным промышленным предприятиям.

Совокупная установленная мощность российских генерирующих компаний демонстрировала устойчивый рост в 2011-2016 годах, что обусловлено проведением государственных реформ в энергетической отрасли в 2001-2011 годах. Реформа была направлена на повышение конкуренции в отрасли и стабильности системы, а именно на увеличение резервов мощности и модернизацию оборудования, а также на привлечение инвестиций в российскую энергетику.

Структура производства и установленных мощностей по типам электростанций за девять месяцев 2017 года



Источник: Министерство энергетики РФ.

³ Информация на схеме по данным сайтов компаний (<https://rns.online/energy/FaS-ne-namerena-blokirovat-sdelku-po-pokupke-Fortum-doli-v-Uniper--2017-10-27/>, <http://www.rushydro.ru/investors/stockmarket/capital/>, <http://energoholding.gazprom.ru/about/>, <https://www.interrao.ru/investors/securities-information/shareholder-structure/>, <http://www.rosenergoatom.ru/shareholders/aktsionernyy-kapital/>, <https://www.eurosib.ru/ru/about/investor/>, <http://www.tplusgroup.ru/ir/joint-stock/>, http://www.unipro.energy/shareholders/securities/share_capital/, <https://www3.fortum.com/about-us/our-company/fortum-worldwide/fortum-russia/>, <http://bashas.ru/shareholders-investors/capital/>, <http://www.suenco.ru/o-kompanii/>).



Сбыт

Конкурентно-регулируемый сегмент

Гарантирующие поставщики

Независимые энергосбытовые компании



Потребление энергии

Промышленные компании

Инфраструктурные объекты

Население

К основным задачам сетевых компаний относятся передача электроэнергии и технологическое присоединение новых потребителей. При этом сетевая компания является естественной монополией, и ее деятельность регулируется государством, что подразумевает не только установление тарифов на передачу электроэнергии, но и предоставление потребителям равноправного, недискриминационного доступа к услугам сетей.

Сбытовые компании приобретают электроэнергию у сетевых компаний и в дальнейшем осуществляют ее реализацию конечным потребителям, в том числе населению.

Сбыт электроэнергии конечным потребителям могут осуществлять следующие категории сбытовых компаний: гарантирующие поставщики, энергосбытовые организации, а также напрямую производители электрической энергии и мощности.

Энергосбытовые организации свободны в выборе потребителя, с которым они готовы заключить договор энергоснабжения.

Гарантией того, что конечный потребитель не окажется в ситуации, когда с ним отказались заключать договор все сбытовые организации, служит наличие в электроэнергетической системе гарантирующих поставщиков.

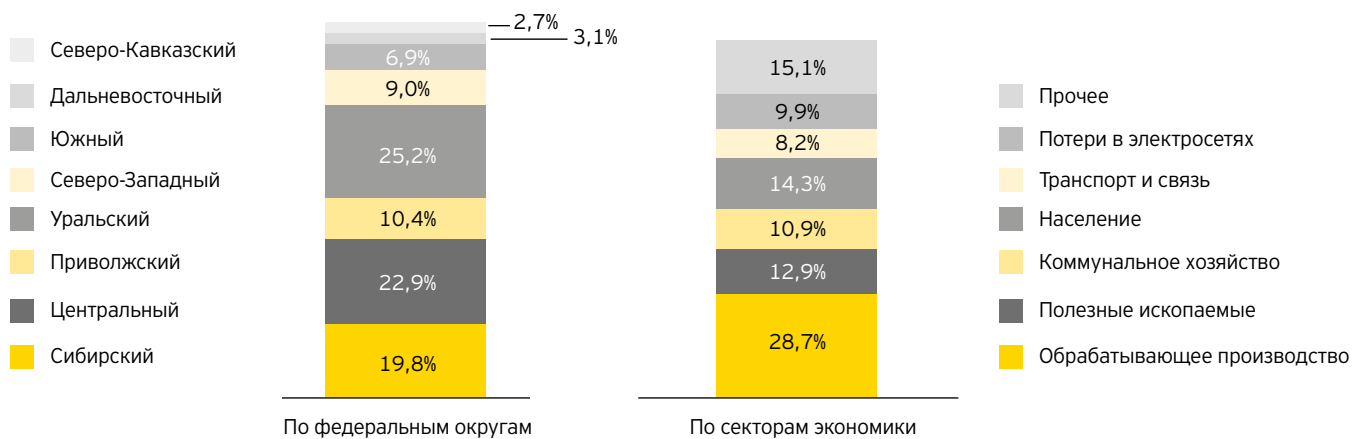
Гарантирующий поставщик – сбытовая компания, обязанная заключить с любым обратившимся к ней физическим или юридическим лицом, находящимся в зоне ее деятельности, договор предоставления электроэнергии. При этом заключаемые между гарантирующим поставщиком и потребителями договоры носят публичный характер, условия которых, включая порядок ценообразования, регламентируются Правительством Российской Федерации.

В 2016 году 75% потребленной электроэнергии в стране пришлось на долю промышленности, населения, транспорта и связи. Потери электроэнергии в сетях составили около 10% от общего объема потребления электроэнергии.

Региональные расхождения в объеме энергопотребления в России связаны с различиями в климатических условиях, в демографической ситуации и уровне развития промышленного производства в разных регионах страны.



Потребление электроэнергии в РФ в разрезе секторов экономики за 2016 год и регионов за девять месяцев 2017 года



Источник: Росстат.

Инфраструктура рынка электроэнергии и мощности

Российская энергетическая система функционирует на основе взаимодействия технологической и коммерческой инфраструктуры, находящейся под государственным контролем, с одной стороны, и организаций, конкурирующих между собой в процессе производства и сбыта электроэнергии, – с другой.

Схема регулирования рынка электроэнергии



Источник: анализ ЕУ по данным открытых источников (<https://www.atsenergo.ru/ats/about>, <https://www.np-sr.ru/ru/activity/priority/index.htm>, <https://cfrenerg.ru/company/>, <https://so-ups.ru/index.php?id=about>).

Классификация рынков электроэнергии и мощности

Рынок электроэнергии и мощности в России представляет собой двухуровневую систему: оптовый и розничный рынки.

Участниками оптового рынка являются генерирующие компании, выступающие в качестве продавцов электроэнергии и мощности, а также покупатели – крупные промышленные предприятия, сбытовые компании и гарантирующие поставщики.

На розничном рынке продавцами являются сбытовые компании и гарантирующие поставщики, компании малой генерации и ВИЭ с установленной мощностью менее 25 МВт. К покупателям относится население, а также приравненные к нему категории потребителей и небольшие предприятия.

Электроэнергия и мощность продаются как два отдельных товара.

Мощность представляет собой товар, покупка которого дает участнику оптового рынка право требовать от продавца мощности поддержания в готовности генерирующего оборудования для выработки электроэнергии установленного качества в объеме, необходимом для удовлетворения потребности указанного участника в электроэнергии.

Существование рынка мощности позволяет избежать дефицита мощности в среднесрочной и долгосрочной перспективе, сформировать у собственников генерирующего оборудования обязательства по поддержанию мощностей в состоянии готовности к работе, а также возместить часть условно постоянных издержек при эксплуатации генерирующих объектов.

Классификация рынков электроэнергии и мощности России

		Тип рынка		
		Оптовый рынок		Розничный рынок
Тип товара	Электроэнергия	Рынок на сутки вперед	Балансирующий рынок	Рынок нерегулируемых цен
		Рынок регулируемых договоров	Рынок свободных договоров	Рынок регулируемых цен
	Мощность	Рынок регулируемых договоров	Договоры о предоставлении мощности (ДПМ)	Рынок нерегулируемых цен
		Рынок свободных договоров	Конкурентный отбор мощности	Рынок регулируемых цен
		Реализация в статусе вынужденного генератора		

Источник: анализ ЕУ.

Согласно требованиям законодательства, все генерирующие станции установленной мощностью свыше 25 МВт осуществляют продажу электроэнергии на оптовый рынок электроэнергии и мощности. Станции мощностью до 25 МВт работают по выбору – на оптовом или на розничном рынке электроэнергии и мощности.

Электроэнергия и мощность реализуются по двум видам договоров:

- ▶ договор энергоснабжения, в рамках которого сбытовая компания обязуется не только продать потребителю электроэнергию, но и оказать услуги по передаче, для чего сбытовая компания заключает договор на передачу электроэнергии с сетевой компанией;

- ▶ договор купли-продажи электроэнергии и мощности, при котором потребители заключают с сетевой компанией прямой договор на оказание услуг по передаче электроэнергии и оплачивают ее отдельно по двум договорам – по договору купли-продажи электроэнергии со сбытовой компанией и по договору на услуги по передаче с сетевой компанией.

Ценообразование на рынках электроэнергии и мощности зависит от того, на каком рынке осуществляют деятельность поставщики и покупатели: на оптовом или розничном, а также от категории, к которой относится поставщик или покупатель. Основные рынки представлены в таблице выше.

Ценовые зоны

Помимо типа продукта, типа рынка и категории потребителя механизм работы и ценообразование на рынке электроэнергии и мощности зависят от региона. Территория России разделена на несколько ценовых зон.

Ценовые зоны на оптовом рынке электроэнергии и мощности

Оптовый рынок электроэнергии и мощности функционирует на территории регионов, которые объединены в ценовые зоны и различаются по механизму формирования цен на электроэнергию и мощность, а также по структуре установленной мощности и топливному балансу:

- ▶ в первую ценовую зону входят территории европейской части России и Урала;
- ▶ во вторую ценовую зону входит Сибирь;
- ▶ в неценовых зонах и изолированных энергосистемах (Архангельская и Калининградская области, Республика Коми, регионы Дальнего Востока), где по технологическим

причинам организация рыночных отношений в электроэнергетике пока невозможна, реализация электроэнергии и мощности осуществляется по особым правилам и по регулируемым ценам (тарифам).

В первой ценовой зоне преобладают тепловые электростанции, работающие на природном газе, а также атомные электростанции, во второй – гидроэлектростанции, а также тепловые электростанции, работающие на угле. Это приводит к существенной разнице в стоимости производства 1 кВтч. Как следствие, конечные цены в двух ценовых зонах сильно различаются.

Ценовые зоны на розничном рынке электроэнергии и мощности

Ценообразование на розничных рынках электроэнергии зависит от тарифной группы потребителя:

- ▶ население и приравненные к нему группы потребителей приобретают электроэнергию по регулируемым государством тарифам;

▶ для прочих потребителей логика ценообразования зависит от того, в ценовой или неценовой зоне оптового рынка расположены энергопринимающие устройства потребителя:

- продажа электроэнергии и мощности на территориях субъектов РФ, объединенных в ценовые зоны оптового рынка, осуществляется по нерегулируемым ценам;
- продажа электроэнергии и мощности на территориях субъектов, расположенных в неценовых зонах, осуществляется по регулируемым тарифам.

География рынка электроэнергии и мощности



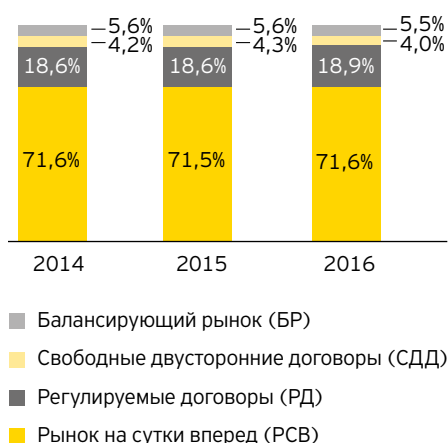
Источник: Ассоциация «НП Совет рынка».

Оптовый рынок электроэнергии

Оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ) был создан в 2003 году в рамках реформы РАО «ЕЭС России»⁴ с целью объединения в одном месте крупных производителей и потребителей электроэнергии.

Основной объем (около 72%) производимой электроэнергии продается на рынке на сутки вперед (РСВ).

Структура объемов реализации электроэнергии в секторах оптового рынка электроэнергии

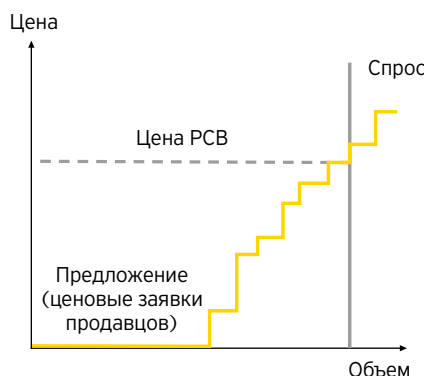


Источник: Министерство энергетики РФ.

Рынок на сутки вперед (РСВ) предусматривает конкурентный отбор ценовых заявок поставщиков и покупателей за сутки до реальной поставки электроэнергии с определением цен и объемов поставки на каждый час следующих суток.

Администратор торговой системы (АТС) собирает от производителей и потребителей заявки. Цена РСВ определяется путем балансирования спроса и предложения и распространяется на всех участников рынка.

Схема функционирования рынка на сутки вперед



Источники: Системный оператор Единой энергетической системы, анализ ЕУ.

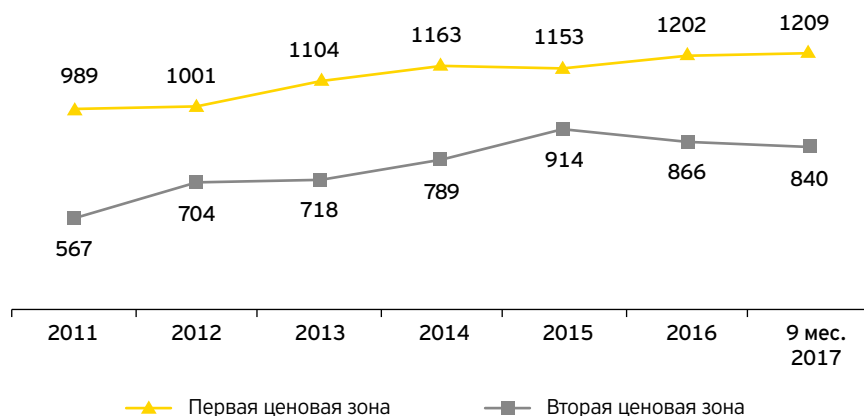
При этом в первую очередь в объемы планового производства включаются объемы электроэнергии, в отношении которых поданы заявки с предложением наиболее низких цен, а в объемы планового потребления – те, которые покупатели готовы купить по наиболее высокой цене или включенные в заявки, принимающие цены (отражающие

готовность покупателя купить объем электроэнергии по любой сложившейся на РСВ цене).

На РСВ определяются плановые объемы производства и потребления на следующие сутки, однако фактическое потребление может отличаться от планового. Торговля отклонениями фактических объемов производства и потребления от плановых осуществляется в режиме реального времени на балансирующем рынке (БР). На БР продается около 6% от общего объема реализуемой электроэнергии.

За каждые три часа до часа фактической поставки проводятся дополнительные конкурентные отборы заявок поставщиков с учетом уточненного прогнозного потребления в энергосистеме, экономической эффективности изменения загрузки станций и требований системной надежности. В результате складывается одна из двух возможных ситуаций, когда цена на РСВ может быть как выше, так и ниже цены на балансирующем рынке.

Индекс равновесных цен на рынке на сутки вперед в разрезе ценовых зон, руб./МВтч



Источник: АО «Администратор торговой системы».

⁴ http://old.tgc6.ru/fileadmin/user_upload/PDF/reforma/5plus5.pdf

Если фактический объем потребления электроэнергии выше планового, определенного в рамках РСВ, то потребитель докупает ее на БР в объеме соответствующего отклонения.

Если фактический объем потребления электроэнергии ниже планового, то потребитель продает соответствующий излишек на БР.

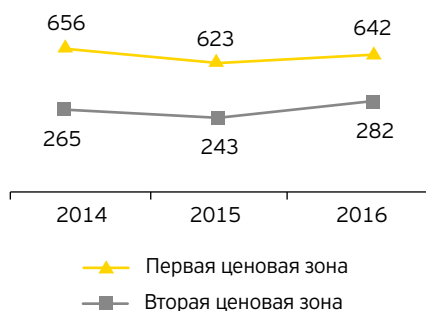
Аналогичным образом объемы покупки и продажи отклонений на БР определяются для производителей с той разницей, что производитель, который произвел больше планового объема РСВ, продает электроэнергию на БР, а сгенерировавший меньше – покупает.

По регулируемым договорам (РД) продается около 19% от общего объема реализуемой электроэнергии. Регулируемые договоры заключаются в отношении объемов электроэнергии, предназначенных для поставок в рамках неценовых зон населению, а также гарантирующим поставщикам, контролируемым МРСК⁵ Северного Кавказа и Республики Тыва.

На оптовом рынке в ценовых зонах для генерирующих компаний существует ограничение на поставки электроэнергии по РД. Согласно формируемому ФАС России сводному прогнозируемому балансу производства и поставок электроэнергии, объемы ее поставки по РД для каждого производителя не превышают 35% от общего объема ее поставок. В неценовых и изолированных зонах данных ограничений нет.

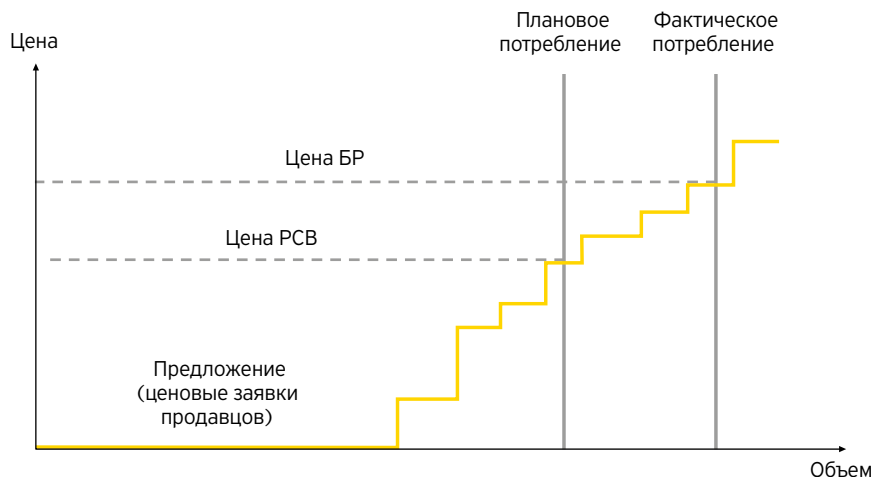
Тарифы на поставку электроэнергии по регулируемым договорам рассчитываются по формулам индексации цен, определяемым ФАС России.

Средневзвешенные оптовые цены на электрическую энергию на рынке регулируемых договоров в разрезе ценовых зон, руб./МВтч



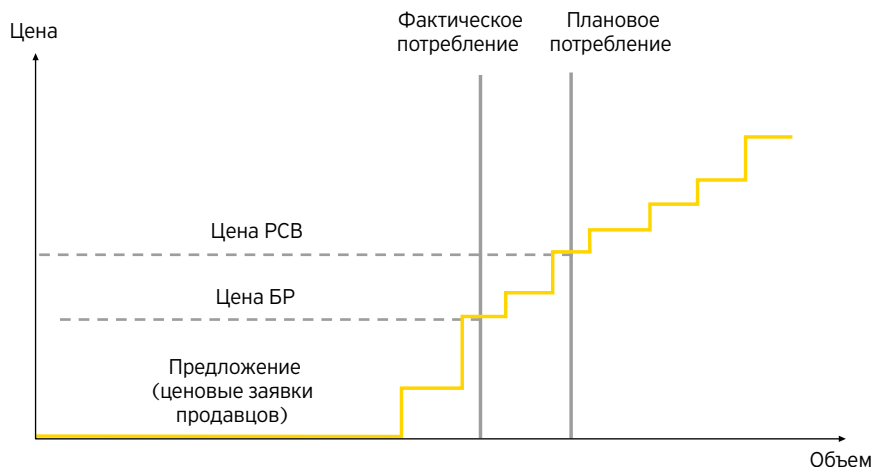
Источник: Министерство энергетики РФ.

Схема функционирования балансирующего рынка в ситуации превышения фактического потребления электроэнергии покупателями над плановым



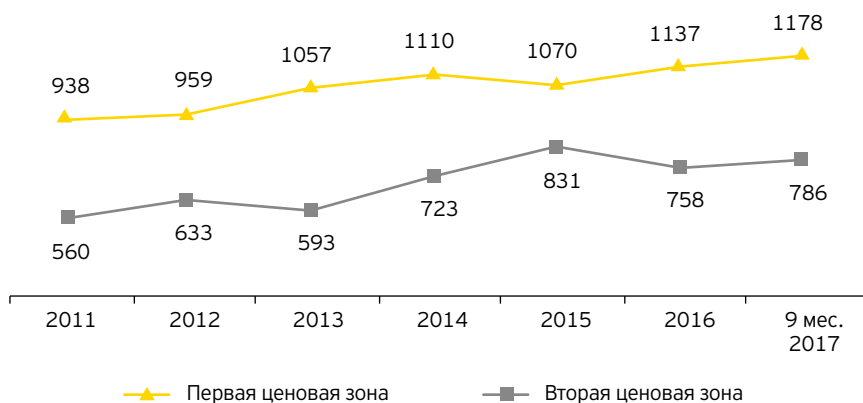
Источники: Системный оператор Единой энергетической системы, анализ ЕУ.

Схема функционирования балансирующего рынка в ситуации превышения планового потребления электроэнергии покупателями над фактическим



Источники: Системный оператор Единой энергетической системы, анализ ЕУ.

Средний индикатор цены на балансирующем рынке в разрезе ценовых зон, руб./МВтч



Источник: Системный оператор Единой энергетической системы.

⁵ Межрегиональная распределительная сетевая компания.



На рынке свободных двусторонних договоров (СДД) продается около 4% от общего объема реализуемой электроэнергии.

При заключении свободных договоров участники рынка в индивидуальном порядке самостоятельно определяют контрагентов, цены и объемы поставки электроэнергии. Основным преимуществом данных договоров является возможность проанализировать потребителя более тщательно, выявить риски и осуществить управление ими.

Непопулярность СДД обусловлена отсутствием большого количества крупных платежеспособных потребителей на рынке электроэнергии.

Розничный рынок электроэнергии

Электроэнергия на розничном рынке может продаваться либо по регулируемым ценам в рамках регулируемых договоров, либо по конкурентным (нерегулируемым) ценам.

Регулируемые цены

По регулируемым государством тарифам в рамках регулируемых договоров электроэнергия реализуется населению и группам потребителей, приравненных к нему, а также в рамках неценовых зон оптового рынка.

Регулируемые цены устанавливаются на основании одобренного Правительством РФ прогноза социально-экономического развития на следующий год. Предельные минимальные и максимальные уровни регулируемых тарифов на электроэнергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей утверждаются ФАС России. Предельные максимальные и минимальные уровни тарифов могут устанавливаться с календарной разбивкой как в среднем по субъектам Российской Федерации, так и отдельно для гарантирующих поставщиков и других энергоснабжающих организаций с учетом региональных и иных особенностей⁶.

Нерегулируемые цены

В ценовых зонах на розничных рынках электроэнергия продается по нерегулируемым ценам всем, кроме населения и приравненных к нему категорий граждан. Гарантирующие поставщики продают ее в рамках предельных уровней нерегулируемых цен, определяемых и применяемых в соответствии с Постановлением Правительства РФ №442 от 4 мая 2012 года⁷. Энергосбытовые компании могут реализовывать электроэнергию по свободным нерегулируемым ценам, т. е. без учета предельного уровня.

Продажа электроэнергии по свободным ценам в неценовых и изолированных зонах не осуществляется.

Оптовый рынок мощности

Рынок мощности создан для предотвращения недостатка мощности у генерирующих компаний при выработке электроэнергии. Все участники оптового рынка, покупающие электроэнергию, имеют обязательства по покупке мощности в объеме, обеспечивающем выработку поставщиками соответствующего объема электроэнергии.

Существует несколько механизмов реализации мощности:

- ▶ покупка / продажа мощности, отобранной по итогам конкурентного отбора мощности (КОМ);
- ▶ покупка / продажа мощности по свободным договорам купли-продажи мощности (СДМ), при заключении которых участники рынка в индивидуальном порядке самостоятельно определяют контрагентов, цены и объемы поставки;
- ▶ покупка / продажа мощности по договорам о предоставлении мощности (ДПМ) новых атомных электростанций и гидроэлектростанций, а также генерирующих объектов, функционирующих на основе ВИЭ и на природном газе;
- ▶ покупка / продажа мощности генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме (ВР);

⁶ <https://www.np-sr.ru/ru/market/retail/ceno/index.htm>

⁷ Постановление Правительства РФ №442 от 4 мая 2012 года «О функционировании розничных рынков электрической электроэнергии, полном или частичном ограничении режима потребления электрической энергии».

- ▶ покупка / продажа мощности по регулируемым договорам (РД) в объемах поставки населению и приравненным к нему категориям.

Конкурентный отбор мощности

Конкурентный отбор мощности (КОМ) является основным механизмом ее купли-продажи на рынке электроэнергии. Принцип конкурентного отбора мощности состоит в определении генерирующих объектов, мощность которых удовлетворяет спрос наиболее экономически эффективным способом, то есть по более низкой цене.

Объем спроса на мощность определяется зависимостью объема мощности от цены (кривая спроса).

Кривая предложения на КОМ формируется на основе заявок поставщиков, выстроенных в порядке возрастания цены.

Цена на мощность, продаваемую по итогам КОМ, устанавливается для каждой ценовой зоны с соблюдением следующих условий:

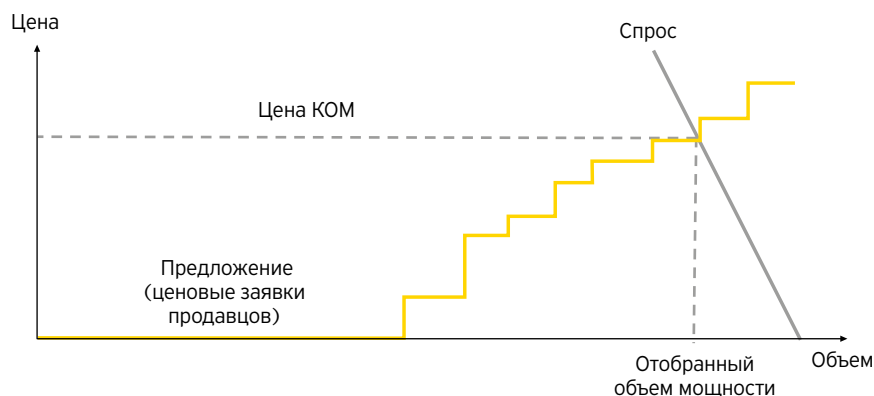
- ▶ это одинаковая цена для всех генерирующих объектов, отобранных в одной ценовой зоне;
- ▶ это максимальная цена, при которой удовлетворяется весь спрос по мощности, отобранной по итогам КОМ.

В случае подачи двух или более ценовых заявок с одинаковыми ценами приоритет при отборе имеет та, в которой указаны лучшие технические характеристики и параметры генерирующего объекта.

В 2015 году конкурентный отбор мощности проводился на 2016, 2017, 2018 и 2019 годы. Начиная с 2016 года в рамках КОМ мощность ежегодно отбирается на год, наступающий через три календарных года после года проведения КОМ. Так, в 2016 году был проведен КОМ на 2020 год, а в 2017 году – на 2021 год.

В 2016 году во второй ценовой зоне рост цен на мощность на рынке КОМ обусловлен тем, что до 2016 года по правилам конкурентного отбора мощности существовал price-cap – ограничительный уровень, выше которого цена подниматься не могла.

Схема функционирования рынка конкурентного отбора мощности



Источник: Ассоциация «НП Совет рынка».

Средневзвешенные цены поставки мощности, отобранной в рамках конкурентного отбора мощности, тыс. руб./МВт в мес.



Источник: Системный оператор Единой энергетической системы.

Реализация мощности в статусе вынужденного генератора

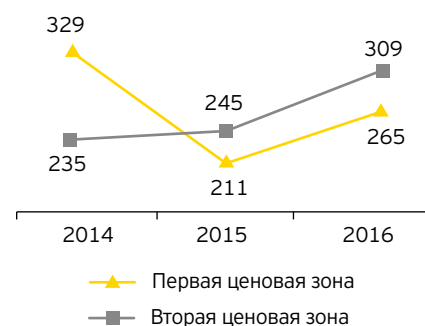
В случае если генерирующий объект не будет отобран по конкурентному отбору мощности, он может остановить свою работу, торговать только электроэнергией или перейти в категорию генератора, работающего в вынужденном режиме.

Генерирующие мощности, работающие в вынужденном режиме, не могут функционировать на рынке на общих условиях из-за высокой стоимости производимой энергии. При этом поддержание их в рабочем состоянии необходимо для стабильности энергосистемы, т. е. их нельзя исключить из процесса электро- или теплоснабжения в регионе в случае их вывода из эксплуатации.

Цена на мощность станции, работающей в режиме вынужденной генерации, устанавливается ФАС России или Правительством Российской Федерации согласно Приказу №484-э от 13.10.2010.

Данная цена не может быть выше той, которая была установлена на объект в рамках прошлогоднего КОМ (если указанная станция не входила в список объектов, работающих в режиме вынужденной генерации ранее), или прошлогодней цены на мощность станции, функционирующей в таком режиме.

Средневзвешенные цены поставки мощности, реализуемой в статусе вынужденного генератора, тыс. руб./МВт в мес.

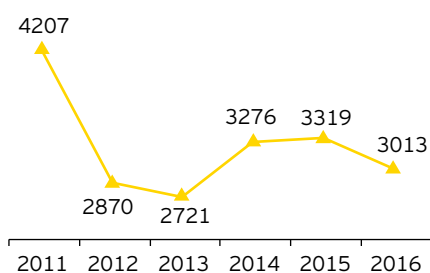


Источник: Министерство энергетики РФ.

Рынок договоров о предоставлении мощности

Договоры о предоставлении мощности – это специальный механизм, стимулирующий инвестиции в электроэнергетическую отрасль и обеспечивающий выполнение инвесторами обязательств по вводу генерирующих мощностей, который был разработан Министерством энергетики РФ и Ассоциацией «НП Совет рынка» в 2008-2010 годах.

Динамика ввода генерирующих мощностей по ДПМ, МВт



Источники: Ассоциация «НП Совет рынка», аналитический центр при Правительстве РФ.

В соответствии с ДПМ генерирующие компании обязаны ввести в эксплуатацию генерирующие мощности с установленными характеристиками в установленный срок. При этом условия ДПМ предполагают гарантированную продажу всей поставляемой по договорам мощности на протяжении 10 лет при условии покрытия от 70% до 95% капитальных и эксплуатационных затрат, а также полную компенсацию расходов на технологическое присоединение к сетям.

В случае подписания ДПМ включенные в них объекты учитываются на КОМ в качестве приоритетных по отношению к действующей генерации.

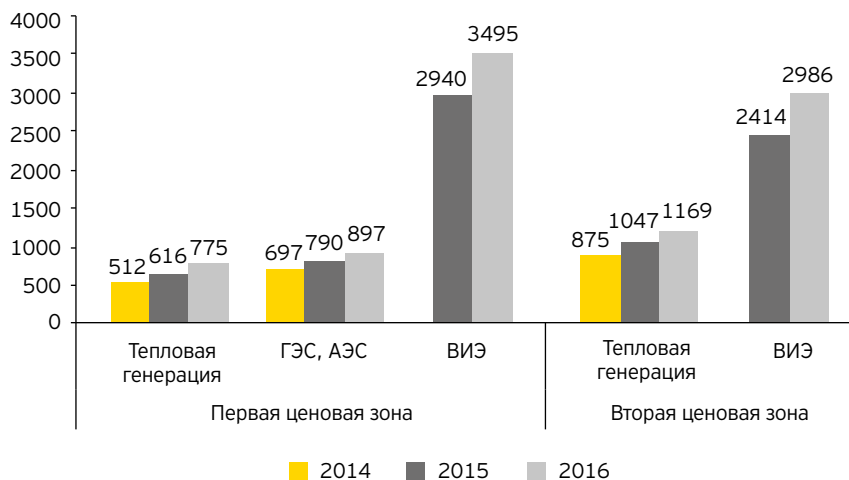
В целях поддержки развития генерации, функционирующей на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), начиная с 2013 года отдельно проводятся конкурсные отборы инвестиционных проектов по строительству электростанций, работающих на основе ВИЭ.

По итогам конкурсных отборов период поставки мощности по ДПМ ВИЭ составляет 15 лет с даты начала поставки.

Цена на мощность, поставляемую по ДПМ ВИЭ, определяется АТС исходя из необходимости обеспечения возврата инвестированного капитала и получения установленной нормы доходности. К При этом АТС ежегодно корректирует норму

доходности с учетом изменения показателя средней доходности государственных обязательств, применяемого в расчетах цен на мощность по ДПМ.

Средневзвешенные цены поставки мощности на рынке договоров о предоставлении мощности, тыс. руб./МВт/мес.



Источник: Министерство энергетики РФ.

Формула расчета цены на мощность, предоставляемую по ДПМ

Корректировка цены на мощность после начала эксплуатации:

$$\Delta KЭ_i = \frac{KЭ_{i+4} - Ц_{ком, i+3} \times (ИПЦ_{i-1} - 0,01)^4}{(1 + НД_{i-1})^5} \times \frac{M_{окуп}}{M_{дпм}},$$

где:

$$KЭ_i = R_i \cdot НД_{i-1} / (1 - НП) + r_i + ЭР$$

$$r_i = R_i \cdot (k - 1) / (k^{16-i} - 1),$$

где:

k – коэффициент 1,19 – для поставщиков, находящихся в первой ценовой зоне оптового рынка, и 1,16 – для поставщиков, находящихся во второй ценовой зоне оптового рынка,

KЭ – составляющая цены на мощность, обеспечивающая возврат капитальных и эксплуатационных затрат,

R_i – величина возмещаемых капитальных затрат,

НД – норма доходности,

НП – налог на прибыль,

ЭР – скорректированные эксплуатационные затраты,

Ц_{ком, i+3} – цена КОМ на i+3 года,

ИПЦ – индекс потребительских цен,

M_{окуп} – минимальный срок (в месяцах) с плановой даты начала поставки мощности,

M_{дпм} – количество месяцев начиная с плановой поставки мощности по ДПМ и до последнего по договору.

Розничный рынок мощности

На розничном рынке также продаются мощность и электроэнергия, однако в случае с населением и приравненными к нему категориями потребителей мощность и электроэнергия продаются как единый товар по одноставочному тарифу. Другие категории потребителей могут приобрести мощность и электроэнергию отдельно по двухставочному и трехставочному тарифам (последний включает отдельно плату за передачу).

На розничном рынке мощности и электроэнергии действует одинаковый принцип тарифообразования: мощность на розничном рынке может продаваться либо по регулируемым ценам в рамках регулируемых договоров населению и группам потребителей, приравненным к нему, а также в рамках неценовых зон оптового рынка, либо по конкурентным (нерегулируемым) ценам в пределах ценовых зон оптового рынка мощности.

Тарифы на услуги по передаче электроэнергии

Услуги по передаче электроэнергии отнесены к сфере естественной монополии⁸, поэтому тарифы на передачу электроэнергии сетевыми компаниями регулируются государством (региональными энергетическими комиссиями). Расчет тарифов на услуги по передаче электрической энергии осуществляется в соответствии с принципами и методами, определенными Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178. Для установления тарифов используют долгосрочные методы тарифного регулирования:

- ▶ метод доходности инвестированного капитала (RAB – regulatory asset based);
- ▶ метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки (НБВ).

Срок установления тарифов – пять лет (для первого долгосрочного периода регулирования – от трех лет).

В рамках метода долгосрочной индексации НБВ тарифы на услуги по передаче электрической энергии определяются на основе необходимой валовой выручки – экономически обоснованного объема финансовых средств, необходимых организации для осуществления регулируемой деятельности. В качестве базы для расчета тарифов на услуги по передаче электроэнергии используются объем отпуска электроэнергии и величина мощности, определяемая в соответствии с правилами недискриминационного доступа к услугам по ее передаче, с правилами оказания этих услуг, а также со сводным прогнозным балансом.

Основным недостатком метода индексации НБВ является отсутствие стимулов к экономии неподконтрольных затрат, так как возможная экономия вычитается при расчете НБВ на следующий период, в результате чего снижается тариф.

Основными составляющими НБВ являются операционные затраты и капитальные вложения. При этом объем выручки ограничивается предварительно заданным ростом тарифа для конечных потребителей, утвержденным ФАС.

В системе RAB формирование тарифа основано на принципе обеспечения возврата вложенных инвестиций, то есть получения дохода на инвестированный капитал и покрытия расходов сетевых компаний. Тариф устанавливается на долгосрочный период (на три года или пять лет). Согласно методу RAB, сетевые компании получают гарантированный возврат инвестиций и доход на инвестиции, достаточный для обслуживания кредитов и получения прибыли. Это также является стимулом к снижению издержек, потому что в рамках применения данного метода (в отличие от метода долгосрочной индексации НБВ и системы «затраты плюс») сэкономленные средства остаются в компании.

По обоим методам в законодательстве предусмотрена ежегодная корректировка тарифов в соответствии с влиянием макроэкономических факторов в случае существенного отклонения от прогнозируемых значений. Метод RAB-регулирования является более выгодным для сетевых компаний, поскольку позволяет привлекать инвестиции при умеренном росте тарифов на передачу энергии и в большей степени стимулирует к снижению издержек.

Однако RAB-регулирование не оправдало себя в полной мере: обновление электросетевого хозяйства происходит медленно. В связи с этим ФАС рассматривает новые подходы к тарифообразованию, среди которых – метод эталонных затрат. Тариф будет состоять из двух частей. Первая часть – постоянная составляющая: расходы, которые должны быть определены через унифицированную величину для всех сетевых компаний (эталон), а вторая связана с инвестиционной составляющей⁹. Потенциально данный тариф позволит повысить эффективность отрасли.



⁸ № 147-ФЗ «О естественных монополиях» от 17.08.95.

⁹ <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2017/10/03/736240-fas-tarifami-elektroenergii>

Сбытовая надбавка

Сбытовая надбавка – это плата за услуги энергосбытовой компании. Сбытовая надбавка гарантирующих поставщиков подлежит государственному регулированию. Она рассчитывается на основе Методических указаний по расчету сбытовых надбавок и размера доходности продаж гарантирующих поставщиков. Методические указания вступили в силу согласно приказу №703-э от 30.10.2012 г. Сбытовые надбавки устанавливаются для следующих групп потребителей:

- ▶ население и приравненные к нему категории потребителей;
- ▶ сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации ее потерь;
- ▶ прочие потребители (дифференцируются по группам потребителей в зависимости от максимальной мощности принадлежащих им энергопринимающих устройств).

Сбытовые надбавки для населения устанавливаются региональными органами исходя из экономически обоснованных расходов соответствующего гарантирующего поставщика¹⁰.

Сбытовые надбавки для потребителей, относящихся к группе «прочие потребители», устанавливаются региональными органами и рассчитываются как процент от цен (тарифов) на электрическую энергию и (или) мощность с учетом размера доходности продаж гарантирующего поставщика.

Сбытовые надбавки для сетевых организаций определяются региональными органами на основе средневзвешенной доходности продаж и прогнозируемой стоимости одного киловатт-часа электрической энергии (мощности) согласно информации Ассоциации «НП Совет рынка», а также исходя из максимальной мощности энергопринимающих устройств.

Сбытовая надбавка независимой энергосбытовой компании является нерегулируемой величиной и устанавливается договором с каждым конкретным потребителем. Исключение составляет население, которому поставка должна осуществляться строго по установленному тарифу.

Формирование тарифа для конечного потребителя

Тариф для конечного потребителя на электроэнергию и мощность формируется на основе пяти составляющих:

- ▶ цена электроэнергии (цена покупки электроэнергии на оптовом рынке или у розничного генератора);
- ▶ цена мощности (цена покупки мощности энергосбытовой компанией на оптовом рынке или у розничного генератора);

- ▶ цена передачи по сети с дифференциацией по уровню напряжения: тарифы ФСК на передачу по магистральным сетям, тарифы МРСК на передачу по сетям среднего напряжения и тариф ТСО на передачу по сетям низкого напряжения;
- ▶ инфраструктурные платежи: плата за услуги СО ЕЭС, АТС, ЦФР. Размер платы регулируется ФАС России и Ассоциацией «НП Совет рынка»;
- ▶ сбытовая надбавка.

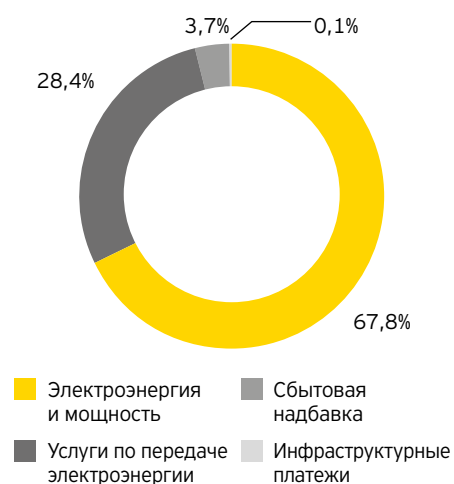
Формирование тарифа на электроэнергию и мощность для конечного потребителя на розничном рынке



Источник: анализ ЕУ.

В структуре тарифа на электроэнергию и мощность для конечного потребителя на розничном рынке в среднем около 68% занимает стоимость электроэнергии и мощности, 28,4% составляют услуги по передаче, 3,7% – сбытовая надбавка, 0,1% – инфраструктурные платежи.

Структура тарифа на электроэнергию и мощность для конечного потребителя на розничном рынке



Источники: годовой отчет ПАО «Россети» за 2016 год, анализ ЕУ.

Примечание: структура тарифа может отличаться в зависимости от уровня напряжения и максимальной мощности энергопринимающих устройств потребителя.

¹⁰ Методические указания по расчету сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков и размера доходности продаж гарантирующих поставщиков. Приказ №703-э от 30.10.2012.

Структура рынка теплоэнергии

Теплоснабжение является чрезвычайно важной отраслью ввиду продолжительности отопительного сезона и отсутствия независимых поставщиков электроэнергии. Теплоэнергетическая отрасль сосуществует с электроэнергетической, поскольку большая часть электростанций помимо электроэнергии производят тепло. К основным особенностям отрасли относится следующее:

- ▶ высокая централизация и невозможность размещать теплогенерирующие станции на большом расстоянии от потребителей из-за высоких потерь при передаче энергии;
- ▶ ввиду сложившихся исторических предпосылок тепловой бизнес ведется не отдельно, а совместно с генерирующим электроэнергию, в результате чего зачастую прибыль от генерирующего бизнеса перекрывает убыток от продажи тепла;
- ▶ невозможность отключения подачи тепла в случае значительной задолженности потребителей перед поставщиками в связи с тем, что данная услуга является социально значимой;
- ▶ высокая изношенность основных фондов, поскольку большая часть теплосетей строилась во времена СССР.

Производство тепловой энергии

В отличие от рынка электроэнергии, который разделен на крупные географические сегменты (ценовые зоны), объединяющие большое количество регионов, рынок тепловой энергии является региональным. Это объясняется невозможностью транспортировки тепловой энергии на значительные расстояния в связи с высоким уровнем потерь при передаче ее по сетям. Основным потребителем тепловой энергии является население, доля которого в структуре потребления составляет около 57%¹¹.

Формирование тарифа на электроэнергию и мощность для конечного потребителя на розничном рынке



Источник: Росстат.

Производство тепловой энергии в России зависит от погодных условий и продолжительности отопительного сезона. В 2016 году объем производства тепловой энергии составил 1284 млн Гкал. Большая ее часть традиционно производится котельными и тепловыми электростанциями: 46,5% и 45,9% в 2016 году соответственно. Потери тепловой энергии при ее передаче конечному пользователю составляют около 10%.

Основные регионы-производители теплоэнергии в России:

- ▶ Центральный федеральный округ, где достаточно высокая плотность населения;
- ▶ Уральский федеральный округ, который является промышленным округом с низкой среднегодовой температурой и высокой плотностью населения.

В настоящее время около 80% тепла производится с помощью систем теплоснабжения, которые обеспечивают его передачу в виде горячей воды из централизованной котельной или когенерационной установки по трубопроводной сети.

В 2016 году 46% от объема централизованного теплоснабжения было произведено с помощью когенерационных установок (тепловые электростанции или ТЭС), работающих на основе теплового и электрического режима (ТЭЦ), а 47% – от централизованных котельных, которые производят только тепло и имеют низкую топливную эффективность по сравнению с системами ТЭЦ.

В 2016 году протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении составила 171,5 тыс. км, из которых 28,9% требовали замены.

Характеристики тепловых сетей



Источник: Росстат.

¹¹ Данные Росстата за 2016 год.



Регулирование тарифа на тепловую энергию

Тарифы на тепловую энергию устанавливаются региональными энергетическими комиссиями (РЭК).

В Постановлении Правительства РФ № 1075 от 22.10.2012 г. (в редакции от 25.08.2017 г.) «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» выделяются несколько методов тарифообразования:

- ▶ метод экономически обоснованных затрат;
- ▶ метод обеспечения доходности на инвестированный капитал (RAB-регулирование);
- ▶ метод индексации;
- ▶ метод сравнения аналогов.

Метод регулирования выбирается РЭК. Долгосрочные тарифы рассчитываются с использованием методов RAB-регулирования, метода индексации и метода сравнения аналогов.

Согласно планам правительства должен происходить плавный переход к долгосрочному тарифному регулированию, который позволяет устанавливать тарифы на три года в первый долгосрочный период. В последующих периодах срок действия долгосрочного периода увеличивается до пяти лет¹². Однако, несмотря на плюсы долгосрочного регулирования, на текущий момент для тарифообразования все же используется метод экономически обоснованных затрат.

Применение данного метода при установлении тарифов не является стимулом для компаний к модернизации и замене теплогенерирующих активов в полном объеме, потому что в тарифе не заложена инвестиционная составляющая.

¹² Постановление Правительства РФ № 1075 от 22.10.2012 г. (ред. от 25.08.2017 г.) «О ценообразовании в сфере теплоснабжения».

Развитие отрасли в 2016-2017 годах

Установленная мощность

Суммарная мощность электростанций России, устойчиво растущая с начала 2000-х годов, достигла 240 ГВт в конце третьего квартала 2017 года. Большая часть мощностей электроэнергии (67,9%) приходится на ТЭС, 20,2% – на ГЭС, и 11,7% – на АЭС.

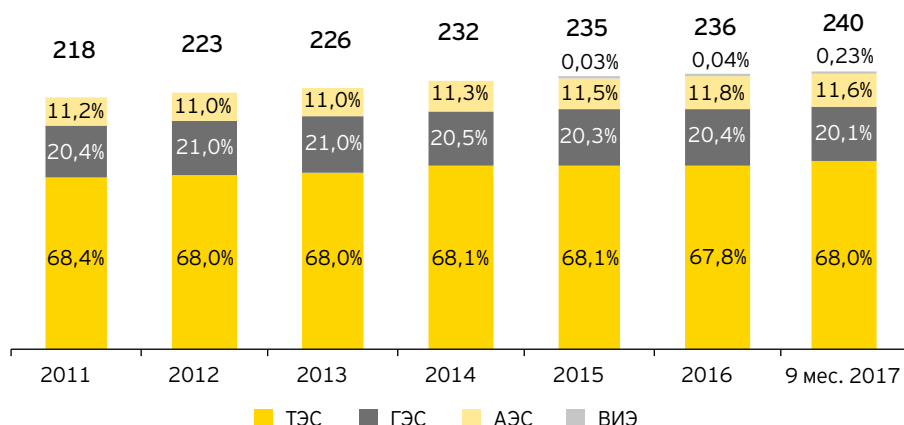
В 2016 году было введено в эксплуатацию генерирующее оборудование общей установленной мощностью 4,3 ГВт.

В то же время было выведено из эксплуатации и законсервировано на длительный срок оборудование мощностью 3,9 ГВт.

Среди крупнейших введенных мощностей в 2016 году: Нововоронежская АЭС (1,2 ГВт), Троицкая ГРЭС (0,7 ГВт) и Ново-Салаватская ПГУ (0,4 ГВт), в первой половине 2017 года: Верхнетагильская ГРЭС (0,5 ГВт), Ярославская ТЭС (0,5 ГВт), Казанская ТЭЦ-3 (0,4 ГВт), Хуадянь-Тенинская ТЭЦ (0,4 ГВт).

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) в России находятся на начальной стадии развития. С 2013 года государство начало развивать данный сегмент через механизм ДПМ. В России ВИЭ представлены преимущественно солнечными и ветровыми электростанциями. Суммарная мощность ВИЭ составляет более 560 МВт (0,2% от всех мощностей). В конце первой половины 2017 года мощность солнечных электростанций составляла около 460 МВт, мощность ветровых электростанций – около 100 МВт.

Установленная мощность, ГВт



Источник: Системный оператор Единой энергетической системы.

Производство и потребление электроэнергии

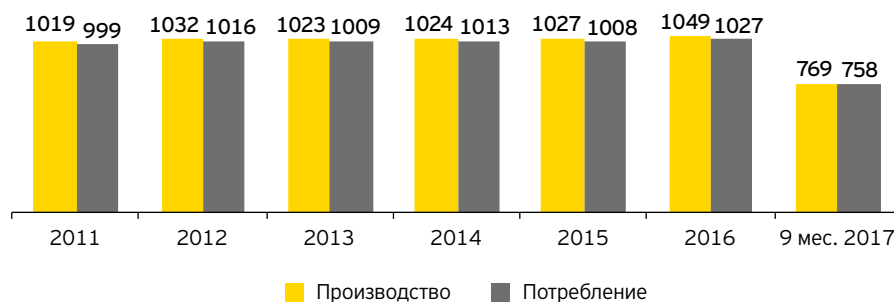
Производство электроэнергии в России в 2016 году выросло на 2,1% относительно 2015 года. Производство электроэнергии главным образом росло за счет ГЭС (со 160,4 млрд кВтч в 2015 году до 178,3 млрд кВтч в 2016 году). Производство на ТЭС и АЭС практически не изменилось – оно составило 673,7 млрд кВтч и 196,4 млрд кВтч соответственно.

Электропотребление в России в 2016 году выросло на 1,9% по сравнению с 2015 годом. Основными долгосрочными драйверами роста электропотребления являются развитие промышленности, увеличение численности населения и его доходов, а также повышение экономической активности. В 2016 году из-за погодного фактора рост электропотребления

превысил рост индекса промышленного производства (1,1%). Холодная зима способствовала наибольшему приросту электропотребления в энергосистемах Северо-Запада и Сибири.

В 2016 году производство электроэнергии превысило потребление в России на 21,6 млрд кВт*ч. Данный объем был направлен на экспорт в соседние страны, такие как Финляндия, Беларусь, Украина и Китай. Мы ожидаем, что в связи с завершением программы ДПМ в 2017 году и выводом старых мощностей в ближайшие годы профицит на рынке электроэнергии будет сокращаться. В конце первой половины 2017 года профицит электроэнергии составил только 6 млрд кВтч.

Производство и потребление электроэнергии в России, млрд кВтч



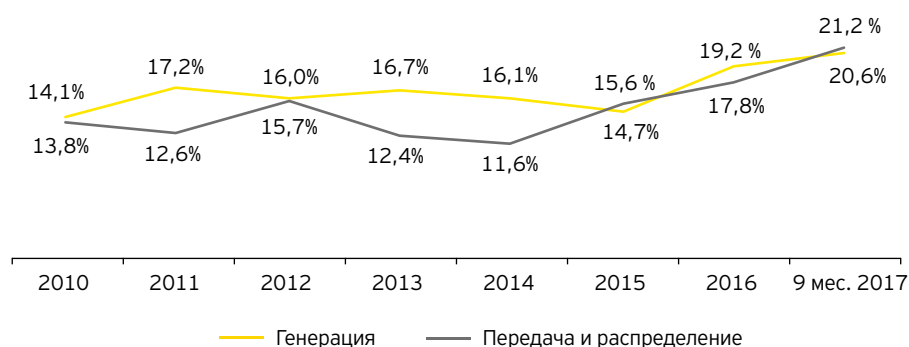
Источники: Системный оператор Единой энергетической системы, Росстат.

Рентабельность компаний отрасли

В 2016 году медианные показатели рентабельности по EBITDA¹³ в отрасли выросли по сравнению с 2015 годом, составив 17,8% в секторе передачи и распределения и 19,2% в секторе генерации.

Росту рентабельности компаний в 2016 году и за девять месяцев 2017 года способствовали экстремально высокие летние и зимние температуры, что повысило объем потребления электроэнергии и цену на нее.

Динамика медианной рентабельности по EBITDA

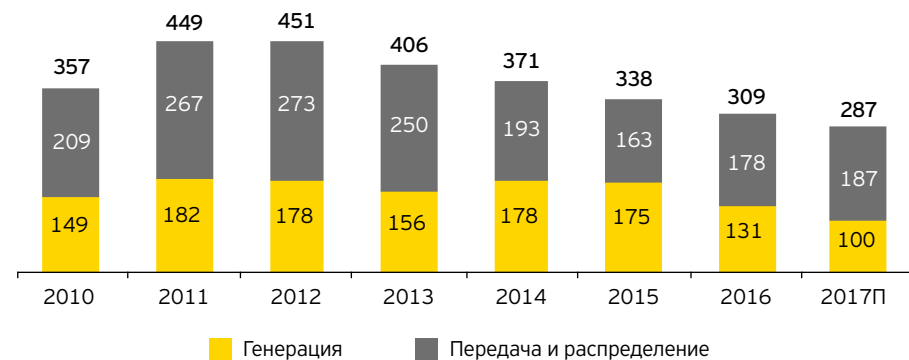


Источник: Capital IQ.

Капитальные вложения

В 2016 году суммарный объем инвестиций публичных электроэнергетических компаний составил 309 млрд руб., что на 8,6% ниже показателя 2015 года. С 2012 года наблюдается снижение инвестиций генерирующих компаний, связанное с постепенным завершением программы ДПМ для традиционных источников электроэнергии.

Динамика капитальных расходов, млрд руб.



Источник: Capital IQ.

П – прогноз.



¹³ Здесь и далее показатели рассчитаны по данным российских электроэнергетических компаний, акции которых обращаются на бирже. Не учитываются атомные генерирующие компании.

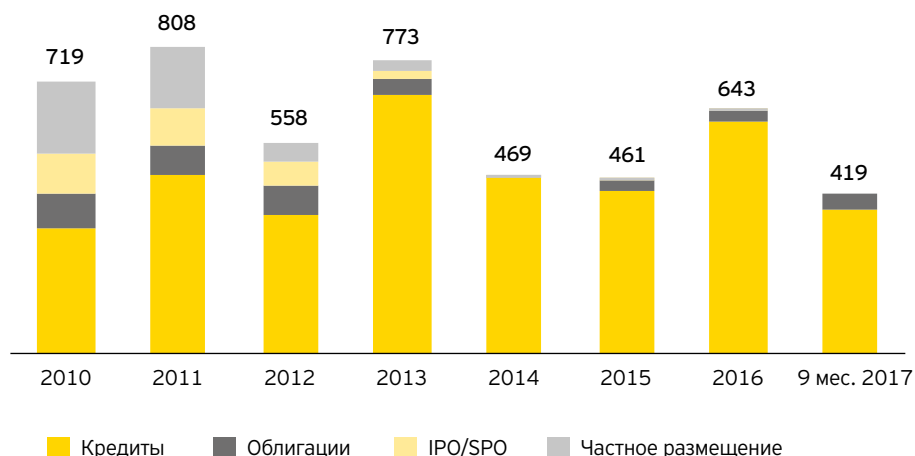
Источники финансирования

В 2013 году закончилась активная фаза публичных размещений электроэнергетических компаний. Сокращение инвестиционных программ повлияло на спрос на кредиты со стороны указанных компаний, вследствие чего объем привлечения финансирования с 2013 года снижается. Спад объемов финансирования обусловлен также влиянием внешних ограничений, которые были введены в 2014 году.

В 2016 году объем финансирования публичных электроэнергетических компаний начал восстанавливаться. Предприятия адаптировались к текущим условиям, в том числе к внешним ограничениям, и стали активнее привлекать финансирование.

В настоящее время основным источником финансирования для них выступает банковское кредитование. Несмотря на рост объемов финансирования в 2016-2017 годах, абсолютная величина долга компаний снижается. Рост объемов привлечения финансирования в последние два года связан с рефинансированием текущих займов на фоне снижающихся процентных ставок по займам, а также с финансированием оборотного капитала.

Динамика привлеченного финансирования, млрд руб.



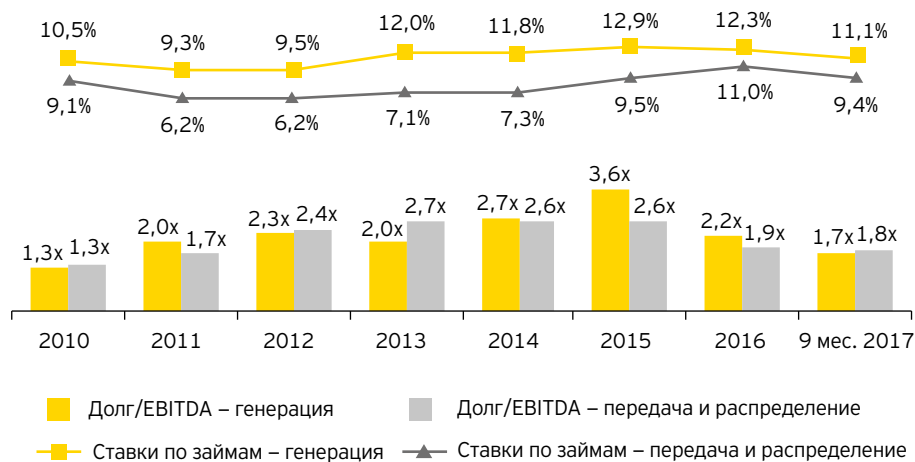
Источник: Capital IQ.

Долговая нагрузка

В 2016 году медианный показатель долговой нагрузки Долг/EBITDA среди генерирующих компаний снизился до 2,2х, а в сегменте передачи и распределения – до 1,9х. Этому способствовали рост рентабельности компаний и сокращение абсолютной величины долга.

Медианные показатели эффективных процентных ставок по заемным средствам в 2016 году составили 12,3% среди генерирующих компаний и 9,7% среди компаний в сегменте передачи и распределения. В течение девяти месяцев 2017 года процентные ставки продолжили снижаться в связи с общей тенденцией сокращения процентных ставок на российском рынке.

Динамика долговой нагрузки и эффективных процентных ставок по займам (медианные значения)



Источник: Capital IQ.



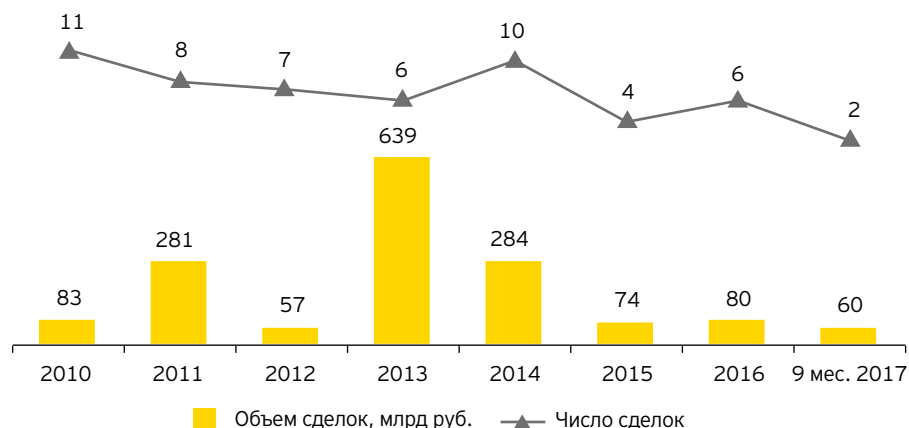
Слияния и поглощения на рынке электроэнергетики

Объем сделок слияний и поглощений в 2016 году составил 80 млрд руб., а за девять месяцев 2017 года – 60 млрд руб. Крупнейшей сделкой в отрасли в 2016 году стала покупка АО «Евросибэнерго» 40,3% ПАО «Иркутскэнерго» за 70 млрд руб¹⁴. Согласно пресс-релизу АО «Евросибэнерго», в результате этого предприятия будут действовать как единая операционная компания, что существенно усилит позиции всей группы En+, обеспечит доступ к рынкам капитала и в итоге даст возможность реализовать ключевые инвестиционные проекты¹⁵.

3 ноября 2017 года En+ провела самое крупное российское IPO с 2012 года¹⁶, в ходе которого продала 18,8% увеличенного капитала за 1,5 млрд долл. США, а с учетом опциона банков-организаторов было продано 19,6%¹⁷. IPO прошло на Лондонской и Московской биржах. С 2014 года это первое IPO российской компании, проводимое в Лондоне. Таким образом, мы видим рост интереса со стороны иностранных инвесторов к российским активам.

Кроме того, в начале 2018 года ожидается консолидация российских активов Fortum и Uniper. Согласно пресс-релизу компании Fortum, в 2017 году финская Fortum подписала соглашение с немецкой E.ON о покупке у последней в начале 2018 года 46,65% компании Uniper¹⁸. Один из основных активов Uniper – российская энергокомпания ПАО «Юнипро», объединяющая шесть тепловых электростанций общей мощностью 11,1 ГВт¹⁹.

Динамика слияний и поглощений в отрасли электроэнергетики, млрд руб.



Источник: Capital IQ.

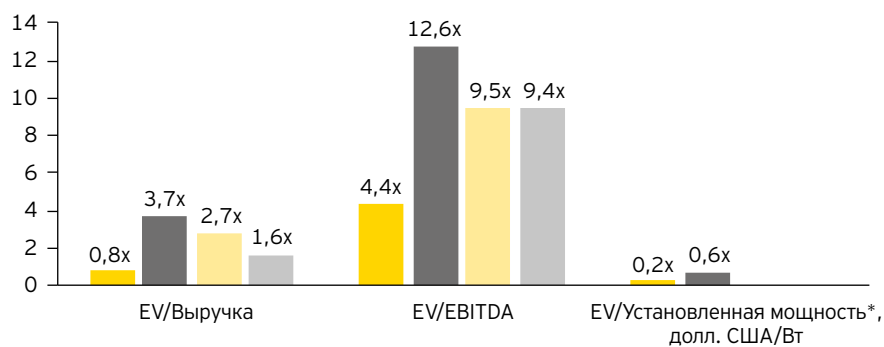
Относительно высокий объем сделок в 2013 году связан с покупкой ПАО «Россети» 80%-ной доли в ПАО «ФСК ЕЭС» на сумму более 450 млрд руб²⁰. Данная сделка была осуществлена в рамках объединения сетевых компаний. Реструктуризация проведена с целью повышения административной и операционной эффективности компаний за счет объединения взаимодополняющих управленческих функций, активов и бизнеса, а также для повышения эффективности их инвестиционной деятельности с применением системного подхода к развитию магистральных и распределительных сетей²¹.

Выводы

В 2016-2017 годах компании электроэнергетической отрасли демонстрируют рост операционной рентабельности и снижение долговой нагрузки. В то же время инвестиции в отрасль после подъема, связанного с реформами 2008-2011 годов, в последние годы сокращаются на фоне завершения программы ДПМ.

Несмотря на позитивные операционные результаты, мультипликаторы по российским компаниям ниже, чем по зарубежным аналогам.

Мультипликаторы генерирующих и интегрированных компаний



Источники: Capital IQ (LTM на 30.09.2017), анализ EY.

* Мультипликатор EV/Установленная мощность для интегрированных компаний не применим.

¹⁴ <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2016/05/17/641236-evrosibenergo-irkutskenergo>

¹⁵ https://www.eurosib.ru/ru/press/news/2007/?sphrase_id=7472

¹⁶ <http://www.interfax.ru/business/586025>

¹⁷ <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2017/11/07/740669-krupneishie-ipo>

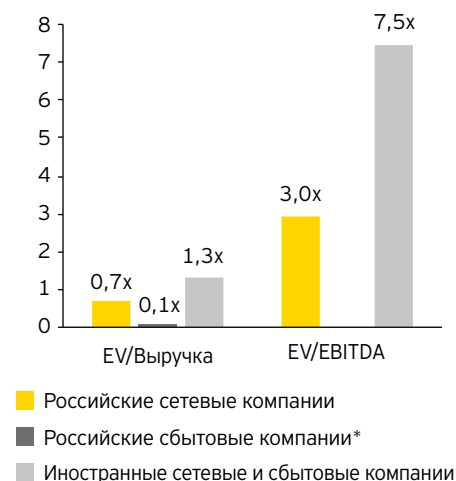
¹⁸ <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2017/09/20/734673-fortum-uniper>

¹⁹ <https://www.fortum.com/en/mediaroom/pages/fortum-signs-agreement-with-eon.aspx>

²⁰ <https://quote.rbc.ru/news/company/14/06/2013/58c6c2649a79470e32a350d6>

²¹ http://www.fsk-ees.ru/press_center/company_news/?ELEMENT_ID=110101

Мультипликаторы сетевых и сбытовых компаний



Источники: Capital IQ (LTM на 30.09.2017), анализ EY.

* Мультипликатор EV/EBITDA для российских сбытовых компаний не применим ввиду отрицательных значений мультипликаторов для многих компаний.

Недооцененность российских электроэнергетических компаний по сравнению с зарубежными аналогами отчасти связана с наличием структурных сдерживающих факторов в отрасли, обзор которых представлен в следующем разделе, а также с наличием внешних ограничений.

В то же время опыт реформ 2001-2011 годов показывает, что позитивные структурные изменения способны существенно повысить инвестиционную привлекательность отрасли, в том числе и для иностранных инвесторов (см. врезку)²².

Иностранные инвестиции в российскую отрасль электроэнергетики

Основной объем иностранных инвестиций в российский рынок электроэнергетики и мощности пришелся на 2004-2009 годы. Данные инвестиции представляли собой покупки российских электроэнергетических активов крупнейшими европейскими стратегическими инвесторами: Fortum, Enel и E.ON.

Крупнейшие иностранные инвестиции в российский рынок электроэнергетики и мощности

Период	Покупатель	Объект инвестиций	Приобретенная доля	Сумма сделки, млрд долл. (примерно)
2004 – Октябрь 2006	Fortum	ПАО «ТГК-1»	25,7%	0,3
Октябрь 2007	E.ON	ПАО «Юнипро» (ОГК-4)	60,8%	4
Июнь 2007 – август 2008	Enel	ПАО «Энел Россия» (ОГК-5)	55,9%	3,7
Июнь 2008	ЕБРР	ПАО «Энел Россия» (ОГК-5)	4,1%	0,3
Март 2008 – декабрь 2010	Fortum	ПАО «Фортум» (ТГК-10)	94,5%	3,5
Итого				11,8

Источники: финансовая отчетность компаний, Capital IQ, анализ EY.

Одной из первых на российский рынок электроэнергетики и мощности вышла финская электроэнергетическая компания Fortum, приобретя в 2004 году 30,7% в ОАО «Ленэнерго», а затем 12,5% в ОАО «Петербургская генерирующая компания». Позже в ходе реорганизации ОАО «ТГК-1» Fortum получила чуть более 25% в ОАО «ТГК-1» за свои доли в ОАО «Ленэнерго» и ОАО «Петербургская генерирующая компания». В период с марта 2008 года по июнь 2009 года Fortum также приобрела 94,5% ТГК-10 (сегодня ПАО «Фортум») за 3,5 млрд долл.

В октябре 2007 года на российский рынок вышла немецкая компания E.ON, приобретя за 4 млрд долл. 60,8% в ОГК-4 (сегодня ПАО «Юнипро»). А с июня 2007 года по август 2008 года итальянская компания Enel инвестировала в сумме примерно 3,7 млрд долл. в ОГК-5 (сегодня ПАО «Энел Россия»), доведя свою долю в компании до 55,86%. В июне 2008 года Enel продала 4,1% ОГК-5 Европейскому банку реконструкции и развития.

Основными драйверами таких структурных изменений могут стать как инициативы в области регулирования, так и развитие технологий. Мы выделили несколько потенциальных точек роста. Они описаны в разделе «Инвестиционные возможности».

²² Анализ иностранных инвестиций проведен по данным CapitalIQ и открытым источникам (<http://www.energyland.info/analitic-show-1419>, <https://www.finam.ru/analysis/newsitem/e-on-rossiya-pereimenovana-v-yunipro-20160629-094712/>, <http://news.tj/ru/news/ebrri-priobrel-u-enel-lishnie-aktsii-oao-ogk-5>, <https://iis24.ru/enel-kratkosrochnii-vzglyad-na-vozmognosti/>, <https://www.finam.ru/analysis/newsitem2D569/>)

Сдерживающие факторы

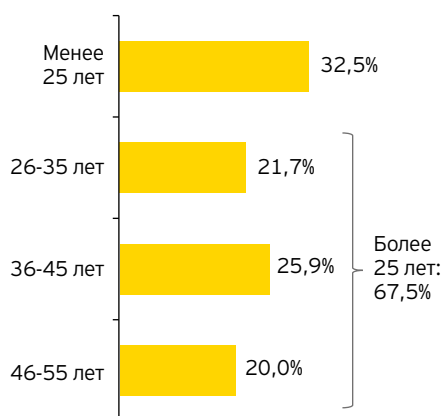
Высокая степень изношенности основных фондов

Одним из сдерживающих факторов является высокая степень износа основного генерирующего и сетевого оборудования.

Снижение потребления электроэнергии на фоне спада промышленного производства в 1990-х годах, а также нерегулярный и неполный характер расчетов за предоставленную электроэнергию способствовали систематическому дефициту собственных средств, выделяемых на обновление основных фондов электроэнергетики. В результате много лет сектор электроэнергетики не получал достаточного объема инвестиций, что на текущий момент привело к критическому износу оборудования.

Согласно Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2035 года, около 46% установленных мощностей в России были введены до 1980 года, то есть имеют возраст более 36 лет. При этом свыше 90 ГВт мощности паротурбинного оборудования выработали парковый ресурс, а до 2025 года нормативный ресурс выработают еще 30 ГВт мощности тепловых электростанций²³.

Возрастная структура генерирующего оборудования на начало 2017 года



Источник: Минэнерго России, Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года.

Несмотря на программы ДПМ для традиционных и возобновляемых источников энергии, доля вновь введенного энергетического оборудования в России за последние годы остается достаточно низкой. Дефицит инвестиций в обновление основных производственных фондов, а также в их реконструкцию и модернизацию может привести к техническим ограничениям и снизить надежность энергоснабжения потребителей.

Перекрестное субсидирование

Перекрестное субсидирование – это ценовая дискриминация, при которой для одних покупателей (потребителей) цена устанавливается ниже предельных издержек за счет других покупателей (потребителей), для которых цена устанавливается выше предельных издержек (при этом средние цены соответствуют средним издержкам). Данный механизм вносит значительные искажения в конечную цену электрической и тепловой энергии и в тарифы на услуги по ее передаче.

Наиболее ярким примером тарифной политики последних лет является перекрестное субсидирование между категориями потребителей, приводящее к перераспределению платежного бремени, часть которого переносится с населения на промышленных предприятий и групп.

Стоит отметить, что помимо этого существуют и другие виды перекрестного субсидирования: межтерриториальное, между видами товаров (тепловая и электрическая энергия). Такое субсидирование реализуется на оптовом рынке электроэнергии (мощности) с применением тарифов по регулируемым договорам. Однако данные виды субсидирования по объему в денежном выражении значительно уступают перекрестному субсидированию между промышленностью и населением.

Перекрестное субсидирование между категориями потребителей в сфере электроэнергетики возникло в России в начале 1990-х годов, когда в период экономического спада государством были приняты меры социальной поддержки населения. В конце 1990-х годов Правительство России поставило цели по ликвидации перекрестного субсидирования. К 2007 году экономическая справедливость цен для различных категорий потребителей была практически достигнута, однако после кризиса 2008 года динамика ухудшилась: расхождение тарифов для населения и промышленности снова увеличилось²⁴.

Перекрестное субсидирование населения в существенной мере негативно влияет на отрасль. Среди его основных недостатков можно выделить:

- ▶ стимулирование крупных потребителей к уходу из «большой» энергетики и к постройке собственных генерирующих объектов, что приводит к росту тарифной нагрузки для остальных потребителей, снижению эффективности энергокомпаний и необходимости консервации мощностей;
- ▶ отсутствие адресности при распределении субсидий (ввиду того, что размер субсидии до 2013 года был пропорционален потреблению электроэнергии, наиболее обеспеченные домохозяйства получали значительно больший объем социальной помощи, чем домохозяйства с меньшим уровнем дохода);
- ▶ непрозрачность распределения нагрузки по перекрестному субсидированию между группами потребителей.

Для обеспечения прозрачности и справедливости распределения нагрузки по перекрестному субсидированию, постепенного снижения его объема и изменения его структуры с целью обеспечения более эффективной адресной поддержки малоимущих и социально защищаемых категорий потребителей в 2013 году Правительством РФ была принята Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации²⁵.

²³ Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2017 года №1209-р.

²⁴ Перекрестное субсидирование в электроэнергетике: эмпирический анализ, оценка эффективности собственной генерации. Золотова И.Ю., НИУ ВШЭ, 2017 год.

²⁵ Распоряжение Правительства РФ от 03 апреля 2013 года № 511-р (ред. от 18 июля 2015 года) «Об утверждении Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации».



В рамках реализации данной стратегии в 2013 году законодательно определен порядок установления и применения социальной нормы потребления электроэнергии²⁶, что способствует адресному распределению субсидий.

Социальная норма потребления электроэнергии

Объем электрической энергии (мощности), который потребляется населением и приравненными к нему категориями потребителей, в пределах которого и сверх которого поставки электрической энергии (мощности) осуществляются по различным регулируемым ценам (тарифам).

В 2013 году в законодательство были внесены изменения, направленные на ликвидацию одного из способов перекрестного субсидирования – договоров «последней мили», в соответствии с которыми промышленные предприятия, подключенные напрямую к сетям, оплачивали услуги по более высоким тарифам. Ликвидация «последней мили»

призвана способствовать более справедливому распределению нагрузки между населением и промышленными потребителями. Однако в настоящее время, в соответствии с ФЗ «Об электроэнергетике», проблема «последней мили» для ряда регионов до сих пор не решена.

В 2014 году впервые была законодательно закреплена предельная величина перекрестного субсидирования, учитываемая в тарифах на услуги по передаче электрической энергии всем потребителям, кроме населения²⁷.

Начиная с 2015 года, в соответствии с Приложением № 6 к Основам ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, совокупная по стране предельная величина перекрестного субсидирования составляет 229,4 млрд руб. без НДС²⁸.

Проект энергетической стратегии России на период до 2035 года предусматривает постепенную ликвидацию всех видов перекрестного субсидирования между отдельными группами потребителей и услугами.

Избыток тепловой мощности

По данным Министерства энергетики²⁹, за последние 30 лет почти в два раза уменьшился отпуск тепла в системах централизованного теплоснабжения. Это привело к возникновению существенного избытка мощностей ТЭЦ и котельных: 30% и 15% от установленной мощности соответственно.

По мнению Минэнерго, в схемах теплоснабжения принимаются следующие неэффективные решения:

- ▶ часто вместо недозагруженных ТЭЦ загружаются менее эффективные и более затратные котельные, тарифы на тепло которых могут превышать тариф ТЭЦ более чем в три раза;
- ▶ часто для обеспечения теплом новых потребителей вместо увеличения нагрузки на действующие ТЭЦ за счет реконструкции и строительства тепловых сетей принимается решение о строительстве и вводе в эксплуатацию новых источников тепловой энергии, что приводит к дополнительному росту тарифов и бюджетных субсидий.

Таким образом, неэффективное использование тепловых мощностей увеличивает нагрузку на потребителя и препятствует обновлению основных фондов.

²⁶ Постановление Правительства РФ от 22 июля 2013 года № 614 (ред. от 07 августа 2017 года) «О порядке установления и применения социальной нормы потребления электрической энергии (мощности) и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам установления и применения социальной нормы потребления электрической энергии (мощности)».

²⁷ Постановление Правительства РФ от 31 июля 2014 года № 750 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам снижения величины перекрестного субсидирования в электросетевом комплексе».

²⁸ Постановление Правительства РФ от 29 декабря 2011 № 1178 (ред. от 28 августа 2017 года) «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике».

²⁹ <https://minenergo.gov.ru/system/download-pdf/4227/69137>

Проблема неплатежей

Значительным сдерживающим фактором, влияющим на развитие отрасли в целом, является проблема неплатежей.

По данным Ассоциации «НП Совет рынка», на конец октября 2017 года на оптовом рынке задолженность составила 65,2 млрд руб., а на розничном – 243 млрд руб.

Если на оптовом рынке электроэнергетики есть ряд законодательных мер, которые позволяют воздействовать на неплатежельщика, то на розничном рынке такой механизм практически отсутствует. Фактически отключить электроэнергию населению и приравненной к нему группе потребителей не представляется возможным из-за особого статуса предоставляемой услуги – ее высокой социальной значимости.

Динамика задолженности оплаты за электроэнергию, млрд руб.



Источник: Ассоциация «НП Совет рынка».

Вынужденная генерация

Сокращение доли выработки тепловой энергии на ТЭЦ приводит к тому, что наиболее экономичные и надежные теплоисточники в массовом порядке становятся неэффективными на рынке электроэнергии, где они сначала получают статус генераторов, работающих в вынужденном режиме, а впоследствии выводятся из эксплуатации.

Мощности, работающие в режиме вынужденной генерации, оплачиваются по существенно более высокой цене, чем рыночная, что приводит к росту расходов потребителей. Так, в соответствии с данными, представленными в разделе «Структура электроэнергетической отрасли», в 2016 году средняя цена мощности, работающей в режиме вынужденной генерации, превысила цену мощности, отобранной в рамках КОМ, на 135% в первой ценовой зоне и на 63% – во второй.

Высокие потери тепла

Объемы реконструкции и реновации тепловых сетей недостаточны для поддержания их в требуемом техническом состоянии, что приводит к значительным потерям энергии при передаче.

Нормативный срок службы теплосетей – 25 лет, поэтому необходимый уровень обновления фондов в теплоснабжении должен составлять в среднем 4% в год при текущем уровне обновления лишь 2,7% в год³⁰. По данным Министерства энергетики³¹, около 70% теплосетей работают с превышением нормативного срока службы, а 20% котлов и турбин тепловых электростанций служат более 50 лет при норме в 40 лет.

В период с 2007 по 2013 год аварийность в теплосетях увеличилась на 45%. Износ тепловых сетей приводит к высоким теплопотерям: в России они достигают 20-30%, что практически в четыре раза выше, чем в европейских странах. В 2016 году потери в системе теплоснабжения, по данным Росстата, составили 132,3 млн Гкал³².

По данным Министерства энергетики, для того, чтобы российская система теплоснабжения стала надежной и приблизилась по эффективности к европейским стандартам, до 2025 года нужно вложить в отрасль 2,5 трлн руб. Из них около 40% требуется потратить на обновление генерирующих объектов, 30% – на обновление теплосетей, а оставшуюся треть средств планируется направить на оптимизацию операционных расходов (на диспетчеризацию, автоматизацию, создание системы раннего диагностирования, повышение квалификации персонала, создание удобной инфраструктуры для работы с потребителями и выполнение других задач).

³⁰ <https://minenergo.gov.ru/node/7132>

³¹ <https://minenergo.gov.ru/system/download-pdf/4227/69137>

³² <https://www.fedstat.ru/indicator/33926>

Инвестиционные возможности

В предыдущем разделе мы указали основные сдерживающие факторы, работа над которыми может существенно ускорить развитие энергетики. Помимо этого, мы выделили следующие тенденции и инициативы, способные создать инвестиционные возможности в данной отрасли в России:

- ▶ новая модель рынка тепловой энергии (механизм «альтернативной котельной»);
- ▶ государственная поддержка инвестиций в возобновляемую энергетику;
- ▶ государственная поддержка модернизации генерирующего оборудования;
- ▶ вывод объектов вынужденной генерации;
- ▶ энергетическое машиностроение;
- ▶ переход к новой технологической парадигме в электроэнергетике.

Новая модель рынка тепловой энергии (механизм «альтернативной котельной»)

Ранее мы указывали, что основными факторами, сдерживающими развитие рынка тепловой энергии, являются избыточные мощности и высокая степень износа тепловых сетей, а также высокий уровень неплатежей.

На рынке электроэнергии внедрение в 2011 году конкурентной модели позволило привлечь дополнительные инвестиции в модернизацию и строительство генерирующих мощностей.

Однако конкурентная модель, аналогичная существующей в электроэнергетике, не может быть реализована на рынке теплотехники. Это обусловлено в том числе такими факторами, как:

- ▶ ограниченные возможности передачи тепла на дальние расстояния;

- ▶ значительные капитальные затраты, необходимые для снятия ограничений пропускной способности тепловой сети³³.

В связи с этим для изменения модели рынка тепловой энергии был предложен механизм «альтернативной котельной».

С 10 августа 2017 года вступили в силу изменения в законодательстве, предполагающие изменение системы тарифообразования на тепловую энергию с переходом от госрегулирования всех тарифов в сфере теплоснабжения к установлению только предельного уровня цены на тепловую энергию для конечного потребителя³⁴.

Предельные уровни тарифов устанавливаются в рамках ценовых зон теплоснабжения.

К ценовой зоне может быть отнесено поселение или городской округ при наличии утвержденной схемы теплоснабжения в случае, если 50% и более суммарной установленной мощности источников тепловой энергии функционируют в режиме когенерации. Решение об отнесении территории к ценовой зоне может быть принято Правительством России до 1 июля 2018 года.

Предельная цена тепловой энергии определяется ценой поставки теплоэнергии от альтернативного, замещающего централизованное теплоснабжение источника (цена «альтернативной котельной»), работающего на наиболее дешевом в регионе источнике энергии.

Если предельный уровень цены на тепловую энергию, устанавливаемый впервые, утвержден ниже уровня цены альтернативной котельной, то он поэтапно доводится до предельного уровня, соответствующего цене альтернативной котельной, в соответствии с однократно утверждаемым графиком. По оценкам участников рынка, с введением новой системы тарифообразования стоимость тепловой энергии увеличится в таких регионах, как, например, Астраханская и Пензенская области, Республика Башкортостан.

Если же предельный уровень цены окажется выше уровня цены альтернативной котельной, что, по мнению отраслевых экспертов, характерно для некоторых регионов Сибири, то тариф будет заморожен³⁵.



³³ <https://minenergo.gov.ru/system/download-pdf/4227/69137>

³⁴ Федеральный закон от 29 июля 2017 года № 279-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О теплоснабжении» и отдельные законодательные акты Российской Федерации по вопросам совершенствования системы отношений в сфере теплоснабжения».

³⁵ Федеральный закон от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ (ред. от 29 июля 2017 года) «О теплоснабжении».

Преимущества введения новой модели рынка теплоэнергетики

Для потребителей

- Повышение надежности и качества теплоснабжения
- Упрощение взаимодействия с инфраструктурой
- Защита предельным уровнем цены
- Повышение уровня комфорта
- Повышение достоверности (точности) расчетов
- Повышение прогнозируемости затрат на тепло
- Уменьшение совокупных платежей за тепло за счет роста энергоэффективности
- Создание равных условий для всех потребителей в границах муниципального образования

Для государства

- Повышение управляемости систем теплоснабжения
- Привлечение инвестиций в теплоснабжение в размере 2,5 трлн руб.
- Развитие смежных отраслей и импортозамещение (дополнительный вклад в ВВП не менее 660 млрд руб.)
- Создание новых рабочих мест – не менее 37 тыс.
- Увеличение налоговых поступлений более чем на 800 млрд руб.
- Снижение ежегодной нагрузки на бюджет по субсидированию отрасли теплоснабжения на 150 млрд руб.

Для бизнеса

- Снижение административного (регуляторного) давления на бизнес
- Повышение экономической мотивации к оптимизации и развитию теплоснабжения
- Стимулирование развития когенерации
- Стабильная и долгосрочная система отношений для поставщиков и потребителей
- Снижение рисков инвестирования за счет стабильных и долгосрочных правил организации отрасли

Источник: Министерство энергетики РФ «О реформе теплоснабжения в Российской Федерации», февраль 2017 года.

Законом предусмотрен переходный период, который начинается со дня вступления в силу решения об отнесении поселения или городского округа к ценовой зоне теплоснабжения и заканчивается в день вступления в силу решения об утверждении предельного уровня цены на тепловую энергию.

В новой модели центром ответственности в системе теплоснабжения становится единая теплоснабжающая организация (ЕТО)³⁶. Она отвечает перед регулятором за инвестиционные мероприятия и целевые показатели теплоснабжения, а перед потребителями – за надежность и качество услуг в рамках договоров теплоснабжения.

Ожидается, что переход от методики «затраты плюс» к новой модели рынка тепловой энергии обеспечит предсказуемость и экономическую обоснованность устанавливаемых тарифов, а также повысит привлекательность сегмента.

Единая теплоснабжающая организация

Статус ЕТО присваивается теплоснабжающим и/или теплосетевым организациям решением государственных органов в соответствии с критериями, установленными правилами организации теплоснабжения. Границы деятельности ЕТО определяются границами системы теплоснабжения. В случае если на территории поселения или городского округа существуют несколько систем теплоснабжения, может быть выбрана ЕТО для каждой из систем или могут быть определены несколько ЕТО.

Тарифы на поставку ЕТО тепловой энергии едины для всех потребителей, находящихся в зоне деятельности данной ЕТО и относящихся к одной категории потребителей.

ЕТО наделена полномочиями «одного окна» по купле-продаже и по подключению тепловой энергии. Экономическая модель деятельности ЕТО строится на разнице между доходом от продажи тепла по цене, определяемой соглашением сторон договора, но не выше предельного уровня, и расходами на производство и передачу тепловой энергии, которые формируются на свободной договорной основе, то есть являются управляемыми.

Вместе с тем, в случае нарушения надежности и качества теплоснабжения, ЕТО будет обязана выплачивать значительные штрафы, что будет сдерживать организацию от снижения себестоимости производства и поставки тепловой энергии в ущерб надежности и качеству теплоснабжения. Такая модель будет стимулировать ЕТО к эффективной работе.

Поскольку предполагается, что ЕТО будет отраслевой монополией, закон предусматривает усиление антимонопольного контроля за деятельностью ЕТО, для чего введены положения об антимонопольном регулировании и контроле в сфере теплоснабжения. Объектами контроля будут являться цены, распределение тепловой нагрузки в системе теплоснабжения и соблюдение правил заключения договоров в этой сфере.

³⁶ Федеральный закон от 29 июля 2017 года № 279-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О теплоснабжении» и отдельные законодательные акты Российской Федерации по вопросам совершенствования системы отношений в сфере теплоснабжения».

Механизм «альтернативной котельной» позволит отказаться от неэффективных и дорогих теплоисточников. Действительно, при системе тарифообразования «затраты плюс» выигрывают игроки с наибольшими издержками, вытесняя более эффективные ТЭЦ, существенную часть выручки которых формирует генерация тепловой энергии.

Сейчас медианное значение рентабельности активов компаний с большой долей тепловой выручки составляет лишь около 4%³⁷, потери тепла увеличиваются, а частные инвесторы не склонны инвестировать в модернизацию без гарантий возврата капитала.

Использование метода «альтернативной котельной» позволит обеспечить более справедливые условия для когенерации³⁸, которая по сути является более экономически эффективной, чем обособленное производство тепловой энергии.

Мы считаем, что новая модель рынка тепловой энергии будет стимулировать инвестиции в модернизацию тепловой генерации.

Возобновляемая энергетика

Несмотря на то что ВИЭ имеют определенные недостатки по сравнению с традиционными методами генерации электроэнергии (например, небольшая плотность энергетических потоков, нестабильность ввиду зависимости от условий окружающей среды, высокие начальные капитальные затраты), в рамках мер по внедрению более экологичных технологий в России с 2013 года поддерживается развитие «зеленой» энергетики. Наиболее перспективными областями применения ВИЭ в России являются изолированные и удаленные энергорайоны.

К 2024 году объем производства и потребления электроэнергии с использованием ВИЭ (кроме гидроэлектростанций установленной мощностью менее 25 МВт) прогнозируется на уровне 0,6%. Правительство РФ осуществляет активное развитие и поддержку отрасли

электроэнергетики на основе ВИЭ как на оптовом, так и на розничном рынке. Это делает более привлекательными инвестиции (в том числе для международных компаний) в существующие и новые предприятия отраслей электрогенерации и энергетического машиностроения.

Оптовый рынок

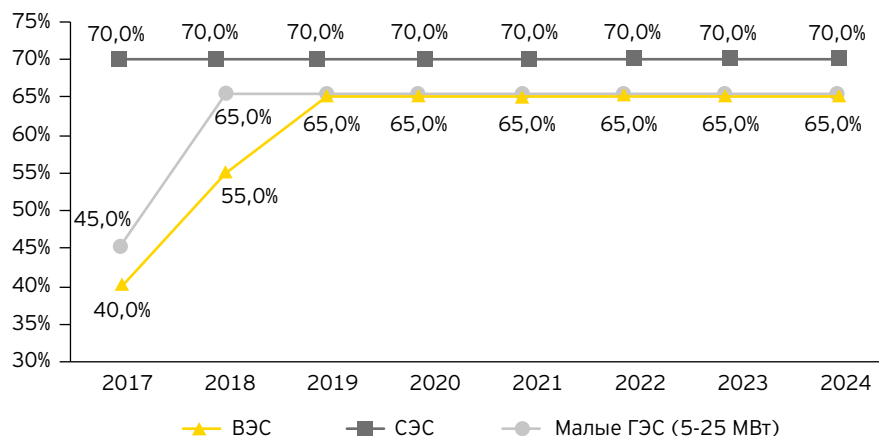
На оптовом рынке основным механизмом стимулирования развития ВИЭ является ДПМ ВИЭ³⁹.

Отбор реализуется на основе целевых показателей, утвержденных Распоряжением Правительства Российской Федерации от 8 января 2009 года № 1-р. При проведении конкурсного отбора во внимание принимаются предельные величины капитальных

затрат на строительство 1 МВт установленной мощности генерирующего объекта для каждого из видов генерирующих объектов, а также степень локализации на территории РФ производства основного и (или) вспомогательного генерирующего оборудования, что стимулирует конкуренцию и приток инвестиций в отечественную отрасль энергетического машиностроения.

Отобранные в рамках ДПМ ВИЭ проекты генерации имеют приоритет при проведении КОМ, который подразумевает отбор проектов на каждый год из четырех последующих календарных лет отдельно по видам генерирующего оборудования совокупно для всех ценовых зон оптового рынка.

Требования по локализации производства оборудования генерирующих объектов, участвующих в отборе по ДПМ ВИЭ



Источник: Распоряжение Правительства РФ от 08 января 2009 г. № 1-р (ред. от 28 февраля 2017 г.) «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2024 года».

Методика, на основе которой рассчитывается цена ДПМ, предусматривает возможность снижать цену мощности объекта генерации в случае невыполнения инвестором требования по локализации производства. Гарантированные платежи, обеспечивающие возврат вложений, повышают привлекательность проектов для инвесторов путем существенного снижения уровня рисков. В свою очередь, это обеспечивает снижение стоимости заемных средств и, как следствие, стоимости мощности по ДПМ ВИЭ.

По данным АТС, в 2017 году в результате конкурсных отборов проектов ВИЭ были выбраны проекты по строительству ВЭС совокупной установленной мощностью 1651 МВт и СЭС совокупной установленной мощностью 520 МВт. Плановые инвестиции в строительство ВЭС оцениваются в 169,9 млрд руб. при средней величине удельных капитальных затрат на 1 кВт установленной мощности на уровне 105,8 тыс. руб./кВт. В части СЭС объем планируемых инвестиций составляет 57,0 млрд руб., средняя величина удельных капитальных затрат на 1 кВт установленной мощности – 108,4 тыс. руб./кВт.

³⁷ Оценка ЕУ на основе данных компаний, публикующих финансовую отчетность в открытом доступе.

³⁸ Совместная выработка электрической и тепловой энергии.

³⁹ Регулируется Постановлением Правительства РФ от 28 мая 2013 года № 449 (ред. от 28 февраля 2017 года) «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности» (вместе с «Правилами определения цены на мощность генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии»).

Для объектов, введенных после 1 января 2017 года, номинальный базовый уровень нормы доходности капитала в рублях составляет 12%, срок окупаемости равен 15 годам.

В сегменте ВИЭ появляются новые крупные игроки. Так, по данным АТС, тремя компаниями, прошедшими отбор, в 2017 году были: Fortum, Enel и ВетроОГК (дочерняя компания Госкорпорации «Росатом») ⁴⁰, которые в рамках аукциона получили право построить ВЭС с установленной мощностью 1 ГВт, 291 МВт и 360 МВт соответственно. Отобранные в ходе конкурса СЭС планируется ввести в эксплуатацию уже начиная с конца 2018 года.

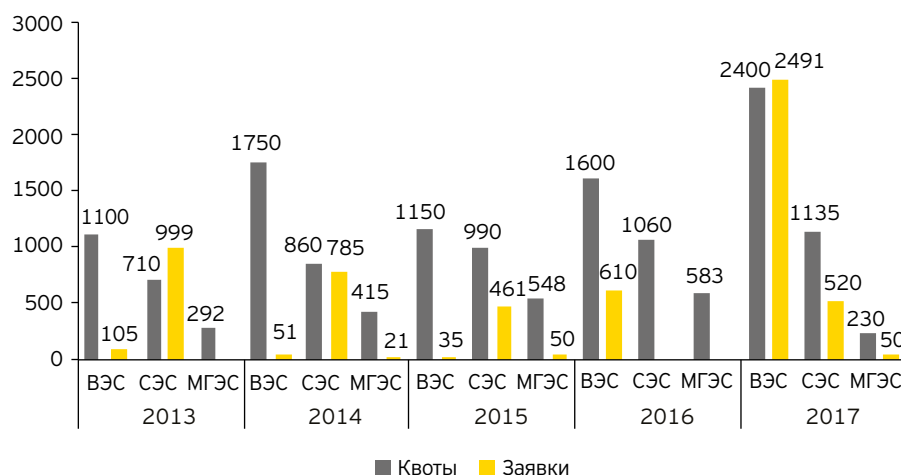
В сегменте СЭС, согласно данным АТС, были отобраны проекты ООО «Грин Энерджи» (300 МВт), ООО «Кремниевые технологии» (80 МВт), ПАО «Т Плюс» (70 МВт) и ООО «Авелар Солар Технолоджи» (70 МВт) ⁴¹. Отобранные в ходе конкурса СЭС будут введены в эксплуатацию в 2020–2022 годах.

В отборах участвуют преимущественно компании, связанные с крупной генерацией или с известными промышленными группами. Независимым инвесторам сложнее добиться получения приемлемых кредитных ставок и банковских аккредитивов, а также выполнить требования по локализации.

При этом в проекте Энергетической стратегии России на период до 2035 года Правительство России рассматривает (в случае экономической обоснованности) в качестве стимулирующего механизма субсидирование процентных ставок по кредитам для введения в эксплуатацию электростанций на ВИЭ.

Необходимо отметить усиление конкуренции в сегменте ВЭС. Так, если в прошлые годы совокупный объем мощностей поданных заявок на строительство ВЭС, по данным АТС, был значительно

Динамика установленных квот и полученных заявок в рамках отборов проектов ВИЭ в 2013–2017 годах по типам генерирующих объектов, МВт



Источники: АТС, анализ ЕУ.

ниже заявленных квот, то в 2017 году ситуация изменилась: объем установленных мощностей поданных на конкурс заявок превысил квоту и составил 2491 МВт. Это может говорить о росте интереса игроков рынка к ВИЭ, а также о расширении производства энергетического оборудования для ВИЭ на территории России (что позволяет выполнить требование о локализации оборудования).

Правительством была поставлена цель ввести в 2017–2024 годах 5061 МВт мощности генерирующих объектов, функционирующих на ВИЭ ⁴². Около 65% из них должно приходиться на ВЭС. Данные целевые показатели и требования к локализации подразумевают существенный спрос на энергетическое оборудование для ВИЭ, произведенное в России.

В сегменте солнечных электростанций в 2015 году в России компанией ООО «Хевел» (совместное предприятие ГК «РОСНАНО» и ГК «Ренова») был открыт первый завод по производству

солнечных модулей на основе тонкопленочной технологии ⁴³. Завод позволяет производить солнечные модули суммарной мощностью до 160 МВт в год ⁴⁴. Согласно ожиданиям акционеров компании, в будущем объемы производства завода и конкурентоспособность солнечных модулей позволят также поставлять их на экспорт ⁴⁵.

В сегменте ветровых электростанций такие компании, как Siemens Gamesa (в партнерстве с «Энел Россия») и Vestas (в партнерстве с «РОСНАНО») уже проявили активный интерес к проектам ВЭС в России ⁴⁶. «РОСНАНО» в партнерстве с Vestas планирует построить в России завод по производству отдельных видов оборудования для ВЭС. Госкорпорация «Росатом» через дочернее АО «ОТЭК» заключила в 2017 году лицензионное соглашение с голландской компанией Lagerwey о передаче технологий по производству ветроустановок ⁴⁷ для сбора в России ключевых компонентов ВЭС. Локализация может достичь 70% ⁴⁸.

⁴⁰ <https://www.kommersant.ru/doc/3324227>

⁴¹ <https://www.atsenergo.ru/vie/proresults>

⁴² Распоряжение Правительства РФ от 08 января 2009 года № 1-р (ред. от 28 февраля 2017 года) «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2024 года».

⁴³ <https://lenta.ru/news/2015/02/17/rosnanobatarei/>

⁴⁴ <http://www.hevelsolar.com/about/news/gruppa-kompaniy-khevel-modernizirovala-zavod-i-vdvoe-uvlechila-obyem-proizvodstva-solnechnykh-modul/>

⁴⁵ https://www.dp.ru/a/2017/02/26/V_aprele_v_CHuvashii_startu

⁴⁶ <https://www.fortum.com/en/mediaroom/pages/fortum-rusnano-wind-investment-fund-chooses-vestas-as-wind-turbine-supplier-in-russia.aspx>

⁴⁷ <http://www.rosatom.ru/journalist/news/kompaniya-lagerwey-i-ao-otek-podpisali-soglasenie-o-peredache-tehnologiy-lagerwey-po-proizvodstvu/>

⁴⁸ <https://rawi.ru/ru/rosatom-lokalizuet-v-rossii-do-70-proizvodstva-vetroelektroustanovok-niderlandskoy-lagerwey/>



Розничный рынок

Для ускорения внедрения ВИЭ на розничном рынке электроэнергии государством утвержден план мероприятий по стимулированию развития микрогенерации⁴⁹. Данный план предусматривает внесение в законодательство поправок, позволяющих домохозяйствам продавать излишки электроэнергии, генерируемой частными ВЭС и СЭС мощностью до 15 кВт. При этом региональные поставщики будут обязаны покупать эту электроэнергию по регулируемым ценам. Стоит отметить, что доход от продажи излишков энергии не будет облагаться налогом. Ожидается, что необходимые нормативно-правовые акты будут приняты в начале 2018 года⁵⁰.

Кроме того, согласно Постановлению Правительства РФ от 20 октября 2010 года № 850, для компенсации стоимости технологического присоединения генерирующих объектов, работающих на ВИЭ, с установленной генерирующей мощностью не более 25 МВт предусматриваются субсидии из федерального бюджета.

Мы считаем, что государство продолжит стимулировать инвестиции в строительство генерирующих мощностей возобновляемых источников энергии.

Модернизация генерирующего оборудования

В разделе «Сдерживающие факторы» мы указали на высокую степень изношенности основных фондов в электроэнергетике. Разработанный в 2008–2010 годах механизм ДПМ позволил частично решить данную проблему за счет привлечения частных инвестиций в модернизацию генерирующего оборудования.

По данным Ассоциации «НП Совет рынка», с момента появления механизма ДПМ российские генерирующие компании вывели из эксплуатации 27 ГВт мощностей, и еще 5 ГВт должны быть выведены в 2017 году.

Мощности, введенные в эксплуатацию в рамках ДПМ к середине 2017 года, составили 11,6% от совокупной установленной мощности (27,7 ГВт)⁵¹.

В рамках реализации обязательств по заключенным ДПМ ожидается ввод еще 2,1 ГВт до конца 2018 года, однако на этом программа ДПМ завершается.

Несмотря на то что механизм ДПМ способствовал повышению инвестиционной активности и обновлению генерирующих мощностей, он оказал на отрасль и негативное влияние. Так, изначально механизм ДПМ в большей степени был сфокусирован на электроэнергии, без учета тепловой энергии. Это привело

к снижению интереса к комбинированым генерирующим мощностям, которые тем не менее не могут быть выведены из эксплуатации ввиду их двойной функции. Такие объекты перешли в статус вынужденной генерации: в 2016 году 15,27 ГВт мощности были классифицированы в качестве мощностей вынужденной генерации (6,43 ГВт для тепловой энергии и 8,84 ГВт для электрической). Данная ситуация способствовала переизбытку мощностей на рынке электроэнергетики при их низкой загруженности.

По словам представителей Минэнерго России, к концу 2017 года ведомство планирует подготовить новый механизм поддержки модернизации генерирующих мощностей, который может быть реализован в формате, аналогичном ДПМ, через корректировку механизма КОМ или другим способом. Предполагается, что новые механизмы стимулирования модернизации будут учитывать при расчете окупаемости и выручку от продажи тепловой энергии. Начало реализации проектов в рамках нового механизма ожидается в 2022 году, когда мощности, построенные по первым ДПМ, выйдут на рынок КОМ и генераторы перестанут получать повышенные платежи за новую мощность.

Мы ожидаем, что в связи с завершением программы ДПМ будут предложены новые стимулы для инвестиций в модернизацию генерирующих мощностей.

⁴⁹ План мероприятий по стимулированию развития генерирующих объектов на основе возобновляемых источников энергии с установленной мощностью до 15 кВт, утвержденный Заместителем Председателя Правительства РФ 19 июля 2017 года.

⁵⁰ <http://www.rbc.ru/rbcfreenews/597558879a7947a90e832276>, <http://government.ru/news/28559/>

⁵¹ https://cfrenerg.ru/upload/iblock/135/1_e-polugodie2017-goda.pdf

Вывод объектов вынужденной генерации

Проблема вынужденной генерации стоит достаточно остро. В 2016 году объем мощности в рамках обязательств по вынужденной генерации, по данным АТС, составлял 12,5-14,7 ГВт в зависимости от месяца. С января по октябрь 2017 года этот показатель варьировался в диапазоне 10,6-13,3 ГВт⁵². При этом, в соответствии с Распоряжением Правительства⁵⁴, в 2020 году статус вынужденной генерации получают не более 7,5 ГВт, а в 2021 году – не более 4 ГВт мощностей.

Ожидается, что сократить объем вынужденной генерации позволят новая модель рынка тепловой энергии и дальнейшее стимулирование модернизации генерирующих мощностей с помощью нового механизма. Кроме того, Минэнерго и Минэкономразвития России в качестве дополнительных мер разработали механизмы вывода вынужденной генерации в энергетике⁵⁵:

- ▶ Министерство экономического развития предложило принудительно продавать неэффективные генерирующие мощности, если они не могут быть выведены из эксплуатации, и обязывать новых собственников управлять электростанциями на рыночных условиях. Если оферта не реализуется, то собственники генерирующего объекта должны будут провести конкурс на проведение замещающих мероприятий. Открытый конкурс позволит снизить стоимость замещающих мероприятий и нагрузку на потребителей.
- ▶ Министерство энергетики, напротив, предлагает заключение с сетями контрактов по технологическому отсоединению (замещению) без конкурса, при этом процесс будет обеспечен за счет собственников электростанций.

Издержки по отсоединению и ликвидации будут компенсированы тарифом, устанавливаемым для выводимого объекта.

Решения по законопроектам министерств пока не приняты.

Мы считаем, что вывод объектов вынужденной генерации из эксплуатации позволит лучше сбалансировать спрос и предложение электроэнергии и мощности, а также создаст стимулы для инвестиций в новые объекты генерации.

Энергетическое машиностроение

Существенные инвестиции генерирующих компаний в рамках модели «альтернативной котельной», модернизации мощностей (новый ДПМ) и развития возобновляемой энергетики (ДПМ-ВИЭ) будут направлены, как уже было отмечено ранее, и на закупку энергетического оборудования, что повысит доходы производителей оборудования.

Помимо факторов, рассмотренных выше, стимулом для развития российского энергетического машиностроения также могут являться внешние ограничения. Так, Siemens заявила 21 июля 2017 года⁵⁶ о прекращении поставок электроэнергетического оборудования российским государственным заказчиком, о прекращении действия соглашения с российскими компаниями в области поставки оборудования для электростанций с комбинированным циклом, об ужесточении контроля за поставками, а также об отказе от доли в российском ЗАО «Интеравтоматика».

В России Siemens – единственный производитель газовых турбин большой мощности, однако на мировом рынке у концерна есть конкуренты, в том числе ряд компаний в Китае. Кроме того, существуют отечественные наработки в этом направлении. Что касается паровых турбин и котлов, то их производство сконцентрировано в ПАО «Силовые машины».

Также, по мнению ЕУ, развитие ВИЭ в 2018-2022 годах создаст дополнительный спрос на электротехнику в размере 10,8 млрд руб. Для сглаживания пиков малой генерации электроэнергии в изолированных районах и собственной генерации, а также для накопления электроэнергии, произведенной от ВИЭ, часто используются аккумуляторы. Так, по нашему мнению, потенциал роста объема рынка накопителей для сетей и промышленного использования составит до 16 млрд руб. в год к 2025 году.

Мы считаем, что инициативы в области регулирования энергетики окажут положительное влияние на отрасль энергетического машиностроения.

Переход к новой технологической парадигме в электроэнергетике

Мировой рынок энергетики переживает значительные технологические изменения. Одним из таких изменений является формирование новой модели, предусматривающей разномасштабные комплексные системы и сервисы интеллектуальной энергетики, построенные на основе открытой сетевой архитектуры⁵⁷.

Будет создаваться новая технологическая платформа на базе «умной» инфраструктуры рыночной экосистемы активных потребителей и других субъектов распределительной энергетики.

Экосистема производителей и потребителей появится в розничном секторе электроэнергетики за счет возникновения малой и микрогенерации, разработки более технологичных накопителей энергии и других видов приборов с регулируемой нагрузкой (вплоть до «умного» холодильника), а также за счет развития беспрепятственного интегрирования в общую сетевую инфраструктуру, которая позволит обмениваться энергией (так называемый «Интернет энергии»)⁵⁸.

⁵² <https://minenergo.gov.ru/system/download/6497/67049>

⁵³ https://www.atsenergo.ru/nreport?access=public®ion=eur&name=MFORM_sale_volume_VR_zsp

⁵⁴ Распоряжение Правительства РФ от 31 июля 2017 года № 1646-р «Об отнесении генерирующего оборудования к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме».

⁵⁵ <https://minenergo.gov.ru/system/download/7704/71294>

⁵⁶ <https://www.siemens.com/press/twitter/crimea.htm#event-toc-3>

⁵⁷ http://www.cnews.ru/news/top/2017-02-06_putina_prosyat_sozdat_v_rossii_internet_energij

⁵⁸ Цифровой переход в электроэнергетике России, Центр стратегических разработок, сентябрь 2017 года.

Использование новых технологий в производстве электроэнергии даст возможность уменьшить стоимость электроэнергии, полученной от возобновляемых источников энергии и малой генерации, а также снизить потери в сетях. В результате уменьшения стоимости производства малой генерацией все больше потребителей смогут устанавливать у себя средства малой генерации для собственного использования. Это не только приведет к улучшению экологической ситуации, но и поможет удовлетворить растущий спрос наиболее эффективно, потому что поддержание и развитие текущей инфраструктуры будет значительно дороже для конечного пользователя.

В России также обсуждаются новые технологические тенденции: уже активно развиваются генерирующие объекты ВИЭ, утвержден закон, который позволяет продавать в сеть электроэнергию, полученную от малой генерации. Осваиваются новые технологии «умного дома», которые уже используются в домах, в гостиничных комплексах, на промышленных объектах.

Однако в России есть и определенные ограничения, не позволяющие добиться быстрого перехода к новой технологической парадигме в электроэнергетике:

- ▶ значительная конкурентоспособность ископаемых источников по сравнению с возобновляемыми (доступ к природному газу);
- ▶ природные условия, не дающие возможности добиться быстрого развертывания источников ВИЭ;
- ▶ сосредоточение населения в крупных городах;
- ▶ пока еще индустриальный характер экономики;
- ▶ уже созданная и эффективно функционирующая двусторонняя сеть высокого напряжения, в рамках которой применение цифровых технологий ограничено.

Тем не менее мы видим серьезный потенциал в применении цифровых технологий в сети среднего напряжения, что позволит добиться значительной экономии операционных расходов

(на 15-20%) и большей эффективности инвестиций (на 25-30%). Сегодня в этом сегменте сформировался значительный спрос при чрезвычайно фрагментированном предложении. Как потребители (сетевые компании), так и финансовые институты готовы стимулировать развитие высокотехнологических компаний, которые могут успешно конкурировать и предлагать технологические решения в следующих новых направлениях:

- ▶ оборудование для ВИЭ;
- ▶ надежные и гибкие распределительные сети;
- ▶ интеллектуальная распределительная энергетика;
- ▶ накопители энергии;
- ▶ электродвигатели и технологии для инфраструктуры электродвижения;
- ▶ потребительские сервисы.

Использование новых технологий в энергетике позволит повысить эффективность в отрасли и откроет дополнительные возможности для инвесторов.



Прогнозы развития

Обзор прогнозов развития отрасли был составлен на основе Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 годы. Данный документ формируется Минэнерго России на базе Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики, инвестиционных программ ФСК ЕЭС, МРСК, ТСО и инвестиционных программ генераторов электроэнергетики.

Правительством утвержден план совершенствования системы перспективного планирования в электроэнергетике⁵⁹. Предполагается, что определение перспективных площадок для размещения объектов генерации будет осуществляться путем синхронизации документов перспективного планирования с инвестиционными программами субъектов электроэнергетики и ведения двух видов реестров:

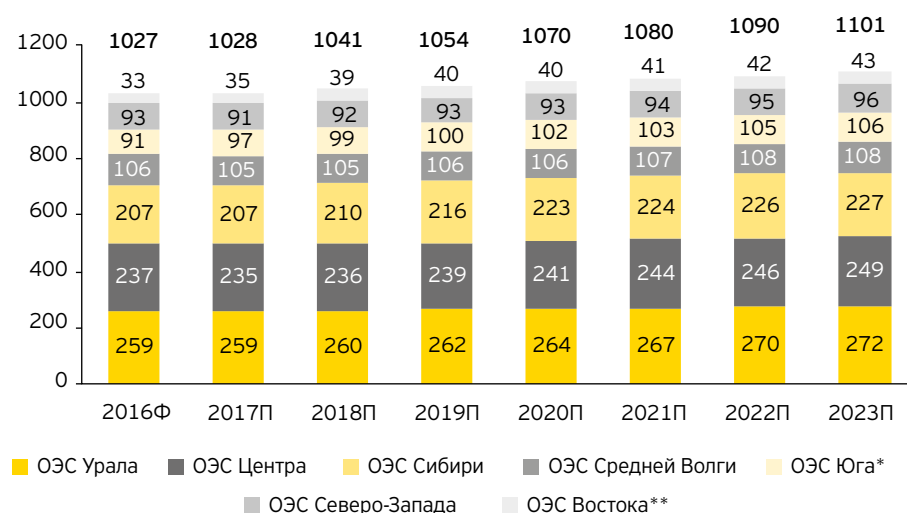
- ▶ реестр национальных инвестиционных проектов, разрабатываемый субъектом РФ сроком на пять лет;
- ▶ реестр крупных инвестиционных проектов, разрабатываемый Минэнерго России сроком на пять лет.

Исходя из данной информации, будет разрабатываться среднесрочный прогноз потребления электроэнергии и мощности на 10 лет, утверждаемый Минэнерго России. На основе прогноза будут подготовлены схема и программа развития ЕЭС России, а также электроэнергетики субъектов Российской Федерации.

Прогноз спроса на электроэнергию

По данным Минэнерго, в 2016 году спрос на электроэнергию по ЕЭС России составил 1027 млрд кВт·ч. Согласно Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 годы, утвержденной Приказом Минэнерго России от 1 марта 2017 года № 143, в 2023 году потребление электроэнергии ожидается на уровне 1101 млрд кВт·ч. Таким образом, спрос на электроэнергию по ЕЭС России к 2023 году увеличится на 74 млрд кВт·ч, а среднегодовой темп роста составит 1%. При этом рост потребления прогнозируется по всем ОЭС.

Прогноз спроса на электроэнергию по ЕЭС России, млрд кВт·ч



Источник: Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 годы, Министерство энергетики РФ, март 2017 года.

Ф – фактическое значение. П – прогноз.

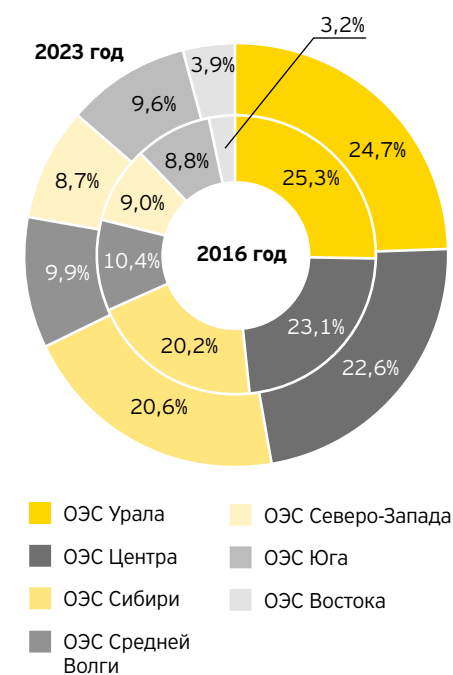
* ОЭС Юга с учетом присоединения энергосистемы Республики Крым и города федерального значения Севастополя с 2017 года.

** ОЭС Востока с учетом присоединения к Южно-Якутскому энергорайону Центрального энергорайона Республики Саха (Якутия) с 2018 года и Западного энергорайона Республики Саха (Якутия) с середины 2017 года.

В территориальной структуре существенных изменений не прогнозируется.

На фоне присоединения энергосистемы Республики Крым и города федерального значения Севастополя к ОЭС Юга, а также присоединения Центрального и Западного энергорайонов Республики Саха (Якутия) к ОЭС Востока доля этих ОЭС в территориальной структуре потребления электроэнергии в 2023 году увеличивается. Также незначительный рост, согласно прогнозам, продемонстрирует доля ОЭС Сибири (0,4%), что будет обусловлено увеличением спроса со стороны алюминиевых заводов (повышение мощности на Богучанском алюминиевом заводе, ввод Тайшетского алюминиевого завода, строительство второй очереди Хакасского алюминиевого завода).

Территориальная структура потребления электроэнергии по ОЭС России в 2016 и 2023 годах



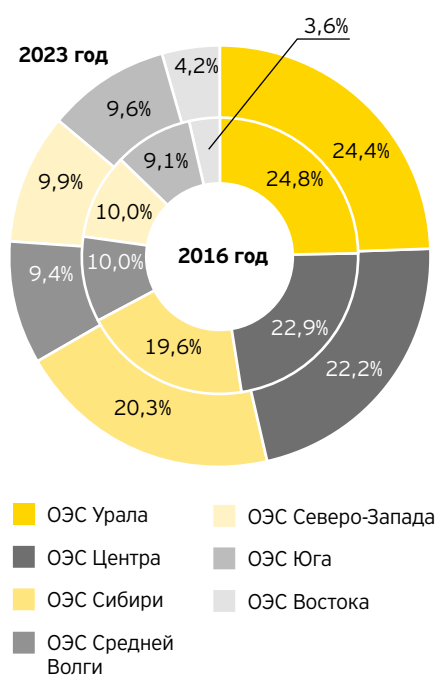
Источник: Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 годы, Министерство энергетики РФ, март 2017 года.

⁵⁹ <https://minenergo.gov.ru/node/7196>

Прогноз производства электроэнергии

Территориальная структура производства электроэнергии по ЕЭС России и ее ожидаемые изменения к 2023 году в целом соответствуют структуре потребления.

Территориальная структура производства электроэнергии по ОЭС России в 2016 и 2023 годах

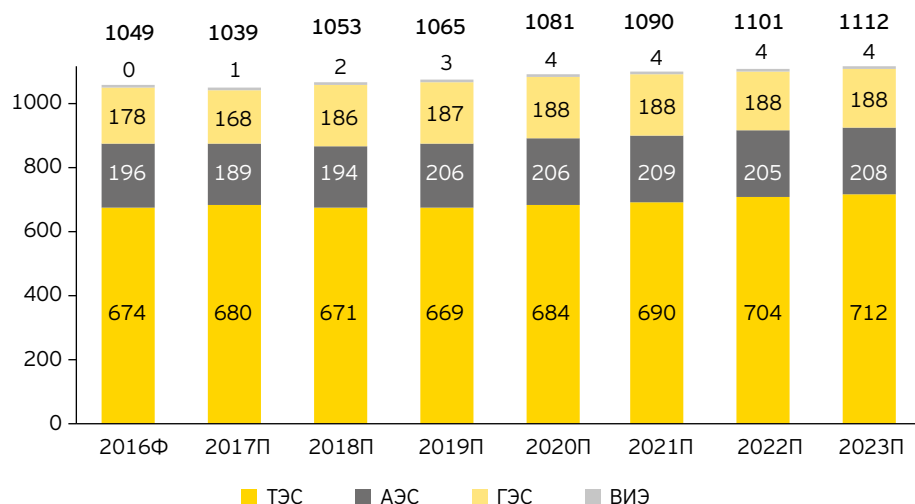


Источник: Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 годы, Министерство энергетики РФ, март 2017 года.

Согласно Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 годы, производство электроэнергии ЕЭС России к 2023 году достигнет 1112 млрд кВт-ч.

Несмотря на то что к 2023 году прогнозируется незначительное снижение доли ТЭС в производстве электроэнергии при увеличении долей АЭС, ГЭС и ВИЭ, на ТЭС по-прежнему будет приходиться более 60% генерируемой электроэнергии. Стоит отметить, что данная программа не учитывает мощности ВИЭ, отобранные в 2017 году.

Прогноз производства электроэнергии по ЕЭС России, млрд кВт-ч



Источник: Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 годы, Министерство энергетики Российской Федерации, март 2017 года.

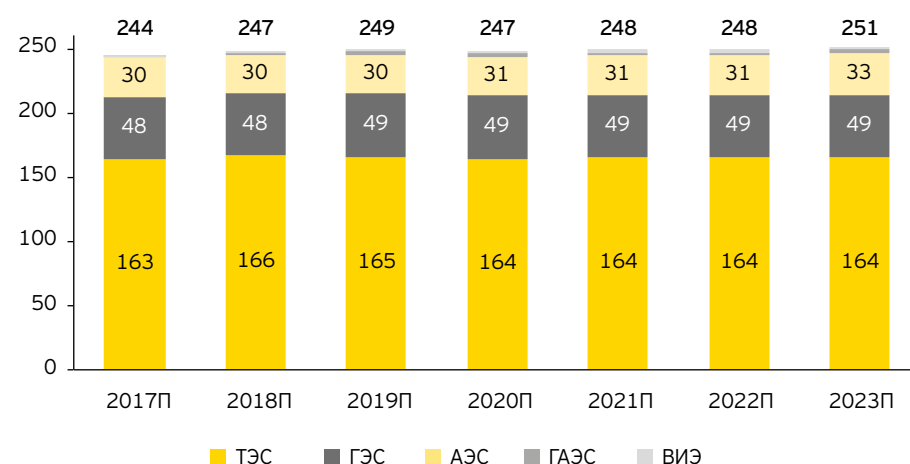
Ф – фактическое значение. П – прогноз.

Прогноз развития генерирующих мощностей

По прогнозам Минэнерго, установленная мощность электростанций ЕЭС России к 2023 году достигнет 250 565 МВт, увеличившись на 14 222 МВт по сравнению с 2016 годом.

Рост будет преимущественно обусловлен увеличением мощностей атомных, тепловых и работающих на ВИЭ электростанций.

Прогноз установленной мощности электростанций ЕЭС России, ГВт



Источник: Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 годы, Министерство энергетики РФ, март 2017 года.

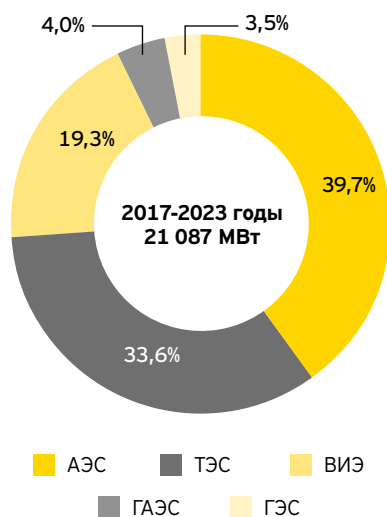
П – прогноз.

Согласно Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 годы, в этот период ожидается ввод (с высокой вероятностью реализации) 18 896 МВт мощностей. Наиболее значительный объем ввода генерирующих мощностей планируется в ОЭС Центра и ОЭС Северо-Запада.

По прогнозному графику наиболее активно ввод новых мощностей будет осуществляться в 2017, 2018 и 2023 годах.

Более 70% планируемых инвестиций придется на АЭС и ТЭС, 19% – на ВИЭ (с учетом результатов конкурса отбора проектов в 2017 году).

Структура вводимых в 2017-2023 годах мощностей по типу электростанций*, МВт



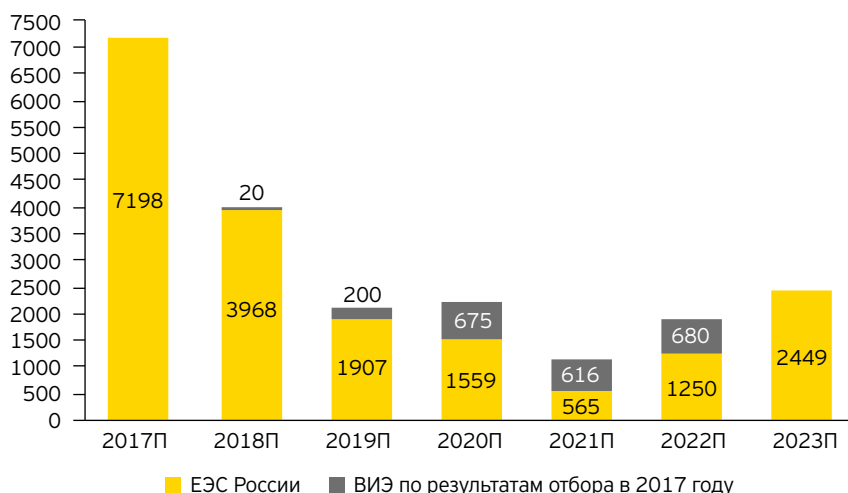
Источники: Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 годы, Министерство энергетики РФ, март 2017 года; АТС; анализ ЕУ.

* С учетом результатов отбора проектов ВИЭ в 2017 году по данным АТС.

В рамках реализации проектов строительства новых мощностей АЭС предусматривается ввод:

1. трех новых энергоблоков Ленинградской АЭС мощностью 1199 МВт каждый в 2017, 2018 и 2020 годах (ОЭС Северо-Запада);
2. второго энергоблока Нововоронежской АЭС мощностью 1195 МВт в 2018 году и двух энергоблоков Курской АЭС-2 мощностью 1250 МВт каждый в 2022 и 2023 годах (ОЭС Центра);

Прогнозный график ввода новых мощностей электростанций ЕЭС России*, МВт



Источники: Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 годы, Министерство энергетики РФ, март 2017 года; АТС.

П – прогноз.

* Результаты отбора проектов ВИЭ в 2017 году не учтены в Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 годы и отражены обособленно.

3. энергоблока Ростовской АЭС мощностью 1070 МВт в 2017 году (ОЭС Юга).
4. в ОЭС Центра до 2019 года ожидается завершение строительства Загорской ГАЭС-2 в целях увеличения «маневренной» мощности (4x210 МВт).

В рамках ввода новых мощностей ТЭС предусматривается ввод новых крупных энергоблоков (единичной мощностью более 200 МВт) с использованием парогазовых технологий на:

1. Воронежской ТЭЦ-1 (ОЭС Центра);
2. Симферопольской ПГУ-ТЭС и Севастопольской ПГУ-ТЭС (ОЭС Юга);
3. Пермской ГРЭС, Челябинской ГРЭС, Уфимской ТЭЦ-5 (Затонская ТЭЦ) (ОЭС Урала).

В целях развития ВИЭ в 2017-2023 годах Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 годы предусматривает строительство ветровых и солнечных электростанций установленной мощностью 801 МВт и 1074 МВт соответственно. Строительство ВЭС планируется в ОЭС Юга (691 МВт), а также в ОЭС Средней Волги (80 МВт) и Урала (30 МВт). Строительство СЭС намечено в ОЭС Юга (395 МВт) и Урала (354 МВт), а также в ОЭС Средней Волги (120 МВт), Сибири (190 МВт) и Центра (15 МВт).

При этом реализованный в 2017 году конкурс отбора проектов ВИЭ, по данным АТС, предполагает ввод в 2018-2022 годах дополнительно 2191 МВт мощностей, не учитываемых Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 годы.

В части ГЭС планируется ввод следующих объектов:

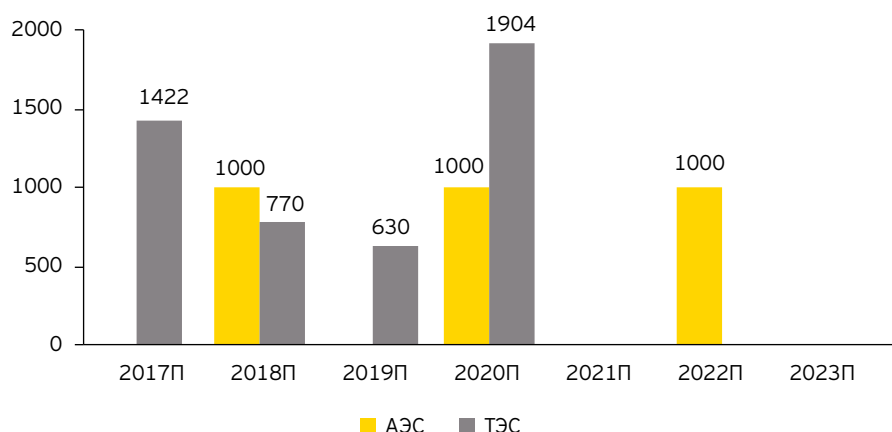
1. Нижне-Бурейская ГЭС с вводом четырех гидроагрегатов (4x80 МВт) в 2017 году (ОЭС Востока);
2. Зарамагская ГЭС-1 с вводом двух гидроагрегатов (2x171 МВт) в 2019 году (ОЭС Юга).

В 2017-2019 годах также планируется введение генерирующих мощностей на малых ГЭС ОЭС Юга и Северо-Запада совокупной установленной мощностью 81,7 МВт.

В 2017-2023 годах ожидается вывод генерирующих мощностей из эксплуатации совокупной мощностью 7727 МВт. Запланирован вывод:

- ▶ АЭС – два первых энергоблока на Ленинградской АЭС (2x1000 МВт) в ОЭС Северо-Запада и первый энергоблок на Курской АЭС (1000 МВт) в ОЭС Центра;
- ▶ ТЭС совокупной мощностью 4727 МВт (преимущественно ОЭС Центра и Урала).

Прогнозный график вывода мощностей АЭС и ТЭС ЕЭС России, МВт



Источник: Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 годы, Министерство энергетики РФ, март 2017 года.

П – прогноз.

Прогноз развития электросетей

В целях повышения технической и экономической эффективности функционирования ЕЭС России в 2017-2023 годах планируется развитие электрической сети напряжением 220 кВ и более. Прогнозируется ввод электросетей общей протяженностью 16 712 км, трансформаторной мощности 55 069 МВА. Стоит отметить, что вывода электросетей из эксплуатации в данный период не предусматривается. Ввод новых объектов электросетевого хозяйства планируется преимущественно в рамках:

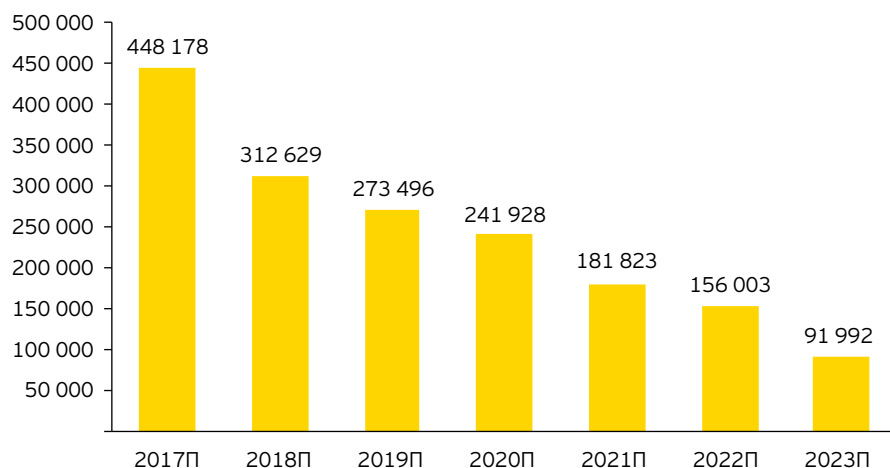
- ▶ развития электросетей различных классов напряжения для выдачи мощности АЭС (ОЭС Северо-Запада, Центра и Юга);
- ▶ усиления межсистемных связей путем сооружения новых линий электропередачи: ОЭС Центра (Ленинградская) – ОЭС Северо-Запада (Белозерская) (ВЛ 750 кВ);
- ▶ обеспечения надежности электроснабжения потребителей;
- ▶ повышения пропускной способности электрических сетей;
- ▶ обеспечения возможности технологического присоединения к сети новых потребителей.

Прогноз объемов инвестиций

Согласно Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 годы, планируемые инвестиции в развитие ЕЭС России за данные семь лет составят около 2,3 трлн руб. в прогнозных ценах с учетом НДС (18%). Из них 74% инвестиций придется на генерирующие мощности, а оставшиеся 26% – на развитие электросетей.

В данной программе учитываются только проекты, заявленные на момент ее составления. Согласно прогнозному графику, 61% инвестиций, относящихся к генерирующим мощностям, планируется осуществить в 2017-2019 годах.

Прогнозные объемы инвестиций на развитие генерирующих мощностей ЕЭС России в 2017-2023 годах в прогнозных ценах, млн руб.



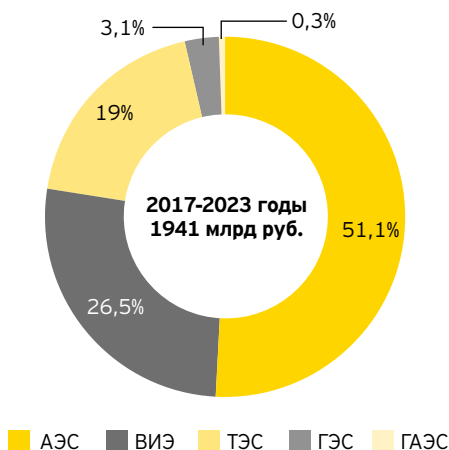
Источник: Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 годы, Министерство энергетики РФ, март 2017 года.

П – прогноз.



Наибольший объем инвестиций предусмотрен на развитие атомной электроэнергетики – 51%. Крупными сегментами инвестирования также будут ВИЭ (26%) и ТЭС (19%).

Структура инвестиций на развитие генерирующих мощностей в 2017–2023 годах по типу электростанций в прогнозных ценах*, млн руб.

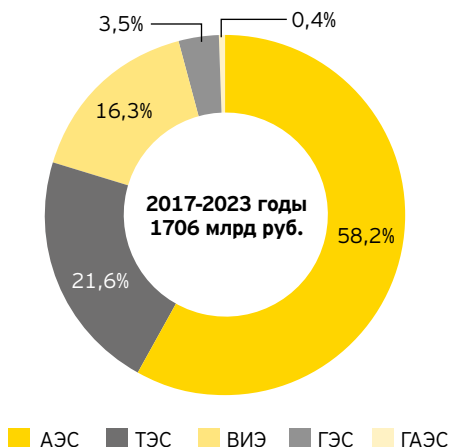


Источники: Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2017–2023 годы, Министерство энергетики РФ, март 2017 года; АТС; анализ ЕУ.

* С учетом результатов отбора проектов ВИЭ в 2017 году по данным АТС.

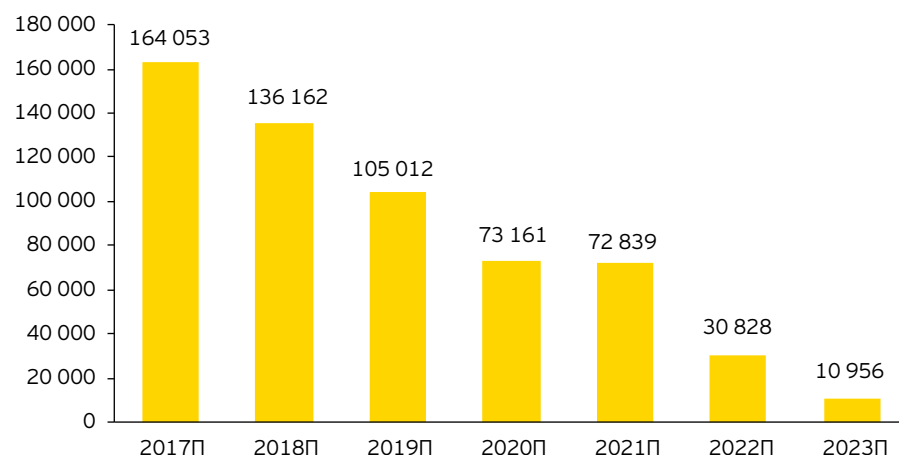
Более 80% всех инвестиций в развитие генерирующих мощностей в 2017–2023 годах придется на три ОЭС: Северо-Запада (33%), Центра (32%) и Юга (18%).

Структура инвестиций на развитие генерирующих мощностей в 2017–2023 годах по ОЭС в прогнозных ценах, млн руб.



Источники: Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2017–2023 годы, Министерство энергетики РФ, март 2017 года.

Прогнозные объемы инвестиций на развитие электросетей ЕЭС России в 2017–2023 годах в прогнозных ценах, млн руб.



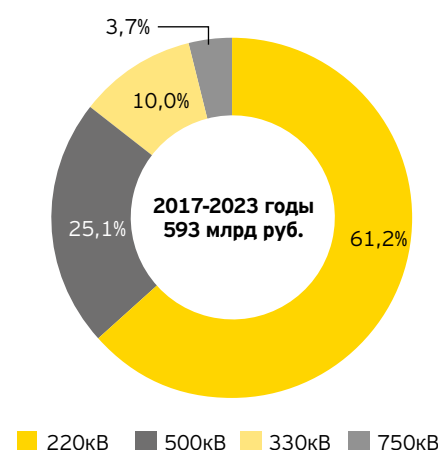
Источники: Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2017–2023 годы, Министерство энергетики РФ, март 2017 года.

П – прогноз.

В 2017–2023 годах планируются инвестиции в размере 593 млрд руб. (в прогнозных ценах) в развитие электросетей ЕЭС России. Как и в случае с генерирующими мощностями, основная доля инвестиций ожидается в 2017–2019 годах.

При этом основная доля средств (более 60%) будет направлена на развитие сетей напряжением 220 кВ.

Структура инвестиций на развитие электросетей ЕЭС России в 2017–2023 годах по классам напряжения в прогнозных ценах, млрд руб.



Источники: Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2017–2023 годы, Министерство энергетики РФ, март 2017 года.

Инвестиции в развитие электросетей менее концентрированы с географической точки зрения. При этом инвестиции в сети ОЭС Северо-Запада составят лишь 11% от совокупных инвестиций в электросети ЕЭС в 2017–2023 годах. Наибольшая доля инвестиций (30%) придется на ОЭС Сибири, 19% будет направлено на развитие сетей ОЭС Востока, 14% – на ОЭС Юга, по 12% – на ОЭС Центра и ОЭС Урала.

Структура инвестиций на развитие электросетей в 2017–2023 годах по ОЭС в прогнозных ценах, млн руб.



Источники: Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2017–2023 годы, Министерство энергетики РФ, март 2017 года.

Заключение

Российская отрасль электроэнергетики продолжает развиваться: растет потребление электроэнергии, происходит постепенное увеличение и обновление установленной мощности генерирующих компаний, а также повышение их рентабельности.

В то же время наблюдается сокращение инвестиций в отрасль на фоне снижения влияния такого стимула, как программа ДПМ. Инвестиционное развитие сдерживают также сохранение нерыночных механизмов ценообразования (в том числе перекрестного субсидирования), избыток тепловой мощности, вынужденная генерация, высокие потери тепловой энергии и проблема неплатежей.

Тем не менее мы выделили несколько тенденций и инициатив, которые, по нашему мнению, могут стимулировать инвестиции в отрасль в ближайшие годы.

- ▶ Новая модель рынка тепловой энергии (механизм «альтернативной котельной») позволит увеличить инвестиции в сектор тепловой генерации за счет более эффективной системы тарифообразования.
- ▶ Государство будет стимулировать развитие возобновляемой энергетики путем заключения договоров продажи мощности для проектов строительства генерирующих мощностей при условии выполнения требований по локализации оборудования.

- ▶ Мы ожидаем, что государство предложит новую программу поддержки инвестиций в модернизацию генерирующего оборудования.
- ▶ Вывод из эксплуатации объектов вынужденной генерации поддержит баланс рынка и создаст дополнительную мотивацию для инвестиций в новые генерирующие мощности.
- ▶ Все перечисленные выше инвестиционные возможности окажут положительное влияние на отрасль энергетического машиностроения.
- ▶ Использование новых технологий в энергетической отрасли позволит повысить эффективность деятельности и откроет новые ниши для инвесторов.

Контактная информация



Григорий Арутюнян

Партнер, руководитель группы по оказанию услуг компаниям ТЭК и электроэнергетики в СНГ, практика консультационных услуг по сделкам
Тел.: +7 (495) 641 2941
Grigory.S.Arutunyan@ru.ey.com



Антон Порядин

Партнер, практика консультационных услуг
Тел.: +7 (495) 755 9968
Anton.Poriadin@ru.ey.com



Акоп Саркисян

Партнер, практика консультационных услуг по сделкам
Тел.: +7 (495) 705 9722
Hakob.Sarkissian@ru.ey.com



Артем Ларин

Партнер, практика аудиторских услуг
Тел.: +7 (495) 641 2971
Artem.A.Larin@ru.ey.com



Борис Яценко

Партнер, практика консультационных услуг по сделкам
Тел.: +7 (495) 755 9860
Boris.Yatsenko@ru.ey.com



Татьяна Околотина

Партнер, практика аудиторских услуг
Тел.: +7 (495) 648 9642
Tatyana.Okolotina@ru.ey.com



Алина Заборовская

Партнер, практика консультационных услуг по сделкам
Тел.: +7 (495) 648 9651
Alina.Zaborovskaya@ru.ey.com



Игорь Прутов

Директор, практика консультационных услуг по сделкам
Тел.: +7 (495) 662 9321
Igor.Prutov@ru.ey.com

Краткая информация о компании EY

EY является международным лидером в области аудита, налогообложения, сопровождения сделок и консультирования. Наши знания и качество услуг помогают укреплять доверие общественности к рынкам капитала и экономике в разных странах мира. Мы формируем выдающихся лидеров, под руководством которых наш коллектив всегда выполняет взятые на себя обязательства. Тем самым мы вносим значимый вклад в улучшение деловой среды на благо наших сотрудников, клиентов и общества в целом.

Мы взаимодействуем с компаниями из стран СНГ, помогая им в достижении бизнес-целей. В 20 офисах нашей фирмы (в Москве, Санкт-Петербурге, Новосибирске, Екатеринбурге, Казани, Краснодаре, Ростове-на-Дону, Владивостоке, Южно-Сахалинске, Тольятти, Алматы, Астане, Атырау, Бишкеке, Баку, Киеве, Ташкенте, Тбилиси, Ереване и Минске) работают 4500 специалистов.

Название EY относится к глобальной организации и может относиться к одной или нескольким компаниям, входящим в состав Ernst & Young Global Limited, каждая из которых является отдельным юридическим лицом. Ernst & Young Global Limited – юридическое лицо, созданное в соответствии с законодательством Великобритании, – является компанией, ограниченной гарантиями ее участников, и не оказывает услуг клиентам. Более подробная информация представлена на нашем сайте: ey.com.

© 2018 ООО «Эрнст энд Янг – оценка
и консультационные услуги».
Все права защищены.

Информация, содержащаяся в настоящей публикации, представлена в сокращенной форме и предназначена лишь для общего ознакомления, в связи с чем она не может рассматриваться в качестве полноценной замены подробного отчета о проведенном исследовании и других упомянутых материалов и служить основанием для вынесения профессионального суждения. Компания EY не несет ответственности за ущерб, причиненный каким-либо лицам в результате действия или отказа от действия на основании сведений, содержащихся в данной публикации. По всем конкретным вопросам следует обращаться к специалисту по соответствующему направлению.