

ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

РАСПОРЯЖЕНИЕ

от _____ 2020 г. № _____

МОСКВА

1. Утвердить прилагаемую Стратегию развития электросетевого комплекса Российской Федерации на период до 2035 года.

2. Признать утратившими силу следующие распоряжения Правительства Российской Федерации:

от 3 апреля 2013 г. № 511-р (Собрание законодательства Российской Федерации, 2013, № 14, ст. 1738),

от 18 июля 2015 г. № 1399-р (Собрание законодательства Российской Федерации, 2015, № 30, ст. 4637),

от 29 ноября 2017 г. № 2664-р (Собрание законодательства Российской Федерации, 2017, № 49, ст. 7526).

Председатель Правительства
Российской Федерации

М. Мишустин

Утверждена
распоряжением Правительства
Российской Федерации
от _____ 2020 г. № ____-р

СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ НА ПЕРИОД ДО 2035 ГОДА

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Настоящая Стратегия разработана в соответствии с Федеральным законом от 28 июня 2014 г. № 172-ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации», Правилами разработки, корректировки, осуществления мониторинга и контроля реализации отраслевых документов стратегического планирования Российской Федерации по вопросам, находящимся в ведении Правительства Российской Федерации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2015 г. № 1162 «Об утверждении Правил разработки, корректировки, осуществления мониторинга и контроля реализации отраслевых документов стратегического планирования Российской Федерации по вопросам, находящимся в ведении Правительства Российской Федерации».

Настоящая Стратегия обеспечивает реализацию в сфере электросетевого комплекса Российской Федерации положений:

Стратегии национальной безопасности Российской Федерации, утвержденной Указом Президента Российской Федерации от 31 декабря 2015 г. № 683 «О Стратегии национальной безопасности Российской Федерации»;

Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации, утвержденной Указом Президента Российской Федерации от 1 декабря 2016 г. № 642 «О Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации»;

Указа Президента Российской Федерации от 7 мая 2018 г. № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» (далее - Указ Президента Российской Федерации № 204);

Стратегии пространственного развития Российской Федерации на период до 2025 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 февраля 2019 г. № 207-р (далее - Стратегия пространственного развития);

Доктрины энергетической безопасности Российской Федерации, утвержденной Указом Президента Российской Федерации от 13 мая 2019 г. № 216

«Об утверждении Доктрины энергетической безопасности Российской Федерации» (далее - Доктрина энергетической безопасности);

Энергетической стратегией Российской Федерации на период до 2035 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р (далее – Энергетическая стратегия).

При разработке настоящей Стратегии учтены:

Прогноз научно-технологического развития Российской Федерации на период до 2030 года, утвержденный Председателем Правительства Российской Федерации 3 января 2014 г. № ДМ-П8-5;

Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года, утвержденный на заседании Правительства Российской Федерации 22 ноября 2018 г. (далее - долгосрочный прогноз социально-экономического развития);

Стратегический прогноз Российской Федерации на период до 2035 года, одобренный на оперативном совещании Совета Безопасности Российской Федерации 22 февраля 2019 г.;

другие документы стратегического планирования Российской Федерации.

В настоящей Стратегии учтены опыт и результаты реализации Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 3 апреля 2013 г. № 511-р (далее – Стратегия-2013).

При постановке задач и в прогнозных расчетах учитывалось возможное влияние на развитие электроэнергетики реализации Стратегии научно-технологического развития, а также широкого круга прорывных и приоритетных технологий, рассмотренных в Прогнозе научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 года, утвержденном 14 октября 2016 г. Министром энергетики Российской Федерации А.В. Новаком.

Показатели реализации Стратегии определены применительно к Базовому сценарию долгосрочного прогноза социально-экономического развития и соответствуют сценарному диапазону, определенному в Энергетической стратегии.

Период реализации Стратегии с учетом существующего механизма реализации документов стратегического планирования разделен на 2 этапа (I этап - до 2024 года, II этап - 2025 - 2035 годы). В качестве года для установления базового уровня показателей и параметров выбран 2019 год.

Основным содержанием I этапа реализации Стратегии станет обеспечение достижения национальных целей и решение стратегических задач развития, поставленных в Указе Президента Российской Федерации от 07.05.2018 № 204, в части касающейся электросетевого комплекса Российской Федерации.

II. Цель, приоритеты, направления и основные задачи развития электросетевого комплекса

2.1. Цель и приоритеты развития электросетевого комплекса

Целью развития электросетевого комплекса на период до 2035 года в соответствии с целью Энергетической стратегии является максимальное содействие социально-экономическому развитию страны посредством развития электросетевого комплекса, обеспечивающего надежное, качественное и доступное энергоснабжение потребителей Российской Федерации за счет организации эффективной и соответствующей мировым стандартам технологической инфраструктуры в части, относящейся к электросетевому комплексу, по тарифам на передачу электрической энергии, обеспечивающим баланс экономических интересов потребителей электрической энергии и сетевых организаций.

В процессе достижения поставленной цели развитие электросетевого комплекса внесет свой вклад в общий ускоренный переход (модернизационный рывок) энергетики Российской Федерации на структурно и качественно новый уровень, в том числе:

в цифровую трансформацию и интеллектуализацию отраслей топливно-энергетического комплекса, в результате которых новое качество приобретут все процессы в сфере энергетики, новые права и возможности получают потребители продукции и услуг отраслей топливно-энергетического комплекса;

в оптимизацию пространственного размещения энергетической инфраструктуры.

В рамках Энергетической стратегии приоритетами государственной энергетической политики Российской Федерации в части развития электросетевого комплекса определены:

гарантированное обеспечение энергетической безопасности страны в целом и на уровне субъектов Российской Федерации, в особенности расположенных на геостратегических территориях;

максимально возможное использование оборудования, имеющего подтверждение производства на территории Российской Федерации, а также содействие экспорту лучших отечественных технологий и решений в области электротехнического оборудования, цифровой трансформации и инжиниринговых (строительных) услуг;

повышение результативности и эффективности всех уровней управления в электросетевом комплексе;

максимальное использование преимуществ централизованных систем энергоснабжения;

обеспечение баланса экономических интересов потребителей электрической энергии и сетевых организаций;

первоочередное удовлетворение внутреннего спроса на продукцию и услуги в сфере электроэнергетики;

неизменность и долгосрочность тарифов на услуги по передаче электрической энергии.

Основными приоритетами деятельности сетевых организаций являются:

в части магистрального электросетевого комплекса – поддержание и развитие инфраструктуры (магистральные линии электропередачи, трансформаторные подстанции и иные объекты электросетевого комплекса), позволяющей обеспечить выдачу мощности электрических станций и передачу электрической энергии в распределительные сети, а также обеспечение энергетической безопасности государства;

в части распределительного электросетевого комплекса – долгосрочное обеспечение надежного, качественного и доступного энергоснабжения потребителей на этапе распределения электрической энергии за счет организации максимально эффективной технологической инфраструктуры в части, относящейся к электросетевому комплексу.

2.2. Направления и основные задачи развития электросетевого комплекса

Основными направлениями достижения поставленной цели с учетом указанных приоритетов являются:

1) повышение надежности и качества электроснабжения потребителей до уровня, сопоставимого с лучшими зарубежными аналогами, с обеспечением экономической эффективности таких услуг, включающее решение следующих основных задач:

совершенствование системы перспективного планирования;

совершенствование системы технологического присоединения;

обеспечение комплексной безопасности (физическая охрана, антитеррористическая защита, экономическая и информационная безопасность);

создание условий для надежного и качественного обеспечения электроснабжением земельных участков, вовлекаемых в оборот для жилищного строительства, в рамках реализации национальных проектов и национальных программ;

2) повышение эффективности электросетевого комплекса, основанное на цифровой трансформации и включающее решение следующих основных задач:

оптимизация технологических процессов управления;

развитие системы интеллектуального учета электрической энергии;

повышение качества оперативно-технологического управления за счет развития интеллектуальных систем управления;

повышение эффективности управления производственными активами электросетевых организаций;

повышение качества функционирования электросетевого комплекса;

привлечение новых инвесторов в электросетевой комплекс Российской Федерации;

3) совершенствование государственного управления электросетевым комплексом, включающее решение следующих основных задач:

обеспечение долгосрочной стабилизации тарифов на услуги по передаче электрической энергии;

постепенная ликвидация перекрестного субсидирования;

установление возможности заключения регуляторных соглашений сетевыми организациями и субъектами Российской Федерации;

поэтапное создание единого государственного электросетевого комплекса.

Качественные и количественные показатели реализации настоящей Стратегии приведены в разделах V и VI и характеризуют целевое состояние электросетевого комплекса Российской Федерации.

2.3. Достижение национальных целей и решение стратегических задач развития Российской Федерации

Вклад электросетевого комплекса в достижение следующих национальных целей и решение стратегических задач развития Российской Федерации, определенных в Указах Президента Российской Федерации № 204 и от 21.07.2020 № 474:

обеспечение ускоренного внедрения цифровых технологий в экономике и социальной сфере – формирование системы управления, координации и мониторинга цифровой трансформации электросетевого комплекса, внедрение интеллектуальных систем управления электросетевого комплекса;

преобразование приоритетных отраслей экономики и социальной сферы, включая здравоохранение, образование, промышленность, сельское хозяйство, строительство, городское хозяйство, транспортную и энергетическую инфраструктуру, финансовые услуги, посредством внедрения цифровых технологий и платформенных решений;

внедрение интеллектуальных систем управления электросетевым хозяйством на базе цифровых технологий.

Решение стратегических задач развития Российской Федерации в рамках исполнения комплексного плана модернизации и расширения магистральной инфраструктуры на период до 2024 года, утвержденного распоряжением Правительства Российской Федерации от 30 сентября 2018 г. № 2101-р, электросетевой комплекс будет осуществлять в рамках реализации федеральных проектов "Гарантированное обеспечение доступной электроэнергией" и «Железнодорожный транспорт и транзит».

В части мероприятий по развитию магистрально-энергетической сети до 2024 года федеральным проектом "Гарантированное обеспечение доступной электроэнергией" предусмотрено строительство 4 745 км линий электропередачи и 2 902 МВА трансформаторной мощности.

Отдельной задачей указанного федерального проекта является развитие магистральной электрической сети для реализации заключенных в установленном порядке договоров на технологическое присоединение крупных потребителей. В ее рамках до 2024 года к строительству запланировано 1 060 км линий электропередачи и 2 120 МВА трансформаторной мощности.

В рамках внедрения интеллектуальных систем управления электросетевым хозяйством предполагается создание единой среды взаимодействия на основе цифровых технологий, внедрение риск-ориентированного управления, повышение уровня надежности энергоснабжения потребителей за счет использования цифровых технологий и новых моделей управления.

Одной из ключевых задач в рамках реализации федерального проекта «Железнодорожный транспорт и транзит» является обеспечение электрификации первого этапа расширения Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей. В рамках решения данной задачи предусмотрена реализация двух этапов комплекса мероприятий по строительству и реконструкции магистральных электрических сетей, обеспечивающих энергоснабжение Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД».

III. Оценка состояния и тенденции развития электросетевого комплекса

На сегодняшний день электросетевой комплекс России один из крупнейших в мире, состоящий из:

- более 2,6 млн км линий электропередач;
- порядка 600 тысяч подстанций суммарной трансформаторной мощностью 885 тыс. МВА;
- порядка 800 млрд кВтч полезного отпуска электрической энергии потребителям.

Количество работников, занятых в электросетевом комплексе составляет порядка 250 тыс.

Сформированное на сегодняшний день современное законодательство в сфере электроэнергетики позволило реализовать за период с 2013 по 2019 год масштабную программу привлечения инвестиций в электросетевой комплекс в объеме 2,6 трлн рублей.

3.1. Итоги реализации Стратегии-2013

В ходе реализации Стратегии-2013 удалось существенно повысить целый ряд технико-экономических показателей функционирования электросетевого комплекса. В частности:

повышена надежность электроснабжения;

сокращены удельные операционные затраты на 30,3 % и инвестиционные затраты на 30 % к 2017 году;

обеспечена безопасность энергоснабжения, в том числе снижено общее количество несчастных случаев на 53,4% с 2012 года;

обеспечено сокращение количества территориальных сетевых организаций на 47 % с 3 146 ед. в 2015 году до 1 677 ед. в 2020 году;

обеспечено строительство инфраструктуры для реализации важных государственных проектов (Олимпийские игры 2014 года, Чемпионат мира по футболу 2018 года, БРЭЛЛ, энергомост в Республику Крым и др.).

Российская Федерация поднялась с 188 на 7 место в рейтинге Группы Всемирного банка Doing Business по показателю «Подключение к системе электроснабжения». Количество процедур, необходимых для подключения к электрическим сетям в границах мониторинга, определяемых Всемирным банком, сократилось с 10 до 2, а срок подключения – с 281 до 41 дня. При этом стоимость технологического присоединения снизилась в 164 раза с 5,6 млн рублей в 2012 году до 34 тыс. рублей в 2019 году или до 5 % от дохода на душу населения.

Сформирован новый механизм получения потребителями доступа к энергетической инфраструктуре, который позволил сократить сроки получения такого доступа и обеспечить выполнения потребителями всех необходимых действий в режиме «одного окна».

В последние годы в нормативном правовом поле, регулирующим порядок нормирования потерь электрической энергии, произошли изменения, позволившие перейти от фиксации уровня фактических потерь электрической энергии к установлению при тарифном регулировании целевых показателей, определенных на основании лучших практик, создавая при этом стимулы организациям к снижению потерь электрической энергии.

Это позволило исключить необходимость для территориальных сетевых организаций утверждать индивидуальные нормативы потерь электрической энергии в Министерстве энергетики Российской Федерации в рамках соответствующей государственной услуги. Они также смогли отказаться от практики использования расчетов технологических потерь электрической энергии в качестве инструмента для обоснования высоких технологических потерь электрической энергии и перейти к определению объема и структуры технологических потерь электрической энергии для целей выявления резервов и поиска оптимальных решений по снижению потерь электрической энергии.

В итоге фактические потери электрической энергии от отпуска электрической энергии в сеть снизились на 1,4 процентных пункта с 11,8 % в 2012 году до 10,4 % в 2019 году.

Правительством Российской Федерации продолжается работа по завершению следующих задач, предусмотренных Стратегией-2013:

установление особенностей определения стоимости услуг по передаче электрической энергии, направленных на стимулирование потребителей и сетевых организаций к оптимальному использованию электросетевой мощности;

внедрение интеллектуальных систем управления электросетевым хозяйством на базе цифровых технологий;

развитие системы интеллектуального учета электрической энергии;

снижение величины перекрестного субсидирования в электросетевом комплексе Российской Федерации;

совершенствование механизма вовлечения в хозяйственный оборот бесхозяйного имущества, используемого в процессе передачи и распределения электрической энергии;

совершенствование системы перспективного развития электросетевого комплекса.

3.2. Риск-ориентированное управление

Состояние и надежность основного технологического оборудования и объектов электроэнергетики (далее - производственные активы) определяются качеством разработки (проектирования, изготовления), объемом и качеством выполняемых работ по техническому обслуживанию и ремонту в период эксплуатации, а также объемом финансирования в текущий период и инвестициями прошлых лет в восстановление, реконструкцию и замену основных производственных фондов.

Недостаточность таких инвестиций и отсутствие механизмов рационального использования операционных финансовых ресурсов в России в течение последних

30 лет привели к значительному увеличению доли электросетевого оборудования, выработавшего свой нормативный срок службы.

С целью обеспечения эффективного распределения финансовых средств, направляемых на управление производственными активами, Минэнерго России в 2019 году завершило первый этап работы по утверждению нормативных правовых актов¹, устанавливающих порядок определения оптимального вида, состава и стоимости технического воздействия на оборудование.

Риск-ориентированный подход к управлению производственными активами основан на оценке фактического технического состояния оборудования, вероятности и последствий его отказа с учетом уровня участия такого оборудования в топологической модели электрической сети. Применение инструментов риск-ориентированного управления при формировании ремонтных программ и программ технического перевооружения и реконструкции позволит снизить количество повреждений оборудования по техническим причинам и, тем самым, повысить надежность и безопасность функционирования объектов электроэнергетики в составе электроэнергетической системы.

Кроме того, определены критерии критического состояния оборудования, соответствующего очень высокому уровню технического риска, при котором продление срока его эксплуатации недопустимо без проведения мероприятий по замене его изношенных частей.

Правилами организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики утверждены требования, устанавливающие возможность перехода от системы управления производственными активами по планово-предупредительному виду организации ремонта оборудования, при котором объем ремонта и его периодичность определяются ремонтной документацией, к организации ремонта по его фактическому техническому состоянию, при котором объем ремонта и его периодичность определяются результатами контроля технического состояния оборудования.

3.3. Система учета потребления электрической энергии

В настоящее время парк приборов учета оценивается на уровне 76 млн штук, в том числе у потребителей в многоквартирных домах – 46 млн штук. При этом порядка 95 % используемых приборов учета не соответствует современным требованиям (в группах компаний публичного акционерного общества «Россети»

¹ Методика оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей, утвержденная приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676, и Методические указания по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа, утвержденные приказом Минэнерго России от 19.02.2019 № 123.

и публичного акционерного общества «РусГидро» эта величина составляет около 89%).

Важным шагом является снятие с потребителей электрической энергии (граждан) несвойственной им функции по приобретению, установке, обслуживанию и замене приборов учета электрической энергии и возложение такой функции на квалифицированных субъектов электроэнергетики – сетевые организации и гарантирующих поставщиков.

В результате принятых решений, начиная с 1 июля 2020 года, учет электрической энергии в отношении энергопринимающих устройств потребителей непосредственно или опосредованно присоединенных к объектам электросетевого хозяйства сетевой организации будет обеспечен такой сетевой организацией, а в отношении многоквартирных домов – гарантирующим поставщиком, в зоне деятельности которого такой многоквартирный дом расположен.

3.4. Негативные тенденции и проблемы

К настоящему времени не удалось преодолеть ряд негативных тенденций и факторов, среди которых:

возникновение экономических стимулов для крупных потребителей к инвестированию в собственные объекты генерации и переходу с распределительного уровня напряжения на магистральный

ускорение определенного на основании нормативного срока эксплуатации износа основных производственных фондов распределительного электросетевого комплекса и, как следствие, необходимость значительного увеличения объемов инвестирования в ближайшие годы для удержания уже достигнутых показателей надежности и качества;

растущие объемы перекрестного субсидирования;

снижение коэффициента использования загрузки сетевой мощности;

сохранение рисков банкротства электросетевых компаний с крупными объемами дебиторской задолженности из-за неплатежей и противоправных действий со стороны сбытовых организаций.

3.4.1. Перекрестное субсидирование

Одной из основных проблем в электроэнергетике и, в частности, в электросетевом комплексе Российской Федерации является перекрестное субсидирование, которое представляет собой перераспределение экономически обоснованной выручки территориальных сетевых организаций между различными категориями потребителей при оплате услуг по передаче электрической энергии.

При этом существенной проблемой является непрозрачность распределения нагрузки по перекрестному субсидированию между группами потребителей.

Величина перекрестного субсидирования в электросетевом комплексе выросла с 220 млрд рублей в 2012 году до 238 млрд рублей в 2019 году. При сохранении текущих темпов роста тарифов на услуги по передаче электрической энергии для населения и «прочих» потребителей в соответствии с параметрами прогноза социально-экономического развития Российской Федерации величина перекрестного субсидирования в электросетевом комплексе к 2022 году составит порядка 349 млрд рублей.

Перекрестное субсидирование населения негативно влияет на конкурентоспособность целого ряда отраслей российской промышленности, создает стимулы для крупных потребителей строить собственную генерацию, инвестировать в присоединение к электрическим сетям публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы», приводит к убыткам распределительных сетевых организаций, а также к росту тарифов для малого и среднего бизнеса, что существенно замедляет его развитие.

Кроме того, перекрестное субсидирование не обеспечивает социальной справедливости, поскольку фактически размер субсидии прямо пропорционален потреблению электроэнергии. То есть наиболее обеспеченное домохозяйство получает значительно больший объем социальной помощи, чем домохозяйство с меньшим уровнем дохода.

Величина перекрестного субсидирования в электросетевом комплексе учитывается в тарифах на услуги по передаче электрической энергии территориальных сетевых организаций и не учитывается в тарифах на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети.

В итоге крупные потребители, чьи энергопринимающие устройства присоединены к магистральным сетям ПАО «ФСК ЕЭС», не несут социальной нагрузки по перекрестному субсидированию, что создает для них дополнительные экономические преференции по отношению к аналогичным потребителям, энергопринимающие устройства которых присоединены к территориальным сетевым организациям.

Ценовое неравенство тарифов на услуги по передаче электрической энергии между потребителями создает некорректные ценовые сигналы, в соответствии с которыми крупные потребители стремятся строить собственную генерацию, перейти на подключение с распределительных сетей к магистральным (снизить затраты в несколько раз и избавиться от бремени социальной нагрузки).

В результате этих действий изменяется экономический баланс в электросетевом комплексе, что отрицательно сказывается на развитии малого и среднего бизнеса, поскольку происходит дополнительное увеличение затрат на содержание распределительной (региональной) сетевой инфраструктуры, относимых на оставшихся потребителей.

Данная ситуация также формирует негативные экономические последствия и для территориальных сетевых организаций на территории субъекта Российской Федерации, а именно:

рост выпадающих доходов территориальных сетевых организаций и, как следствие, рост долговой нагрузки перед кредиторами;

сокращение объемов финансирования инвестиционных программ территориальных сетевых организаций;

проблемы с преодолением тенденции старения основных производственных фондов распределительного электросетевого комплекса.

Таким образом, дальнейшее затягивание принятия решения в отношении перекрестного субсидирования будет являться существенным сдерживающим фактором для развития экономики Российской Федерации.

3.4.2 Неиспользуемый резерв мощности

Действующая система регулирования услуг по передаче электрической энергии и технологического присоединения к сетям, при которой строительство и поддержание сетевой инфраструктуры осуществляется исходя из заявляемой максимальной мощности, а оплата услуг по передаче производится по фактической мощности, приводит к ряду негативных последствий.

Поддержание резервов сетевой мощности (содержание объектов электросетевого хозяйства) оплачивается за счет всех потребителей, находящихся в одном субъекте Российской Федерации, в составе общих затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, включенных в тариф.

При существующей системе определения платы за технологическое присоединение к сетям большая часть затрат на подключение относится на услугу по передаче электрической энергии для всех потребителей соответствующего региона и не оплачивается присоединяемым потребителем, что не стимулирует последнего ответственно относиться к величине запрашиваемой у сетевой компании максимальной мощности.

Похожая ситуация складывается и для ряда существующих потребителей, когда зарезервированная сетевой компанией для потребителя максимальная мощность не используется им в течение длительного времени, формируя затраты на

обслуживание и не позволяя подключить потребителей на простаивающие мощности.

В настоящее время неиспользуемый резерв такой мощности составляет порядка 101 ГВт или 65 % от его общего объема, при этом фактически используемая мощность потребителями составляет порядка 55 ГВт или 35 %, загрузка центров питания в магистральном комплексе 35 %, в распределительном комплексе – 26 %. За последние 7 лет прирост мощности по заключенным договорам технологического присоединения составил 121,8 ГВт, а прирост фактической потребляемой мощности за счет нового технологического присоединения составил всего 8 ГВт, что составляет всего 6,5 %.

3.4.3. Издержки льготного технологического присоединения

Размер платы за технологическое присоединение к электрическим сетям для заявителей до 15 кВт является фиксированным и составляет не более 550 рублей. Указанная «льготная» плата была введена в 2009 г. и ни разу не индексировалась. Установление такой «льготной» платы за технологическое присоединение к электрическим сетям заявителей до 15 кВт, привело к значительному росту количества таких заявителей (с 2009 года увеличилось в 3,5 раза до порядка 370 тысяч в год).

С 1 октября 2017 г. в состав платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью не более чем 150 кВт не включаются расходы, связанные со строительством объектов электросетевого хозяйства.

В настоящее время более половины объема финансирования, требуемого на реализацию технологического присоединения, компенсируется за счет собственных средств сетевых организаций, включая амортизацию, которая должна в первую очередь направляться на модернизацию и реновацию существующих сетей.

Учитывая, что большая часть заявителей используют присоединенную мощность менее чем на половину, сетевые организации по факту осуществляют большие вложения средств в присоединение новых потребителей в условиях отсутствия соответствующего роста потребления электрической энергии.

Указанный фактор раскручивает спираль неэффективности расходов сетевых организаций, порождает дисбаланс между действительными потребностями развития экономики, необходимостью обеспечить доступность энергетической инфраструктуры для новых абонентов и поддержать надежное электроснабжение.

3.4.4. Несоблюдение потребителями установленных значений соотношения потребления активной и реактивной мощности

Законодательством Российской Федерации об электроэнергетике определена обязанность потребителя электрической энергии соблюдать установленные договором о возмездном оказании услуг по передаче электрической энергии значения соотношения потребления активной и реактивной мощности, определяемые для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств).

При этом в действующем нормативном правовом поле остаются неурегулированными отношения с потребителями электрической энергии как на уровне магистральных сетей, так и на уровне распределительных сетей в части соблюдения установленных значений соотношения потребления активной и реактивной мощности, что в конечном итоге приводит к снижению пропускной способности электрических сетей и не создает стимулов к компенсации реактивной мощности.

3.4.5. Неэффективные территориальные сетевые организации

Применение критериев отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям регулирующими органами при тарифном регулировании привело к сокращению количества сетевых организаций в Российской Федерации на 47 % с 3 146 ед. в 2015 году до 1 677 ед. в 2020 году.

Тем не менее, среди действующих территориальных сетевых организаций сохраняется большое количество сетевых организаций, обладающих незначительными финансовыми и производственными возможностями, что не позволяет им эффективно эксплуатировать и развивать объекты электрических сетей. В результате возникают риски обеспечения надежности работы электросетевого комплекса страны и устойчивого обеспечения потребителей электрической энергией.

Кроме того, при большом количестве таких сетевых организаций не обеспечивается проведение единой технической и эксплуатационной политики. Зачастую при нахождении на одной территории нескольких территориальных сетевых организаций происходит дублирование операционных издержек на содержание исполнительных аппаратов, ремонтных бригад и аварийного резерва электросетевого оборудования сетевых организаций, что приводит к дополнительному росту тарифов на услуги по передаче электрической энергии.

3.4.6. Бесхозные объекты электросетевого хозяйства

В соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике ответственность за надежность обеспечения электрической

энергией и ее качество перед потребителями электрической энергии, энергопринимающие установки которых присоединены к бесхозным объектам электросетевого хозяйства, несут организации, к электрическим сетям которых такие объекты присоединены.

Сетевые организации, по сути, зачастую вынуждены самостоятельно за свой счет устранять последствия технологических нарушений, проводить аварийные ремонты, нести затраты на компенсацию потерь электрической энергии в бесхозных объектах электросетевого хозяйства.

Деятельность сетевых организаций с точки зрения оказания услуг по передаче электрической энергии и по технологическому присоединению подлежит государственному регулированию и соответствующему контролю за целевым и эффективным использованием средств, учтенных в регулируемых ценах (тарифах), что не позволяет сетевым организациям формировать в достаточном количестве свободные финансовые ресурсы, необходимые для консолидации бесхозных объектов электросетевого хозяйства.

Неурегулированность вопроса формирования источника финансирования таких мероприятий и их окупаемости при тарифном регулировании является одним из основных факторов, препятствующих процессу консолидации электросетевого комплекса и повышению эффективности его функционирования.

3.5. Энергетический переход и цифровая трансформация

Предрасположенность экономики страны к появлению и развитию цифровых платформ как ключевого инструмента цифровой трансформации традиционных отраслей и рынков становится конкурентным преимуществом не только для конкретных отраслей, адаптирующих такой подход, но и для государства в целом.

Цифровизация в экономике, промышленности и инфраструктуре будет представлять собой единый комплекс технических и управленческих операций, выполняемых в потоковом режиме автоматизированных сквозных бизнес-процессов с применением технологий больших данных и исключением участия человека в принятии рутинных решений.

В настоящее время электросетевой комплекс со всей электроэнергетической отраслью вовлечен в процесс глубокой трансформации, задача которой в том числе способствует как с изменениям в энергетической политике государства (движение в сторону экологичности и энергоэффективности оборудования, технологических процессов, управления), так и развитию целого комплекса технологических инноваций, как на стороне производства, так и на стороне потребления.

В этом процессе его можно выделить следующие основные тенденции:

цифровизация электросетевого комплекса, включающая в себя внедрение на всех уровнях управления цифровых технологий и платформенных решений;

широкое использование интеллектуальных систем управления, на основе цифровых моделей и технологий анализа данных;

создание и использование цифровой модели электрических сетей до уровня 0.4 кВ и выше;

внедрение риск-ориентированных моделей управления, базирующихся на использовании цифровых и математических моделей прогнозирования рисков;

нарастание темпов электрификации крупных секторов экономики, таких как транспорт и теплоснабжение;

развитие распределенной генерации, в том числе на базе возобновляемых источников энергии, для энергоснабжения удаленных и изолированных энергорайонов;

трансформация самих потребителей из пассивных в активных пользователей услуг, которые будут управлять энергопотреблением в режиме реального времени.

При этом темпы этих изменений и скорость перехода имеют высокую неопределенность.

Цифровая трансформация электросетевого комплекса создает условия для масштабного развития промышленности и роста научно-технического потенциала отрасли, привлечения как российских, так и иностранных инвестиций в отрасль, а также дает возможность дополнительной локализации производства продукции, непосредственно используемой для внедрения цифровых технологий. Будет расширяться спрос на наукоемкие решения, включая создание математических моделей и цифровых двойников.

Вследствие этого цифровая трансформация непосредственно затрагивает все основные внутренние и внешние технико-экономические процессы управления сетевых организаций и производит дополнительные системные эффекты за счет преобразования и оптимизации моделей управления на основе анализа информации о производственных и бизнес-процессах. Это такие эффекты, как повышение надежности и качества энергоснабжения потребителей, улучшение процесса технологического присоединения потребителей к электрическим сетям и снижение его стоимости, снижение недоотпуска электрической энергии, повышение загрузки трансформаторных мощностей и производительности труда. Потребителям обеспечиваются конкурентные уровни тарифов, а также доступ к многофункциональным решениям по получению различных услуг электроснабжения.

Кроме того, внедрение цифровых технологий позволит максимально исключить разногласия между сетевыми организациями и гарантирующими

поставщиками в части объемов переданной и отпущенной электроэнергии потребителям, за счет применения современных технологий учета, с возможностью удаленного сбора данных.

IV. Задачи и ключевые меры развития электросетевого комплекса

4.1. Повышение надежности и качества электроснабжения потребителей до уровня, сопоставимого с лучшими зарубежными аналогами, с обеспечением экономической эффективности таких услуг

4.1.1. Совершенствование системы перспективного планирования развития электросетевого комплекса

Одним из основных аспектов сбалансированного развития электроэнергетической отрасли в целом и электросетевого комплекса в частности является качественное планирование в условиях длительных инвестиционных циклов в отрасли.

Планирование развития электросетевого комплекса требует координации действий сетевых организаций, органов власти субъектов Российской Федерации, других субъектов электроэнергетики, действующих на территории соответствующих субъектов Российской Федерации, а также проектных организаций.

Решение задачи совершенствования системы перспективного планирования включает принятие следующих ключевых мер:

обеспечение представления субъектами Российской Федерации сведений о реализации в среднесрочном периоде на соответствующих территориях перспективных инвестиционных проектов, а также проектов в социально-экономической сфере (в увязке с вопросами территориального планирования);

разработка на основе представляемой субъектами Российской Федерации прогноза спроса на электрическую энергию и мощность;

определение в рамках методических указаний по проектированию развития энергосистем будут определены единые подходы к обоснованию сооружения объектов электросетевого хозяйства магистрального и распределительного электросетевого комплекса;

разработан порядок разработки, согласования и утверждения схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации (методические указания по разработке схем и программ развития электроэнергетики субъектов

Российской Федерации), в том числе с учетом результатов внедрения мероприятий по цифровой трансформации электросетевого комплекса.

4.1.2. Совершенствование системы технологического присоединения

Решение данной задачи требует обеспечения единства подходов к ведению процесса технологического присоединения всеми без исключения сетевыми организациями, на базе лучших практик, соблюдения ими всеми без исключения действующих нормативных правовых актов и повышения качества взаимодействия с потребителями.

В настоящее время большинство сайтов сетевых организаций, представленных в информационно-телекоммуникационной сети Интернет, содержат множество нарушений требований законодательства Российской Федерации в части порядка информационного обмена с заявителями об этапах прохождения заявки на технологическое присоединение и обеспечения возможности заключения договоров об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств (договоров энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности)) посредством использования электронных цифровых подписей (в электронном виде).

В связи с этим ключевой мерой для решения задачи совершенствования системы технологического присоединения, наряду с тарифным регулированием, является создание Единого портала технологического присоединения, требования к которому должны быть утверждены в 2021 году.

Единый портал технологического присоединения:

обеспечит возможность потребителю через свой личный кабинет подать заявку на технологическое присоединение, заключить договор, получить итоговые документы об осуществлении технологического присоединения, отслеживать информацию о статусе рассмотрения заявок и исполнении договоров, а также подписать все необходимые документы с использованием электронной цифровой подписи;

обеспечит различные профильные интерактивные сервисы, в том числе по расчету стоимости технологического присоединения, калькулятор необходимой запрашиваемой мощности, интерактивные карты с информацией о загрузке центров питания сетевых организаций с классом напряжения 35 кВ и выше, сервис проведения целевых опросов, анкетирования для оценки качества оказания услуг;

будет иметь возможность интеграции с федеральной государственной информационной системой «Единый портал государственных и муниципальных услуг (функций)» и аналогичными региональными системами по средствам использования Федеральной государственной информационной системы «Единая

система идентификации и аутентификации в инфраструктуре, обеспечивающей информационно-технологическое взаимодействие информационных систем, используемых для предоставления государственных и муниципальных услуг в электронной форме» (ЕСИА).

4.1.3. Обеспечение комплексной безопасности (физическая охрана, антитеррористическая защита, экономическая и информационная безопасность)

С учетом сохранения высокого уровня угроз террористического характера, непрекращающихся случаев и попыток нанесения материального ущерба и в целях увеличения информационной безопасности предполагается совершенствование системы обеспечения безопасности (включающей, в том числе, автоматизированную систему управления безопасностью).

Для этого необходимо обеспечить:

территориальную распределенность, защищенность, надежность и эффективность системы управления безопасностью компаний отрасли, органичность интеграции с бизнес-процессами;

тесную взаимосвязь с системами управления безопасностью органов государственной власти, органов местного самоуправления, правоохранительных органов и специальных служб.

4.2. Повышение эффективности электросетевого комплекса, основанное на цифровой трансформации

4.2.1. Оптимизация технологических процессов управления и развитие интеллектуальных систем управления

Для решения задачи оптимизации технологических процессов управления электросетевым комплексом в отрасли будут широко внедряться интеллектуальные системы управления на базе передовых цифровых технологий. Для этого будет сформировано единое информационное пространство и единая цифровая модель электрической сети, сформированной в соответствии со стандартами ГОСТ Р сери «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики», обеспечивающие бесшовный обмен информацией в рамках технологических и бизнес-процессов.

В качестве основы информационного взаимодействия выступит представляемая в виде государственного ресурса единая цифровая модель сети, обеспечивающая единство представления и идентификации составляющих электросетевой инфраструктуры.

Через построение единого информационного пространства и цифровой среды взаимодействия будут обеспечиваться:

возможность дальнейшей отраслевой и межотраслевой интеграции на основе проектов, мероприятий, технологических решений по оптимизации процессов управления;

взаимная согласованность проектов по цифровизации, реализуемых в сетевых организациях, на архитектурном и протокольном уровне с целью получения суммарного отраслевого эффекта.

При этом в целях снижения зависимости от поставщика возможных цифровых решений будут в приоритетном порядке использоваться платформенные архитектуры с открытым исходным кодом с учетом соблюдения необходимого уровня защиты.

В первую очередь оптимизация технологических процессов управления затронет следующие ключевые направления деятельности сетевой организации:

обеспечение наблюдаемости сети в необходимом объеме;

анализ и прогнозирование состояния оборудования;

удаленное управление переключениями;

расчет и оптимизация режимов работы электрической сети, оборудования подстанций по совокупности заданных критериев: снижения потерь в электрических сетях и обеспечения надежного электроснабжения в условиях обеспечения допустимости параметров режима сети и поддержания качества электроэнергии;

системы защит с функциями самодиагностики и удаленного параметрирования;

интеллектуализация учета, контроля качества и надежности электроснабжения, а также управление нагрузкой.

Инициативы сетевых организаций по реализации указанных мероприятий будут осуществляться в полном объеме только после анализа реализации их пилотного применения. При этом скорость внедрения таких мероприятий для сетевых организаций будут разными с учетом доступных финансовых средств, реальной готовности компаний к изменению моделей управления и наличия соответствующих производственных мощностей поставщиков технологических решений, при сохранении унифицированного подхода к организации процессов по указанным направлениям.

Указанные подходы и требования найдут свое отражение в технической политике и инвестиционной политике сетевой организации в целях реализации мероприятий и проектов по цифровизации сетевой инфраструктуры.

Министерство энергетики Российской Федерации будет целенаправленно заниматься отбором лучших практик и масштабированием эффективных решений

по преобразованию и оптимизации процессов управления в электросетевом комплексе.

Субъекты Российской Федерации при разработке схем и программ развития электроэнергетики соответствующих субъектов Российской Федерации в обязательном порядке будут учитывать технологические и технические решения с использованием цифровых технологий.

4.2.2. Развитие системы интеллектуального учета электрической энергии

Ключевой мерой решения данной задачи на уровне федерального законодательства в 2020-2022 годах является формирование нормативной правовой базы, обеспечивающей:

создание условий организации интеллектуального учета электрической энергии;

установление единых требований к интеллектуальным системам учета электрической энергии (мощности) и к приборам учета, подлежащим включению в такие системы, в том числе в отношении протоколов и форматов обмена информации между приборами учета и компонентами интеллектуальной системы учета, между разработчиком интеллектуальной системы, потребителями электрической энергии и субъектами электроэнергетики;

синхронизацию требований к системам учета на оптовом и розничном рынках электрической энергии, в том числе в части определения необходимых уровней защиты и безопасности.

С 1 января 2022 года сетевыми организациями и гарантирующими поставщиками будут созданы интеллектуальные системы учета электрической энергии (мощности), которые позволят:

дистанционно снимать показания;

фиксировать отключение потребителей,

в режиме реального времени наблюдать за качеством электрической энергии,

обеспечивать наблюдаемость сети;

выявлять неполадки и нарушения в работе сети, в том числе коммерческого характера.

На базе интеллектуальных систем управления электрической энергии будут сформированы новые сервисы учета для потребителей электрической энергии, которые позволят обеспечить:

прозрачность, доступность и точность информации о потреблении электрической энергии;

сокращение количества перерывов электроснабжения и их сроков;

возможность управления использованием ресурсов и их стоимостью;
повышение качества обслуживания.

Поддержание актуальности протоколов обмена информации будет обеспечиваться путем постоянного развития протоколов обмена информации и требований к обеспечению кибербезопасности систем.

При построении системы интеллектуального учета электрической энергии может применяться информационно-коммуникационная инфраструктура операторов связи и владельцев центров обработки данных, предоставляемая на основе новых бизнес-моделей. Такие бизнес-модели как «инфраструктура как сервис», «услуга как сервис», «платформа как сервис» в отношении инфраструктуры доступа и вычислительных мощностей позволят сосредоточить ресурсы сетевых организаций на основной деятельности по обеспечению надежного и доступного электроснабжения потребителей.

4.2.3. Повышение эффективности управления производственными активами электросетевых организаций

Центральной задачей технической политики электросетевого комплекса в средне- и долгосрочной перспективе является эффективное распределение финансовых средств на эксплуатацию, а также на модернизацию основных фондов, находящихся в критическом и неудовлетворительном техническом состоянии.

Снижение доли электросетевого оборудования, находящегося в критическом и неудовлетворительном техническом состоянии, требует привлечения значительного объема инвестиций, повышения эффективности операционной и инвестиционной деятельности сетевых организаций, совершенствования процесса перспективного планирования, а также создания условий для обеспечения окупаемости инвестиций в электросетевой комплекс.

Система принятия решений о приоритетности воздействия на оборудование, основанная на данных о техническом состоянии и рисках (с учетом вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и последствий такого отказа), исходя из требований надежности, позволит сконцентрировать ограниченные операционные и инвестиционные ресурсы в точке максимальной отдачи.

Переход на организацию различного рода воздействий на оборудование по техническому состоянию позволит прогнозировать аварийные ремонты и снижать технические риски, внедряя единые процессы планирования, контроля и оценки эффективности операционной и инвестиционной деятельности.

Ключевой мерой повышения эффективности системы управления производственными активами в сетевых организациях в рамках цифровой

трансформации электросетевого комплекса является внедрение интегральной системы управления производственными активами, содержащей системы:

риск – менеджмента;

технологического управления электросетевого комплекса;

корпоративного управления электросетевого комплекса;

технического обслуживания и ремонтов по техническому состоянию, по результатам диагностики (в том числе с применением автоматизированных комплексов) и по установленной периодичности (планово-предупредительный ремонт).

Интегральная система управления будет строиться на базе интеллектуальных систем управления электросетевым хозяйством с использованием технологий искусственного интеллекта и (или) математического моделирования для реализации функций:

обработки и анализа исторических и оперативных данных;

прогнозирования событий и изменений в состоянии объектов управления;

формирования алгоритмов для достижения заданных целей;

синтеза возможных решений и выбора наиболее оптимального;

реализацию или рекомендацию к реализации одного из возможных вариантов управляющих воздействий в отношении объектов электросетевого хозяйства.

Внедрение новых принципов управления производственными активами на основании разработанной нормативной базы позволит обеспечить снижение доли основного электротехнического оборудования классом напряжения 110 кВ и выше, находящегося в критическом и неудовлетворительном состоянии.

4.2.4. Повышение качества функционирования электросетевого комплекса

Решение задачи повышения качества функционирования электросетевого комплекса предполагает принятие мер:

по дальнейшему снижению фактических потерь электрической энергии;

по созданию условий для соблюдения потребителями установленных значений соотношения потребления активной и реактивной мощности.

Совершенствование метода установления при тарифном регулировании целевых показателей, определенных на основании лучших практик, а также усиление мер по предотвращению незаконного пользования электроэнергией позволит к 2035 году снизить фактические потери электрической энергии в целом по электрическим сетям Российской Федерации до 7,30 % от отпуска электрической энергии в сеть.

В нормативных правовых актах Правительством Российской Федерации будут конкретизированы условия для соблюдения потребителями электрической энергии

установленных значений соотношения потребления активной и реактивной мощности, в том числе будет создан единый механизм применения скидок и надбавок к стоимости оказанных услуг по передаче электрической энергии в рамках принимаемых уполномоченными регуляторами тарифно-балансовых решений.

4.2.5 Привлечение новых инвесторов в электросетевой комплекс Российской Федерации.

Сохраняет свою актуальность перед электросетевым комплексом также задача по разработке программы привлечения частных инвесторов.

Правительство Российской Федерации продолжит реализацию мероприятий по привлечению новых инвесторов в целях повышения уровня конкуренции и стимулирования использования передовых методов управления сетевым хозяйством, но при обязательном сохранении баланса интересов как потенциальных инвесторов и потребителей, так и государства в целом.

При этом задача по привлечению новых инвесторов в электросетевой комплекс Российской Федерации может быть выполнена только после решения следующих задач:

сохранение и совершенствование нормативных правовых актов, обеспечивающих защиту прав и свобод инвестора при управлении организацией, включая осуществление инвестиций в соответствии с Федеральным законом от 25.02.1999 № 39-ФЗ «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений» и утверждение инвестиционных программ в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики»;

обеспечение долгосрочности и неизменности условий тарифного регулирования, включая обеспечение возврата сглаживания валовой выручки и неизменность принимаемых тарифных решений;

обеспечение технологического присоединения льготных категорий потребителей с учетом компенсации за счет средств бюджетов бюджетной системы Российской Федерации на такое присоединение;

введение экономической ответственности потребителей за длительно неиспользуемый резерв сетевой мощности;

ликвидация перекрестного субсидирования в электросетевом комплексе.

4.3. Совершенствование государственного управления электросетевым комплексом

4.3.1. Введение долгосрочного тарифного регулирования в электросетевом комплексе

В настоящее время в области тарифного регулирования услуг по передаче абсолютная величина тарифа в числовом выражении не является долгосрочной и ежегодно корректируется и пересматривается, в связи с чем потребители не могут планировать свои затраты в долгосрочной перспективе, а сетевые организации не могут планировать долгосрочные инвестиции вследствие отсутствия постоянных источников финансирования.

Таким образом, нормальное стабильно-поступательное функционирование электросетевого комплекса невозможно без понятных и долгосрочных правил.

В этой связи одной из ключевых задач, стоящих перед отраслью является обеспечение долгосрочных и неизменных тарифных решений в электросетевом комплексе с индексацией по принципу: инфляция минус 0,1 процентного пункта.

С 1 января 2023 года будет обеспечен переход к установлению цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии только в форме долгосрочных цен (тарифов) на такие услуги со сроком действия не менее 5 лет и возможности заключения сетевыми организациями и субъектами Российской Федерации регуляторных соглашений.

При решении данной задачи на законодательном уровне будет реализовано: установление долгосрочных тарифов является обязательной нормой регулирования услуг по передаче электрической энергии;

введение требования о применении эталонного принципа формирования операционных расходов;

анализ расходов территориальных сетевых организаций, учет результатов их деятельности и пересмотр тарифов производится органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов по истечении долгосрочного периода регулирования (не менее 5 лет) с учетом обязательного сохранения в необходимой валовой выручке достигнутой сетевыми организациями экономии расходов;

пересмотр долгосрочных тарифов на услуги по передаче электрической энергии и подведение итогов должно происходить по истечении долгосрочного периода.

В случае заключения регуляторного соглашения – оно является самостоятельной формой государственного регулирования, порядок которого устанавливается сторонами соглашения на основе утверждаемых Правительством Российской Федерации существенных условий с сохранением в распоряжении компании всей достигнутой экономии затрат. В отношении территориальных сетевых организаций, не заключивших регуляторные соглашения с 1 января 2023

года будет обеспечен переход к установлению долгосрочных тарифов с применением действующих методов на основе долгосрочных параметров регулирования.

Ключевой мерой при государственном регулировании цен (тарифов) на основе соглашения об условиях осуществления регулируемых видов деятельности у сетевых организаций станет усиление ответственности сетевых организаций за неисполнение в полном объеме и установленные сроки утвержденных инвестиционных программ.

4.3.2. Постепенная ликвидация перекрестного субсидирования и его распределение на все категории потребителей вне зависимости от присоединения к магистральным и распределительным сетям

Решение задачи постепенной ликвидации перекрестного субсидирования в электросетевом комплексе включает в себя:

обеспечение прозрачности и справедливости распределения нагрузки по перекрестному субсидированию между категориями бизнеса, включая потребителей, присоединенных к единой национальной (общероссийской) электрической сети;

постепенное снижение объема перекрестного субсидирования;

изменение его структуры с целью обеспечения более эффективной адресной поддержки малоимущих и социально защищаемых категорий потребителей.

Распределительный электросетевой комплекс является основой функционирования технологической инфраструктуры субъекта Российской Федерации и обеспечивает электроснабжение большинства находящихся на его территории потребителей электрической энергией. Его надежное функционирование в целом обеспечивает энергетическую безопасность региона.

С целью снижения негативных экономических последствий от наличия перекрестного субсидирования в электросетевом комплексе в 2020 - 2021 годах будет сформирована необходимая нормативная правовая база, обеспечивающая справедливое распределение перекрестного субсидирования на всех потребителей электрической энергии, осуществляющих свою деятельность на территории субъекта Российской Федерации.

Распределение перекрестного субсидирования будет осуществлено за счет введения дифференциация тарифа на услуги по передаче электрической по единой национальной (общероссийской) электрической сети со снижением тарифа для распределительных сетей и повышением тарифа для конечных потребителей.

Средства от снижения платы территориальных сетевых организаций за услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской)

электрической сети будут направляться на снижение перекрестного субсидирования в распределительном сетевом комплексе.

4.3.3 Введение оплачиваемого резерва сетевой мощности

В целях восстановления экономического баланса интересов на рынке оказания услуг по передаче, оптимального использования уже имеющейся сетевой инфраструктуры и сокращения излишнего строительства будет обеспечен плавный переход на новую систему тарифного регулирования услуг по передаче электрической энергии в части оплаты максимальной мощности, заказанной потребителями при технологическом присоединении к сетевой инфраструктуре, и экономического стимулирования потребителей, более года не использующих свыше 40 % зарезервированных для них мощностей.

4.3.4 Поэтапное создание единого электросетевого комплекса Российской Федерации

Ключевыми мерами поэтапного создания единого электросетевого комплекса являются:

- сокращение количества территориальных сетевых организаций;
- сокращение количества бесхозных электросетевых объектов;
- создание условий для передачи объектов электросетевого хозяйства садоводческих некоммерческих хозяйств, изъявившим такое желание, на баланс территориальных сетевых организаций, к электрическим сетям которых присоединены такие объекты;

- обеспечение отнесения к единой национальной (общероссийской) электрической сети всех объектов электросетевого хозяйства на территории Российской Федерации, соответствующих установленным критериям, и их последующая консолидация на базе организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сети.

Принимая во внимание необходимость сдерживания темпов роста тарифов на услуги по передаче электрической энергии, процесс консолидации объектов электросетевого хозяйства будет осуществлен с учетом следующих принципов:

- покупка (приобретение) электросетевых активов, расходы на создание/приобретение которых ранее учитывались в тарифном регулировании, не должна приводить к росту единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии;

- приобретение объектов электросетевого хозяйства может быть осуществлено в счет погашения дебиторской задолженности перед территориальной сетевой организацией, консолидирующей электросетевое имущество;

консолидация должна быть направлена не на приобретение юридических лиц со всеми имущественными и финансовыми обязательствами, а на покупку отдельных экономически и технологически эффективных электросетевых активов, принадлежащих, как территориальным сетевым организациям, так и прочим хозяйствующим субъектам.

Сокращение количества территориальных сетевых организаций будет обеспечиваться посредством:

выявления неконкурентных территориальных сетевых организаций, в том числе том числе исходя из качественных показателей деятельности сетевых организаций, включая сокращение «лоскутности» электрической сети;

стимулирование их ухода с рынка или консолидации с более эффективными сетевыми организациями.

Консолидации территориальных сетевых организаций будет способствовать внедрение инструментов сравнительного анализа и усиления требований к качеству и надежности при тарифном регулировании. Для этого будет обеспечено:

применение унифицированных технологических и бизнес-процессов, технических решений, единых требований к оборудованию и программному обеспечению;

формирование единых отраслевых требований к организации и функционированию оперативно-технологического управления объектами электросетевого хозяйства;

внедрение сравнительного анализа затрат при тарифном регулировании.

Кроме того, продолжению процессов консолидации территориальных сетевых организаций будет способствовать усиление требований к качеству и надежности электроснабжения при тарифном регулировании.

К 2035 году количество территориальных сетевых организаций, как юридических лиц, на территории Российской Федерации останется не более 700.

При этом консолидация на базе компаний с государственным участием, в случае отсутствия отдельных решений Правительства Российской Федерации, должна проводиться исключительно на принципах экономической эффективности.

В рамках сокращения количества бесхозных электросетевых объектов, через которые осуществляется передача электрической энергии потребителям услуг, количество таких объектов к 2035 году должно быть доведено до минимально возможного уровня.

Для этого на уровне федерального законодательства в 2022 – 2023 годах будет закончено формирование нормативной базы, позволяющей выявлять бесхозные объекты электросетевого хозяйства, в максимально короткие сроки организовывать

их эксплуатацию сетевой организацией, а также обеспечить их постоянную инвентаризацию на уровне субъектов Российской Федерации.

В целях совершенствования механизма вовлечения в хозяйственный оборот бесхозного имущества, используемого в процессе передачи и распределения электрической энергии, будет принят нормативный правовой акт, исключающий неопределенность в вопросах консолидации бесхозных объектов электросетевого хозяйства, предусматривающий прямое включение размера неподконтрольных расходов в части оплаты технологического расхода (потерь) электрической энергии в необходимую валовую выручку, устанавливаемую в пределах текущего долгосрочного периода тарифного регулирования. Также будут предусмотрены положения, исключающие для потребителей необоснованный дополнительный рост тарифов и двойной учет затрат, понесенных продавцом консолидируемого имущества и оплаченных потребителями ранее на создание приобретаемых активов.

Для сокращения «лоскутности» электрических сетей также будет осуществлена передача объектов электросетевого хозяйства садоводческих некоммерческих хозяйств на баланс тех территориальных сетевых организаций, к электрическим сетям которых присоединены указанные объекты.

При этом объекты электросетевого хозяйства садоводческих некоммерческих хозяйств, как правило, предельно изношены и находятся в ненормативном техническом состоянии, что потребует при их консолидации дополнительных расходов от территориальных сетевых организаций на проведение реконструкции и выполнения мероприятий, направленных на обеспечение соблюдения требований к границам охранных зон объектов электросетевого хозяйства и организации системы учета электрической энергии.

В связи с этим к 2022 году будет закончено формирование нормативной базы по совершенствованию порядка передачи объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих садоводческим некоммерческим хозяйствам, на баланс территориальных сетевых организаций, включая формы соглашений об обеспечении надежности электроснабжения при эксплуатации объектов электросетевого хозяйства садоводческих некоммерческих хозяйств, определяющих права и обязанности сторон по его содержанию.

В магистральном сетевом комплексе будет продолжена работа по консолидации объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть на базе организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сети.

Правительством Российской Федерации будут уточнены критерии отнесения объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети в целях обеспечения более строгого их соответствия сущности,

заложенной в законодательстве Российской Федерации об электроэнергетике, а также проведена ревизия самого реестра объектов электросетевого хозяйства, относящихся к единой национальной (общероссийской) электрической сети.

Кроме того, действующий порядок отнесения объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети, форма реестра и состав информации о таких объектах будет скорректирован, в части недопущения в дальнейшем возможности функционирования объектов электросетевого хозяйства, соответствующих критериям отнесения объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети, но не отнесенных к ним.

В результате институт урегулирования взаимоотношений организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сети и иных собственников объектов, относящихся к единой национальной (общероссийской) электрической сети, по договору о порядке их использования станет действенным инструментом управления электросетевыми объектами, относящимися к единой национальной (общероссийской) электрической сети.

V. Механизм и основные результаты реализации настоящей Стратегии

Настоящая Стратегия реализуется федеральными органами исполнительной власти, органами власти субъектов Российской Федерации, подведомственными им государственными бюджетными учреждениями, коммерческими, некоммерческими заинтересованными организациями в сфере электросетевого комплекса и смежных секторах экономики посредством принятия правовых, политических, организационных, информационных, производственных и иных мер в рамках компетенции.

Реализация настоящей Стратегии на I этапе будет осуществляться в рамках государственных программ Российской Федерации, включая государственную программу Российской Федерации «Развитие энергетики», утвержденную постановлением Правительства Российской Федерации от 15 апреля 2014 г. № 321 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации "Развитие энергетики», комплексного плана модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, ведомственной программы «Цифровая энергетика», комплексных планов развития отдельных территорий, комплексных научно-технических программ и проектов полного инновационного цикла, крупных инвестиционных проектов организаций электросетевого комплекса.

Постоянное внимание будет уделяться привлечению инвестиций в развитие электросетевого комплекса.

Решение задачи совершенствования системы перспективного планирования в электроэнергетике обеспечит единый подход к планированию развития электросетевого комплекса как в разрезе субъекта Российской Федерации, так и в разрезе всей страны в целом. Повысится качество схем и программ перспективного развития электроэнергетики, в первую очередь схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации, к разработке которых будут привлекаться квалифицированные проектные организации.

Использование Единого портала технологического присоединения к электрическим сетям упростит условия технологического присоединения, а также сделает процедуру технологического присоединения к объектам электросетевого хозяйства более простой, быстрой и прозрачной на всей территории Российской Федерации. Это позволит, с одной стороны, сетевым организациям сократить расходы, возникающие в связи с оказанием услуг по технологическому присоединению потребителей, а с другой стороны – упростит контроль со стороны антимонопольных органов.

В результате цифровой трансформации электрические сети будут обладать совокупностью следующих характеристик:

обеспечена сквозная наблюдаемость сети с использованием цифровой копии электрической сети, отображающей в режиме реального времени параметры ее работы;

функции управления электрической сетью, подстанциями и ЛЭП реализуется интеллектуальными системами управления с использованием дистанционного управления, технологий искусственного интеллекта и математического моделирования, на всех уровнях напряжения;

выполнено изменение сквозных бизнес-процессов на основе использования цифровой модели сети.

В результате введения долгосрочного тарифного регулирования и возможности заключения между сетевыми организациями и субъектами Российской Федерации регуляторных соглашений будут получены следующие социально-экономические эффекты:

для субъекта Российской Федерации – обеспечено гарантированное развитие электросетевого комплекса на территории, безаварийное прохождение осенне-зимнего периода, привлечение дополнительных инвестиций в экономику региона;

для сетевых организаций – обеспечено качественное инвестиционное и бизнес-планирование, стабильные и понятные источники финансирования инвестиционной программы;

для потребителей – обеспечены прогнозируемые и понятные тарифы на услуги по передаче электрической энергии в долгосрочной перспективе,

возможность планирования своих затрат на несколько лет вперед, повышение уровня качества формирования экономических прогнозов и построения бизнес-моделей развития бизнеса.

Повышение прозрачности при распределении нагрузки по перекрестному субсидированию между группами потребителей позволит его более справедливо распределить.

Кроме того, будет пересмотрен существующий подход оплаты услуг по технологическому присоединению, при котором затраты сетевых организаций на присоединение новых потребителей фактически оплачиваются ранее присоединенными потребителями в составе цен на электрическую энергию, на принцип оплаты новыми заявителями экономически обоснованных расходов сетевых организаций, связанных с технологическим присоединением энергопринимающих устройств.

Будет повышен уровень прозрачности деятельности сетевых организаций, включая вопросы взаимодействия с потребителями при определении сроков технологического присоединения.

В целом, в итоге реализации настоящей Стратегии будет обеспечено устойчивое, надежное и эффективное удовлетворение внутреннего спроса на услуги электросетевого комплекса.

Функции и полномочия координатора работ по реализации и мониторингу реализации настоящей Стратегии возлагаются на Министерство энергетики Российской Федерации.

Мониторинг реализации настоящей Стратегии осуществляется ежегодно на основе сбора и оценки данных о фактических значениях индикаторов реализации настоящей Стратегии, об осуществленных и запланированных основных мероприятиях государственной энергетической политики с определением рисков и возможностей их устранения или снижения.

Доклад о ходе реализации настоящей Стратегии представляется в уполномоченный федеральный орган исполнительной власти в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2015 г. № 1162 "Об утверждении Правил разработки, корректировки, осуществления мониторинга и контроля реализации отраслевых документов стратегического планирования Российской Федерации по вопросам, находящимся в ведении Правительства Российской Федерации".

VI. ЦЕЛЕВЫЕ КОЛИЧЕСТВЕННЫЕ И КАЧЕСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ, НАПРАВЛЕННЫЕ НА РЕАЛИЗАЦИЮ КЛЮЧЕВЫХ ЗАДАЧ СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

№ п/п	Показатели	2019	2020	2025	2030	2035
1. Техничко-экономические показатели						
1.1.	Импортозамещение в электросетевом комплексе					
1.1.1	Доля установленного оборудования российского производства, используемого при распределении и передаче электрической энергии, %	30	33	54	73	100
1.1.2.	Доля установленных АСУ ТП на отечественной элементной базе %	28	30	50	80	100
1.2.	Повышение производительности труда производственного персонала%	≥2	≥5	≥5	≥5	≥5
1.3.	Доля приборов учета, соответствующая современным требованиям, %	5	10	35	75	100
1.4.	Потери электрической энергии в электрических сетях от общего объема отпуска электрической энергии, %	10,4	10,3	9,7	8,6	7,30
1.5.	Выполнение графика ввода объектов в эксплуатацию,%	≥90	≥90	≥95	≥95	≥95
1.6.	Доля оборудования с индексом технического состояния менее 50, %					
1.6.1	Магистральная сеть, %	6	6	5	4	3
1.6.2	Распределительная сеть, %	8	8	7	6	5
1.7	Ежегодное снижение удельных операционных расходов, %	≥3	≥3	≥3	≥3	≥3
2. Показатели, характеризующие надежность и безопасность электроснабжения						
2.1.	Отсутствие роста крупных аварий в год относительно трех предшествующих годов	0	0	0	0	0
2.2.	Значение показателей средней продолжительности и средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки:					
	P _{saidi}	9,0	5,4	3,5	2,5	2,2
	P _{saifi}	2,9	1,4	1,1	1,0	0,9
2.3.	Объем недоотпущенной электроэнергии организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, МВт•ч	1 423	1 410	1 350	1 300	1 275

3. Качественные показатели, характеризующие цифровую трансформацию сети							
3.1.	Количество субъектов Российской Федерации, управление электросетевым хозяйством в которых осуществляется с применением интеллектуальных систем управления (нарастающим итогом с 2019 года), шт		-	10	85	85	85
3.2.	Доля точек учета конечных потребителей, включенных в ИСУ, %		-	≥15	≥35	≥50	≥75
3.3.	Формирование единой цифровой модели электросетевого комплекса, %						
3.3.1.	Магистральная сеть, %		100	100	100	100	100
3.3.2.	Распределительная сеть	Высокое напряжение 110 кВ и выше, %	100	100	100	100	100
		Среднее напряжение первого уровня 35 кВ, %	100	100	100	100	100
		Среднее напряжение второго уровня 20 – 1 кВ, %	0	20	100	100	100
		Низкое напряжение 0,4 кВ и ниже, %	- (*)	- (*)	- (*)	- (*)	- (*)
4. Формирование параметров долгосрочного развития электросетевого комплекса Российской Федерации							
4.1.	Введение долгосрочного ценообразования при оказании услуг по передаче электрической энергии						
4.1.1.	Доля субъектов Российской Федерации, в которых осуществлен переход к установлению цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии только в форме долгосрочных цен (тарифов) на такие услуги со сроком действия не менее 5 лет, %		-	-	100	100	100
4.1.2.	Доля субъектов Российской Федерации, в которых при тарифном регулировании применяется эталонный принцип формирования операционных затрат территориальных сетевых организаций		-	-	100	100	100
4.2.	Количество организаций, соответствующих требованиям, установленным для квалифицированных сетевых организаций, шт.		1 700	1 655	1 200	800	700
4.3.	Снижение величины перекрестного субсидирования, млрд рублей		239	239	189	130	100
4.4.	Введение дифференциации тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети, да/нет		нет	нет	да	да	да
4.5.	Определение стоимости услуг по передаче электрической энергии с		нет	нет	да	да	да

	учетом оплаты резервируемой максимальной мощности, да/нет					
4.6.	Совершенствование системы технологического присоединения					
4.6.1.	Доля субъектов Российской Федерации, соответствующих параметрам показателя «Подключение к системе электроснабжения» по состоянию на 2019 год, определенных в рейтинге Doing Business, %	2,3	2,3	50	75	100
4.6.2.	Доля субъектов Российской Федерации, в которых услуги по технологическому присоединению оказываются с использованием Единого портала технологического присоединения, %	0	0	50	100	100
4.6.3.	Изменен существующий подход оплаты услуг по технологическому присоединению на принцип оплаты новыми заявителями экономически обоснованных расходов сетевых организаций, связанных с технологическим присоединением энергопринимающих устройств, да/нет	нет	нет	да	да	да

* Моделирование сети на уровне 0,4 кВ не выполняется в полном объеме. Для задач управления электросетевым хозяйством достаточно моделирования точек учета, ассоциированных с потребителями