

Министерство энергетики Российской Федерации
Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике

СЦЕНАРНЫЕ УСЛОВИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ
НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА

Москва 2011

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 СЦЕНАРНЫЙ ПРОГНОЗ ВНЕШНИХ УСЛОВИЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА.....	6
1.1 ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ РОССИИ	6
1.2 ПРОГНОЗ ЦЕН НА ТОПЛИВО	14
1.2.1 ПРОГНОЗ ЦЕН НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ	15
1.2.2 ПРОГНОЗ ЦЕН НА УГОЛЬ.....	20
1.2.3 ПРОГНОЗ ЦЕН НА МАЗУТ	22
1.3 ПРОГНОЗ ТАРИФОВ (ЦЕН) НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ И ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ	27
1.3.1 ПРОГНОЗ ТАРИФОВ (ЦЕН) НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ	27
1.3.2 ПРОГНОЗ ТАРИФОВ НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ	35
1.4 ПРОГНОЗ ПОТРЕБНОСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	39
1.5 ПРОГНОЗ ОТПУСКА ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ТЭС И КОТЕЛЬНЫМИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ.....	45
2 БАЛАНСОВЫЕ УСЛОВИЯ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ ДЛЯ РАЗВИТИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ И ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ И ФОРМИРОВАНИЯ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОГРАММ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ	50
2.1 ПРОГНОЗ ПОТРЕБНОСТИ В ГЕНЕРИРУЮЩЕЙ МОЩНОСТИ	50
2.2 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЗВИТИЮ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ.....	60
2.2.1 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫВОДУ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ (ДЕМОНТАЖУ) ДЕЙСТВУЮЩЕГО ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ	60
2.2.2 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВВОДУ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ.....	70
2.2.2.1 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВВОДУ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ НА АЭС.....	77
2.2.2.2 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВВОДУ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ НА ГЭС И ГАЭС	80
2.2.2.3 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВВОДУ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ НА ТЭС	82
2.2.2.4 ОЦЕНКА МАСШТАБОВ РАЗВИТИЯ ГЕНЕРАЦИИ НА БАЗЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ.....	91
2.3 ХАРАКТЕРИСТИКА БАЛАНСОВОЙ СИТУАЦИИ ПРИ РЕКОМЕНДУЕМОМ ВАРИАНТЕ РАЗВИТИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ.....	94
2.3.1 ХАРАКТЕРИСТИКА БАЛАНСОВ МОЩНОСТИ.....	94
2.3.2 ХАРАКТЕРИСТИКА БАЛАНСОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	108
2.4 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЗВИТИЮ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ.....	122
2.4.1 ТРЕБОВАНИЯ К РАЗВИТИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 КВ И ВЫШЕ ..	122
2.4.2 ТРЕБОВАНИЯ К РАЗВИТИЮ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 КВ И НИЖЕ.....	126
3 ИННОВАЦИОННОЕ РАЗВИТИЕ И ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ	128
3.1 ОСНОВНЫЕ ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ.....	128
3.2 ОРГАНИЗАЦИОННОЕ И ФИНАНСОВОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ СОЗДАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ	131
4 ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ И ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ.....	137
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	145

ПРИЛОЖЕНИЕ А ПРОГНОЗ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ПО ТЕРРИТОРИАЛЬНЫМ ЭНЕРГОСИСТЕМАМ НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2030 ГОДА	146
ТАБЛИЦА А.1 – ПРОГНОЗ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА	147
ТАБЛИЦА А.2 – ПРОГНОЗ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ОЭС ЦЕНТРА.....	148
ТАБЛИЦА А.3 – ПРОГНОЗ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ.....	149
ТАБЛИЦА А.4 – ПРОГНОЗ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ОЭС ЮГА	150
ТАБЛИЦА А.5 – ПРОГНОЗ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ОЭС УРАЛА	151
ТАБЛИЦА А.6 – ПРОГНОЗ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ОЭС СИБИРИ	152
ТАБЛИЦА А.7 – ПРОГНОЗ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГОЗОНЫ ВОСТОКА	153
ПРИЛОЖЕНИЕ Б РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ДЕМОНТАЖУ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ В ЗОНЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ РОССИИ В 2011—2030 ГОДАХ, МВт	154
ПРИЛОЖЕНИЕ В РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВВОДУ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ В ЗОНЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ РОССИИ В 2011—2030 ГОДАХ, МВт	173
ПРИЛОЖЕНИЕ Г ДЕМОСТРАЦИОННЫЕ УСТАНОВКИ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ	200
ТАБЛИЦА Г.1 – ДЕМОСТРАЦИОННЫЕ УСТАНОВКИ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ	200
ТАБЛИЦА Г.2 – ДЕМОСТРАЦИОННЫЕ УСТАНОВКИ УПРАВЛЯЕМЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА (АКТИВНО-АДАПТИВНОЙ СЕТИ).....	201
ТАБЛИЦА Г.3 – ДЕМОСТРАЦИОННЫЕ УСТАНОВКИ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПОСТОЯННОГО ТОКА.....	202
ТАБЛИЦА Г.4 – УСТРОЙСТВА НА БАЗЕ СВЕРХПРОВОДНИКОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ПРОЕКТ	203
ТАБЛИЦА Г.5 – ДЕМОСТРАЦИОННЫЕ УСТАНОВКИ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, ПРОЕКТ	204

ВВЕДЕНИЕ

Настоящие Сценарные условия развития электроэнергетики Российской Федерации на период до 2030 года (далее – Сценарные условия) разработаны ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» по поручению Минэнерго России.

Сценарные условия выполнены применительно к зоне централизованного электроснабжения России, включающей ЕЭС России, изолированные энергосистемы и энергорайоны Дальнего Востока – Камчатскую, Сахалинскую, Магаданскую, Чукотскую и Якутскую энергосистемы.

Сценарные условия отражают основные целевые направления, приоритеты и параметры развития электроэнергетики на период до 2030 года с указанием реперных точек 2015, 2020, 2025 годов. В качестве отчетного года принят 2010 год.

Целевые ориентиры и приоритеты развития электроэнергетики, представленные в Сценарных условиях, соответствуют базовому варианту Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики на период до 2030 года (далее – Генеральная схема). Генеральная схема одобрена Правительством Российской Федерации (протокол от 03.06.2010 № 24) и в настоящее время находится на утверждении. Вместе с тем, разработка Генеральной схемы осуществлялась в 2009—2010 годах и за прошедшие годы произошли изменения на ближайший перспективный период в оценке темпов социально-экономического развития страны и развития электроэнергетики при сохранении долгосрочного вектора развития, направленного на повышение ее эффективности. В связи с этим в Сценарных условиях актуализированы параметры развития электроэнергетики на период до 2030 года, включая прогноз макроэкономических показателей, цен на топливо, тарифов (цен) на электрическую и тепловую энергию, спроса на электроэнергию, а также прогноз развития объектов электроэнергетики – электрических станций и электросетевых объектов. При формировании прогноза развития объектов электроэнергетики использовались, в том числе, предложения энергетических компаний, поступившие в 2010 году в ходе мониторинга реализации Генеральной схемы.

Прогноз развития электроэнергетики в период до 2017 года включительно, представленный в Сценарных условиях, в основном соответствует Схеме

и программе развития ЕЭС России на период 2011—2017 годы (далее – Схема ЕЭС). Для обеспечения сопоставимости показателей при формировании прогноза потребности в мощности (спроса на мощность) в Сценарных условиях использованы те же методические подходы, что и при разработке Схемы ЕЭС.

Сценарные условия разработаны в целях формирования комплексного прогноза развития электроэнергетики Российской Федерации в период до 2020 года с оценкой перспективы до 2030 года. Результаты работы позволят осуществить мониторинг реализации Генеральной схемы, предусмотренный постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823, и подготовить итоговый доклад (отчет) в Правительство Российской Федерации.

Сценарные условия предназначены для формирования энергетическими компаниями уточненных предложений по развитию энергетических объектов в период до 2020 года с оценкой перспективы до 2030 года на основе единого для всех энергокомпаний сценария развития электроэнергетики, в том числе для оценки эффективности инвестпроектов.

Возможно использование Сценарных условий при выполнении других прогнозных работ.

1 СЦЕНАРНЫЙ ПРОГНОЗ ВНЕШНИХ УСЛОВИЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА

1.1 Основные показатели социально-экономического развития России

Основные показатели социально-экономического развития страны (макроэкономические характеристики) используются в качестве исходных условий для решения следующих задач:

- прогнозирование потребности страны в электроэнергии;
- прогнозирование финансового состояния энергокомпаний и оценка их инвестиционных ресурсов;
- определение эффективности инвестиционных проектов в электроэнергетике.

При разработке Генеральной схемы основные показатели социально-экономического развития России принимались на основе Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года (утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 17 ноября 2008 года № 1662-р), приложения к ней (Основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020—2030 годов), Энергетической стратегии России на период до 2030 года, а также других материалов, разработанных Минэкономразвития России.

В настоящее время параметры социально-экономического развития Российской Федерации уточнены: до 2014 года – на основании последнего, опубликованного 21.09.2011 Минэкономразвития России, «Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2012 год и плановый период 2013—2014 годов», на долгосрочный период – на основании материалов к совещанию у Председателя Правительства Российской Федерации В.В.Путина по вопросу «О сценарных условиях и основных параметрах долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года» (03.02.2011).

Во всех вариантах учитывалось влияние на российскую экономику последствий мирового финансово-экономического кризиса, а также восстановительных тенденций прошлого и текущего годов.

В актуализированном виде сценарии социально-экономического развития Российской Федерации, принятые за основу для формирования вариантов развития электроэнергетики в Генеральной схеме, характеризуются следующим образом.

Максимальный сценарий тесно связан с Концепцией долгосрочного развития и исходит из того, что для России существует потенциальная возможность значительного увеличения экономического роста с достижением после 2015 года динамики, указанной в инновационном варианте Концепции долгосрочного развития. При этом среднегодовые темпы прироста ВВП в период с 2011 по 2030 годы составят около 5,3 %.

В рамках данного сценария при активной роли государства в развитии хозяйства, с планированием и регулированием экономики (фактически при переходе на «китайскую модель» управляемого государством рынка) происходит качественное изменение производительных сил, развитие мощного самодостаточного промышленного ядра, осуществляется своевременный переход к доминированию пятого, а затем и шестого технологических укладов. Сценарий предполагает прорыв в повышении эффективности человеческого капитала и превращение инновационных факторов в ведущий источник экономического роста на рубеже 2020—2022 годов. Инфраструктура страны будет интенсивно развиваться.

Сценарий предполагает масштабную модернизацию традиционных, прежде всего энерго-сырьевых, секторов одновременно с интенсивной диверсификацией экономики. Огромный объем внутреннего рынка¹ будет способствовать существенному росту внутреннего спроса на товары и услуги, который будет обеспечиваться в большей мере российскими производителями. В рамках сценария будет происходить и резкое повышение конкурентоспособности существующих и развитие новых видов производства, наращивание экспорта за счет вывода на глобальные рынки новых видов продукции, в том числе высокотехнологичной. Доля России в мировом экспорте продукции, технологий и инновационных решений должна заметно увеличиться.

Кроме того, в условиях ожидаемого глобального дефицита продовольствия будет активно развиваться сельскохозяйственное производство, в том числе, за счёт диверсифицированной государственной поддержки. Одновременно будет

¹ Даже в настоящее время российский внутренний рынок занимает 8-е место в мире по объему

происходить сохранение и формирование нового, привлекательного, уклада жизни в сельских районах.

Промышленный и сельскохозяйственный рост создаст условия для выхода качества жизни на уровень развитых зарубежных стран. Реальные располагаемые доходы населения в три раза превысят уровень 2010 года, резко улучшатся условия жизни, обеспеченность жильем, потребительскими товарами и услугами. В результате численность населения Российской Федерации к 2030 году будет соответствовать «высокому варианту» прогноза Росстата и достигнет 147 млн человек, что обеспечит достаточное для указанных масштабов экономики количество трудовых ресурсов.

Реализация такого сценария подразумевает наличие соответствующего кадрового и инвестиционного потенциала. Для его формирования требуется разработка и реализация масштабного комплекса высокоэффективных мероприятий в производственной, технологической, научной и образовательной, социальной, налоговой сферах с участием государства.

Предполагается, что начало инновационного движения экономики и достижение результатов происходит ранее, чем то происходит во втором (инновационном) варианте, представленном ниже.

В целом вероятность реализации подобного сценария в ближайшее время весьма невелика.

Инновационный сценарий представляет собой последнюю на сегодняшний день интерпретацию инновационного сценария Минэкономразвития России, сформированную с учетом результатов постепенного выхода страны и мирового рынка из кризиса в конце 2011—начале 2012 года.

Сценарий описывает переход от стабилизации и поступательного движения экономики России к достаточно интенсивному ее росту с обязательной реализацией инновационной компоненты. Наряду с модернизацией энергосырьевого комплекса он опирается на создание современной транспортной инфраструктуры и конкурентоспособного сектора высокотехнологичных производств и экономики знаний. Предполагается, что обновление российских корпораций, формирование ими стратегического партнерства с иностранными компаниями и реализация долгосрочных государственных программ, ориентированных в том числе и на опережающее создание конкурентоспособной гражданской продукции (авиа-

и двигателестроение, космическая промышленность, судостроение), обеспечат увеличение доли инновационного сектора. Если сегодня доля инновационного сектора в ВВП составляет примерно 11—12 %, то в соответствии с указанным сценарием она вырастет примерно до 20 %. Модернизация отечественной технологической структуры будет сопровождаться не только активным импортозамещением, но и реализацией проектов экспортной направленности.

Однако государством в рамках сценария строится промышленная политика «конкурентно-экспортной» ориентации, а не «внутренней направленности», формирующейся под влиянием активного внутреннего спроса и обеспечивающей формирование экономики уровня наиболее развитых стран. В этих условиях страна не сможет использовать все свои конкурентные возможности: природно-ресурсный потенциал, евразийскую «транзитность» (материковую и северную морскую), накопленные ранее научно-технические заделы, квалифицированную рабочую силу.

Период восстановления экономики продлится еще два—три года, причем драйверами роста будут обрабатывающие отрасли промышленности. Затем последует фаза инвестирования в высокие технологии, энергетику, инфраструктуру, а также в человеческий капитал (здравоохранение, образование и культуру). Состояние непродуцированной сферы приблизится к уровню развитых зарубежных стран.

Сценарий отражает развитие экономики в условиях реализации активной государственной политики, направленной на улучшение инвестиционного климата, повышение конкурентоспособности и эффективности бизнеса, на стимулирование экономического роста и модернизации, а также на повышение эффективности расходов бюджета. Предполагается сохранение дефицита бюджета на один—два года, рост банковского кредитования и сохранение сдержанной политики регулирования тарифов.

При указанных предпосылках российская экономика будет развиваться быстрее мировой, и ее доля повысится к 2030 году до 3,3 % мирового ВВП. В данном варианте среднегодовые темпы роста российской экономики оцениваются на уровне 4,1—4,2 %, а реальные доходы населения вырастут в 2030 году в 2,3 раза.

Инновационный сценарий является достаточно результативным, сбалансированным по ресурсам, индустриальным в своей основе, позволяет достичь в большой степени стратегических приоритетов развития страны.

В текущих условиях этот сценарий представляется более вероятным, чем максимальный.

В настоящих Сценарных условиях в качестве основного (**базового**) учитывается инновационный сценарий развития экономики, положенный в основу базового варианта Генеральной схемы.

Основные параметры развития экономики на период до 2030 года для данного сценария и соответствующие им темпы роста цен представлены в таблице 1.1.1. В таблице 1.1.1 также приведена прогнозная динамика валютного курса.

В качестве риск-анализа рассматривается **консервативный** или **энерго-сырьевой сценарий**. Дополнительная причина рассмотрения подобного сценария – анализ последних тенденций (май—август т.г.) в развитии мировой и тесно связанной с ней российской экономике, который позволяет говорить о незавершенности выхода их из кризиса, а также пессимистические ожидания большого числа известных экономистов по поводу развития мировой и российской экономики в ближайшие годы, вплоть до ожидания новой рецессии.

Незавершенность выхода на докризисные параметры экономики России проявляется как в количественном (докризисные объёмы ВВП, инвестиций в основной капитал, выпуск в ряде ключевых электроемких отраслей и т.д.), так и, и это главное, в качественном отношении. Четкая «модель роста» для страны пока не только не оформлена в плане соотношения основных её факторов, мотиваций субъектов экономических отношений, стоимости ресурсов развития, но по-настоящему и не найдена.

Действие тенденций, сформировавших первую волну восстановительного роста (начавшуюся еще во второй половине 2009 года и продолжавшуюся до середины 2010 года), стало исчерпываться. После июня 2010 года происходит *разворот* тренда промышленного роста на стагнационный; экономика вступает в фазу «мягкого замедления» промышленного производства и товарного экспорта, которая продолжается по настоящее время. Несмотря на высокие цены на нефть, в начале 2011 года отмечался низкий уровень внутреннего спроса. Инвестиционная активность в экономике понизилась по сравнению с соответствующим периодом прошлого года, продолжается стагнация в строительной отрасли. Большое значение приобрело наращивание запасов материальных основных средств, которое в значительной

степени компенсировало «вялый» внутренний производственный спрос. При этом возрос импорт, особенно резко в первые четыре месяца 2011 года (на 40 % по сравнению с аналогичным периодом прошлого года), отток капитала из страны составил 30 млрд долл. Основные электроемкие виды производств – металлургия и химия – демонстрировали по итогам 7 месяцев 2011 года понижительную тенденцию выпуска продукции (особенно металлургия) относительно аналогичного периода прошлого года.

Таким образом, в настоящее время возникла «пауза роста»: старые факторы (за исключением экспорта сырьевых товаров и продуктов первого-второго передела) уже перестали действовать, а новые – или не найдены или не «включились».

Всё это находит свое отражение в довольно умеренных макроэкономических параметрах сценария развития страны на ближайшие годы.

Концепция, принятая в консервативном сценарии определяет основу формирования умеренного варианта прогноза электропотребления. Этот сценарий рассматривает развитие экономики, опирающееся в основном на использование конкурентных преимуществ России в сырьевом секторе с сохранением сложившейся производственной специализации.

Консервативный сценарий реализуется в условиях высокой вероятности вялого восстановления мировой экономики в ближайшие годы, неблагоприятной конъюнктуры мировых рынков, некоторого замедления роста экспорта углеводородов вследствие ухудшения условий добычи и стремления европейских стран к сдерживанию роста потребления нефти и газа.

В последующие годы предполагается сохранение уже сложившихся, консервативных тенденций экономического роста, имеет место ограниченная поддержка села со стороны государства. Параметры данного сценария будут в значительной степени определяться инерционными трендами в основных сегментах экономики, развитие которой будет базироваться на заимствовании иностранных технологий. В результате может произойти общее снижение инвестиционной активности, а вклад импорта в удовлетворение внутреннего спроса – повыситься.

В сценарии не предполагается комплексная реализация всех инновационных возможностей экономики, при этом упор делается на развитие инноваций,

ориентированных на модернизацию сырьевого сектора, транспортной инфраструктуры и обеспечение обороноспособности.

Согласно данному сценарию, государственная поддержка экономики и социальных проектов будет ограничена. Базовой гипотезой для данного варианта является обеспечение сбалансированности федерального бюджета после 2015 года (и даже обеспечение незначительного профицита до 1,0 % ВВП). Сбалансированность может быть обеспечена за счет ограничения инвестиций в развитие человеческого капитала и транспортной инфраструктуры, а также пересмотра уже принятых решений в сфере пенсионной политики и обороноспособности страны.

Демографическая ситуация развивается в соответствии со «средним вариантом» прогноза Росстата, т.е. численность населения остаётся примерно на том же уровне, что и в 2010 году.

В таких условиях задачи оптимального развития страны на долгосрочную перспективу не могут быть решены. Тем не менее, в настоящее время вероятность реализации консервативного сценария оценивается как достаточно высокая.

В результате при энергосырьевом варианте развития экономика увеличится к 2030 году лишь в 1,8 раза со среднегодовым темпом 2,9 %, реальные доходы населения увеличатся в 1,8 раза, а доля России в мировом ВВП снизится с нынешнего уровня в 3 % до 2,6 %.

Таблица 1.1.1 – Основные показатели развития экономики России в период 2011—2014 годы и на перспективу до 2030 года в соответствии с инновационным (базовым) вариантом

Показатели	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021— 2025 годы *	2026— 2030 годы *	2011— 2030 годы *
Среднегодовой темп роста ВВП, %	104,0	104,1	103,7	104,0	104,6	104,9	104,4	103,3	100,5	103,5	105,2	105,1	104,0	104,2
Среднегодовой темп роста промышленного производства, %	108,2	104,8	103,4	103,9	104,2	104,8	104,2	103,4	101,0	103,5	104,8	104,9	103,8	104,1
Среднегодовой темп роста инвестиций, %	106,0	106,0	107,8	107,1	107,2	108,4	106,9	103,8	98,0	108,0	110,9	109,0	105,0	106,7
Инфляция (ИПЦ) в среднем за год, %	106,8	108,6	105,1	105,9	105,2	105,2	105,2	104,5	104,7	102,6	103,3	103,4	102,6	104,0
Индекс-дефлятор промышленной продукции в среднем за год, %	114,5	115,6	104,0	104,9	108,1	106,8	106,4	104,6	101,0	106,6	106,7	103,6	102,2	104,6
Индекс-дефлятор инвестиций в среднем за год, %	108,2	108,2	107,5	107,3	107,2	106,8	105,8	104,8	103,5	104,5	105,4	104,0	102,4	104,6
Среднегодовой курс рубля к доллару	30,4	28,4	28,7	29,4	30,5	34,2	35,8	37,5	41,4	40,1	39,2	38,3	38,0	36,3

* Среднегодовые темпы (значения) за период

1.2 Прогноз цен на топливо

При подготовке прогноза цен на топливо приняты следующие исходные предпосылки и допущения:

- отправной точкой для прогноза оптовых цен внутреннего рынка России является прогнозная динамика цен мирового рынка нефти, а также ожидаемая динамика соотношения цен основных видов энергоресурсов (нефть, газ, уголь) на международных энергетических рынках. Указанные прогнозы приняты в соответствии с умеренным сценарием развития мировых энергетических рынков;
- цены энергоресурсов и тарифы на их транспортировку на 2010 год приняты на уровне средних фактических значений;
- прогнозы представлены в постоянных ценах 2010 года, рублях и долларах США, без учета НДС;
- результаты прогноза внутренних цен представлены в фиксированных ценах 2010 года. Тем не менее, для обеспечения корректного учета изменяющихся в перспективе соотношений валютных и рублевых цен и издержек, исходным является прогноз цен внутреннего рынка, выполненный в номинальных ценах;
- прогнозные цены представлены агрегировано по объединенным энергосистемам (ОЭС), входящим в состав ЕЭС России, с выделением в необходимых случаях территорий, существенно отличающихся по источникам, условиям или транспортным затратам топливоснабжения электростанций;
- прогнозы разработаны с учетом принятых поправок по ставкам и формулам исчисления вывозных таможенных пошлин на нефть, нефтепродукты и газ.

В качестве основного сценария развития мирового рынка нефти принята гипотеза динамики цен среднемирового уровня цен в диапазоне, ограниченном сценариями «новая политика» и «текущая политика», которые рассматриваются в настоящее время Международным энергетическим агентством. Этот сценарий отвечает умеренному росту цены нефти на 18 % к 2030 году (таблица 1.2.1) относительно текущего уровня, который складывается под воздействием нескольких факторов:

- роста потребления нефти (в первую очередь, в развивающихся странах);

- роста затрат на добычу, обусловленных вовлечением более «дорогих» запасов;
- реализации мер регулирования (прежде всего в странах-импортерах), направленного на энергосбережение и на форсированное развитие альтернативных источников и технологий при производстве и использовании энергоресурсов;
- регулирования, направленного на снижение спекулятивной составляющей в стоимости нефти.

В пользу роста в перспективе цен на нефть говорит и тот факт, что ОПЕК больше не считает цену в 75 долл. за баррель справедливой ценой для производителей и потребителей. Как заявил генеральный секретарь ОПЕК Абдалла Эль-Бадри: «Расходы на производство нефти во всем мире увеличились с 2009 года на 230 %. ОПЕК готова снизить суточные объемы добычи, как только начнется восстановление Ливийской нефти».

Таблица 1.2.1 – Прогноз цены на нефть на мировом рынке, долл./барр.

	Единицы измер.	Факт 2010г	Прогноз											
			2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
В ценах 2010 г.	дол/бар	80,0	106,5	105,9	105,3	104,7	104,2	105,9	107,7	109,6	111,4	113,4	120,5	125,9
В номинальных ценах	дол/бар	80,0	101,2	104,0	106,8	110,0	113,5	117,7	122,1	126,7	131,4	136,3	159,8	184,3

Ввиду возникших в последнее время значительных колебаний в соотношениях цен на основные маркерные сорта нефти, прогноз представлен их средней величиной.

1.2.1 Прогноз цен на природный газ

При разработке прогноза цен на газ на внутреннем рынке России были приняты следующие допущения.

Имевшее место резкое падение цен мировых рынков газа, вызванное сокращением спроса на газ и развитием относительно дешевых альтернативных источников газа, в рассматриваемой перспективе будет постепенно компенсироваться. Это обусловлено как ожидаемым ростом спроса развивающихся стран, так и ограниченностью дешевых альтернативных источников, следовательно, ростом затрат в странах-производителях. В результате, будет постепенно восстанавливаться соотношение стоимости на мировых

рынках газа и нефти, которое, по оценкам Международного энергетического агентства, на европейском и азиатском рынках приблизится к уровню 0,6 (в энергетическом эквиваленте).

С учетом изложенного, прогнозные цены импортного газа на рынке Европы приняты равными:

- в 2015 году – 342 долл./1000 куб. м;
- в 2020 году – 379 долл./1000 куб. м;
- в 2025 году – 407 долл./1000 куб. м;
- в 2030 году – 429 долл./1000 куб. м.

В периоде прогнозирования динамика внутреннего рынка газа формируется с учетом следующих факторов:

- развитие газовой промышленности России в рассматриваемой перспективе будет осуществляться в условиях активной инвестиционной деятельности, что, в первую очередь, обусловлено необходимостью освоения новых запасов и связанным с этим развитием системы магистрального транспорта газа;

- под влиянием общей усиливающейся тенденции развития и обострения конкуренции на мировых рынках газа, а также исходя из требований надежности поставок газа, будет развиваться инфраструктура газовой отрасли, необходимая для повышения гибкости системы газоснабжения и ее адаптивности к изменяющимся условиям рынка;

- необходимость инвестирования в реконструкцию газотранспортных систем Украины и Белоруссии вместе с вероятным снижением цен поставок российского газа в эти страны сокращает финансовые ресурсы ОАО «Газпром», что является дополнительным аргументом в пользу повышения цен на внутреннем рынке газа;

- повышение энергоэффективности экономики, включая развитие альтернативных источников, новых технологий в производстве и использовании энергии, обуславливает необходимость повышения цен внутреннего рынка на газ до уровней, создающих предпосылки для развития конкурентного рынка энергоресурсов, в том числе достижения обоснованных соотношений цен на конкурирующие виды топлива.

Неблагоприятная макроэкономическая ситуация препятствует тому, чтобы в ближайшей перспективе на внутреннем рынке газа был реализован переход к ценообразованию, отвечающему требованию равнодоходности поставок газа на внешний и внутренний рынок. Тем не менее, рост на внутреннем рынке доли газа независимых производителей, а также расширение числа проектов в газовой отрасли, осуществляемых при активном участии зарубежных партнеров и инвесторов, с неизбежностью приведут к реализации этого принципа ценообразования.

Цены на газ за 2010 и 2011 годы приняты на уровне фактических значений, усредненных по объемам потребления топлива соответствующими ОЭС. На период 2012—2014 годы цены сформированы с использованием индексации, предложенной Минэкономразвития России (7,1 %, 15 % и 15 %, соответственно). Проведенный анализ показал, что с учетом такой индексации трудно планировать выход цен внутреннего рынка на уровень, отвечающий равноэффективности поставок газа на внешний и внутренний рынки, раньше, чем к 2020 году, не прибегая к резким скачкам цен.

В описанных выше допущениях выполнен прогноз цен на газ на внутреннем рынке на период до 2030 года, который базируется на прогнозировании нет-бэк цен в районах добычи газа и тарифов на услуги системы магистрального транспорта газа на соответствующих маршрутах. В качестве основного ресурсного региона, в котором определяется базовая величина нет-бэк цены газа, принята территория северных районов Тюменской области (СРТО), включая месторождения полуострова Ямал, где обеспечивается основной объем добычи газа в рассматриваемой перспективе. В остальных центрах добычи цены газа определяются исходя из условия равенства в узлах системы магистральных газопроводов цен на газ, поступающий из разных регионов добычи.

В прогнозном периоде ожидается существенное изменение структуры экспорта газа с преимущественным наращиванием объемов поставок на восточных маршрутах. При этом, учитывая ускоренное освоение месторождений Ямала, поставки газа в восточном направлении в начальный период будут обеспечиваться ресурсами газа северных районов Тюменской области. Восточной программой развития газовой отрасли России предусмотрено развитие единой системы магистральных газопроводов

в восточном направлении с подключением к ней месторождений Восточной Сибири, Якутии и Сахалина. Ввиду того, что освоение указанных газовых месторождений ориентировано в первую очередь на экспортные поставки, вектор потока газа по развивающейся системе будет направлен на восток в течение всего прогнозного периода. Это позволяет утверждать, что цены нет-бэк для северных районов Тюменской области будут играть роль базовых для формирования прогнозных цен всех вновь вводимых месторождений Сибири и материковой части Дальнего Востока.

Прогноз тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам осуществляется с учетом предстоящего развития газотранспортной системы. Кроме этого, учитывается, что текущие тарифы не в полном объеме учитывают инвестиционную составляющую затрат на обновление и модернизацию производственных мощностей действующей газопроводной системы. Это означает, что в начале прогнозного периода оправданной является необходимость индексации тарифов на услуги магистрального транспорта газа с темпами, превышающими инфляцию, что учтено при прогнозировании тарифов. Предполагается, что такое положение сохранится до 2020 года, когда тарифы могут достичь уровня, достаточного для финансового обеспечения деятельности и развития газопроводной системы за счет доходов от тарифной выручки, что приведет к ограничению дальнейшего роста тарифов.

Прогнозные значения цен на газ представлены в таблице 1.2.1.1 как средние (по структуре потребления) величины в каждом из выделенных регионов.

Таблица 1.2.1.1 – Прогноз цен на газ, руб./1000 куб. м (без НДС, в ценах 2010 года)

			2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Северо-Запад	ОЭС Северо-Запада		2 530	2 679	2 722	2 959	3 225	3 625	4 074	4 584	5 150	5 837	6 620	6 184	5 167
	Архангельск	Север	3 200	3 389	3 443	3 743	4 080	4 353	4 645	4 961	5 293	5 695	6 133	5 697	4 680
		Юг	2 200	2 330	2 367	2 573	2 805	3 174	3 591	4 068	4 603	5 252	5 998	5 562	4 545
	Коми	Запад	0	2 355	2 393	2 602	2 836	3 196	3 601	4 063	4 577	5 201	5 915	5 479	4 463
		Восток	2 120	2 245	2 281	2 480	2 703	3 060	3 465	3 928	4 447	5 078	5 802	5 366	4 350
	Калининградская область		2 965	2 730	2 774	3 015	3 287	3 689	4 140	4 652	5 221	5 909	6 693	6 257	5 240
Центр	ОЭС Центра		2 600	2 753	2 798	3 041	3 315	3 706	4 143	4 637	5 184	5 844	6 594	6 158	5 141
Волга	ОЭС Волги		2 300	2 436	2 475	2 690	2 932	3 312	3 741	4 231	4 778	5 443	6 204	5 768	4 752
Юг	ОЭС Юга		2 670	2 827	2 873	3 123	3 404	3 806	4 256	4 764	5 326	6 005	6 776	6 340	5 324
Урал	ОЭС Урала	Север	1 750	1 853	1 883	2 047	2 231	2 591	3 008	3 497	4 061	4 755	5 573	5 137	4 120
		Юг	2 250	2 383	2 421	2 632	2 869	3 225	3 625	4 079	4 585	5 197	5 896	5 460	4 444
Сибирь	ОЭС Сибири	Запад	2 500	2 647	2 690	2 924	3 187	3 545	3 942	4 390	4 882	5 475	6 145	5 709	4 692
		Восток						6 763	6 854	7 168	7 796	7 936	8 077	7 641	6 624
Дальний Восток	ОЭС Дальнего Востока		3 000	2 855	2 898	3 150	3 433	3 804	4 214	4 674	5 177	5 784	6 467	6 031	5 014

Анализ результатов прогнозирования цен на газ показывает, что, несмотря на принятое допущение об отдалении момента достижения условия равнодоходности поставок газа на внешний и внутренний рынок, период 2015—2020 годы характеризуется интенсивным удорожанием газа на внутреннем рынке. Так, для многих ценовых поясов необходимо будет в течение этого периода сохранять индексацию цен на внутреннем рынке на уровне 15 %, или более высоким. Поскольку продолжительный период интенсивного роста цен на газ является дополнительным фактором риска реализации программ развития и модернизации экономики, в первую очередь, в обрабатывающих отраслях, реализация такого сценария представляется маловероятной. В качестве альтернативы сформирован прогноз цен внутреннего рынка, в который включено дополнительное ограничение роста среднего уровня внутренней цены на газ, результаты которого представлены в таблице 1.2.1.2. Ограничения предельных темпов удорожания газа выбраны из условия смещения момента равнодоходности поставок газа к 2030 году. В рамках настоящих Сценарных условий этот вариант рекомендуется как основной.

Таблица 1.2.1.2 – Прогноз цен на газ по ОЭС (альтернативный вариант – основной) руб./тыс. куб. м (без НДС, в постоянных ценах 2010 года)

			2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Северо-Запад	ОЭС Северо-Запада		2530	2679	2722	2959	3225	3371	3524	3687	3853	4061	4284	4936	5166
	Архангельск	Север	3200	3389	3443	3743	4080	4086	4093	4104	4111	4152	4197	4452	4678
		Юг	2200	2330	2367	2573	2805	2933	3066	3209	3355	3537	3733	4318	4543
	Коми	Запад	2355	2393	2602	2836	2954	3076	3208	3341	3509	3688	4236	4461	
		Восток	2120	2245	2281	2480	2703	2822	2947	3081	3217	3387	3569	4124	4348
	Калининградская область		2965	2730	2774	3015	3287	3434	3587	3752	3919	4128	4352	5008	5238
Центр	ОЭС Центра		2600	2753	2798	3041	3315	3450	3592	3743	3896	4089	4296	4910	5139
Волга	ОЭС Волги		2300	2436	2475	2690	2932	3067	3208	3359	3513	3706	3912	4523	4750
Юг	ОЭС Юга		2670	2827	2873	3123	3404	3548	3698	3859	4022	4227	4446	5091	5322
Урал	ОЭС Урала	Север	1750	1853	1883	2047	2231	2369	2514	2672	2837	3037	3253	3896	4127
		Юг	2250	2383	2421	2632	2869	2982	3099	3225	3352	3514	3686	4217	4442
Сибирь	ОЭС Сибири	Запад	2500	2647	2690	2924	3187	3294	3404	3521	3638	3791	3954	4464	4691
		Восток						5184	5290	5404	5514	5674	5843	6384	6623
Дальний Восток	ОЭС Дальнего Востока		3000	2855	2898	3150	3433	3547	3663	3788	3913	4075	4248	4784	5013

1.2.2 Прогноз цен на уголь

Прогноз цен на уголь на внутреннем рынке России (таблица 1.2.2.1) формируется исходя из следующих допущений.

Для оценки цен экспортируемых марок российских углей используется прогноз Международного энергетического агентства ожидаемого уровня цен на энергетические угли для стран, входящих в Организацию экономического сотрудничества и развития. Данный прогноз сохраняет без изменения позицию о некотором снижении во времени стоимости угля относительно нефти и газа.

Государственная политика цен на уголь будет обеспечивать паритет внутрироссийских и экспортных цен российских углей¹, и в перспективе будут исключены ситуации, когда цены производителей угля при поставках на внутренний рынок систематически превышают уровень экспортных цен на уголь.

Энергетический уголь Кузнецкого бассейна по запасам и марочному составу являются основным ресурсом поставок на внутренний и внешний рынки, что позволяет использовать его в качестве маркерного угля при прогнозировании цен.

Цены поставок угля из Кузнецкого бассейна рассчитываются по схеме нет-бэк (от рынка угля Северо-Западной Европы). В расчете затраты на экспорт (железнодорожный транспорт, ставки фрахта, стоимость портовых услуг и прочие затраты) принимаются на уровне, сложившемся в 2010 году. При расчете номинальных цен эти ставки индексируются с учетом показателей долларовой и рублевой инфляции соответствующего года.

Прогнозные цены российского угля, торгуемого на условиях cif ARA² (с учетом его среднего качества) приняты равными:

- в 2015 году – 109,7 долл./т;
- в 2020 году – 115,0 долл./т;
- в 2025 году – 117,7 долл./т;
- в 2030 году – 118,4 долл./т.

¹ Данное допущение представляется обоснованным, учитывая высокую долю экспорта в поставках российских энергетических углей - около 40% от фактической добычи.

² Антверпен (Antwerp)/Роттердам (Rotterdam)/Амстердам (Amsterdam) - основные порты для импортируемого угля в Северо-Западной Европе

Затраты на экспорт оцениваются по альтернативным маршрутам экспорта через порт Мурманск и порты стран Балтии, что определяет возможные значения транспортной составляющей в диапазоне 48—59 долл./т.

Российский уголь (по возможным ценам поставки) традиционно занимает на мировом рынке одну из замыкающих позиций. Кроме того, возможности экспортной инфраструктуры ограничены как по производительности, так и по эффективности. Поэтому структура поставок российского угля по маршрутам экспорта определяется емкостью рынка и техническими ограничениями. С учетом сказанного, в качестве оценки цены кузнецкого угля на месте добычи, конкурентной с ценой его поставки на экспорт, принимается средняя величина полученного диапазона цены нет-бэк.

Аналогичная схема используется для оценки конкурентных цен на хакасский уголь и угли южной Якутии.

Цены на уголь представлены по основным угольным бассейнам, угли преимущественно местного потребления объединены в однородные по территориальному принципу и по качеству группы.

Прогноз цен на остальные угли, которые являются углями местного использования или транспортируются на ограниченные расстояния, осуществляется исходя из доступной информации об их текущих ценах (или затратах на добычу) и с учетом сохранения паритета цен с привозными кузнецкими углями на месте потребления, т.е. включая затраты на транспорт до ТЭС.

Для большинства углей, не имеющих заметного экспортного потенциала, рост цен в номинальном выражении будет близким к темпам инфляции. Для некоторых углей сохранение их конкурентоспособности на внутреннем рынке возможно только в случае более низких темпов роста цен, другими словами, при условии относительного снижения цен (в постоянных ценах). К ним относятся, в частности подмосковные и уральские угли. Для таких углей в прогнозе представлена оценка максимальных уровней цен, при которых не будет ухудшаться их конкурентоспособность на соответствующих топливных рынках.

Цена на экибастузский уголь, поставляемый на электростанции Омской области и на Урал в 2010 и 2011 годах, оценивается по фактическим данным. С учетом

проводимой Правительством Казахстана политики на экономическую поддержку добычи и экспорта углей, прогноз цен на экибастузский уголь сформирован исходя из поддержания их конкурентоспособности на российском рынке.

Цены по годам рассматриваемой перспективы определяются при условии равномерной (с постоянным темпом прироста) динамики в течение периода прогнозирования.

Затраты на железнодорожный транспорт оценены исходя из действующих в 2010 году тарифов на перевозки углей различного качества по соответствующим маршрутам поставки (таблица 1.2.2.2) и заданных индексов на железнодорожные грузоперевозки.

1.2.3 Прогноз цен на мазут

Прогноз цен на российскую нефть и мазут на внутреннем рынке России формируется исходя из следующих допущений.

При прогнозировании цен на российскую нефть и мазут используется базовый прогноз цен нефтяного рынка Международного энергетического агентства (МЭА), представленный в таблице 1.2.1.

Прогнозная цена на мазут на европейском рынке подсчитана от цен нефти с учетом сложившегося соотношения между ценой нефти и ценой мазута на европейском рынке. Таможенная пошлина принята в соответствии с вводимым с октября текущего года механизмом определения ставок пошлины на нефть и нефтепродукты.

В связи с тем, что на всех крупных НПЗ поддерживается высокая доля экспорта мазута, цены производителей по всем заводам определены по формуле нет-бэк от цены на соответствующем внешнем рынке поставок.

Цена мазута в Омске и для большинства заводов европейской части страны определяется от цены на европейском рынке с учетом оценки затрат на транспортировку.

Цена мазута в Ангарске, Ачинске и заводов Дальнего Востока принята по цене в Сингапуре (цена рассчитана как европейская цена, умноженная на 1,02) с учетом соответствующих транспортных затрат.

Цена мазута на заводах, расположенных на юге европейской части, соответствующие транспортные затраты определены по маршрутам поставки на Средиземноморский рынок.

Уровни цен заводов на мазут, агрегированные по регионам, и средние транспортные затраты на поставку мазута железнодорожным транспортом на электростанции регионов представлены в таблице 1.2.3.1.

Таблица 1.2.2.1 – Прогноз цен производителей на уголь руб./т (без НДС, в постоянных ценах 2010 года)

	Основные виды углей	Калори- йность	Цены произ- водителей	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
ОЭС Северо- Запада	Воркутинский	5100	руб/т	790	790	790	790	790	790	790	790	790	790	790	790	790
	Интинский	3967	руб/т	596	596	596	596	596	596	596	596	596	596	596	596	596
ОЭС Центра	Подмосковный	1800	руб/т	562	552	542	532	522	512	503	494	484	476	467	425	388
ОЭС Юга	Донецкий	5109	руб/т	1 139	1 139	1 139	1 139	1 139	1 139	1 139	1 139	1 139	1 139	1 139	1 139	1 139
ОЭС Урала	Башкирский, Тюльганский	1756	руб/т	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240
	Свердловский, Волчанский	2143	руб/т	547	540	532	525	518	512	505	498	492	485	479	448	419
	Челябинский	2881	руб/т	735	729	723	717	711	705	699	693	687	681	676	648	621
ОЭС Сибири	Кузнецкий	5400	руб/т	626	634	643	651	660	669	677	686	695	705	714	762	814
	Канско-Ачинский	3500	руб/т	345	353	362	371	380	389	398	408	418	428	438	494	556
	Жакассский	4600	руб/т	473	479	485	491	497	503	509	516	522	529	535	569	605
	Угли каменные Республики Бурятия и Иркутской области (Тугнуйский, Черемховский, Жеронский, Головинский)	4620	руб/т	621	639	658	678	698	719	740	762	784	807	831	962	1 113
	Угли бурые Иркутской области (Мугунский, Азейский ЗБ)	3760	руб/т	500	515	531	547	563	580	598	616	634	653	673	781	906
	Угли бурые Республики Бурятия (Гусиноозерский, Орхонский, Окино-Ключевской, Банн-Зурхе)	3600	руб/т	590	601	613	625	637	650	662	675	689	702	716	788	868
	Угли бурые Забайкальского края (Татауровский, Харанорский, Уртуйский)	3400	руб/т	520	532	544	557	570	583	596	610	624	638	653	731	819
ОЭС Дальнего Востока	Ерковецкий, Райчихинский (бурый)	3200	руб/т	730	738	747	755	764	772	781	790	799	808	817	865	915
	Ургальский (каменный)	4400	руб/т	1 045	1 052	1 060	1 067	1 075	1 082	1 090	1 097	1 105	1 113	1 121	1 160	1 202
	Приморский (бурый)	2300	руб/т	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526
	Приморский (каменный)	4000	руб/т	950	966	983	999	1 016	1 033	1 051	1 069	1 087	1 105	1 124	1 223	1 330
	Лучегорский (бурый)	2000	руб/т	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460
	Южно Якутский	6000	руб/т	2 013	2 054	2 095	2 137	2 180	2 224	2 269	2 315	2 361	2 409	2 457	2 715	3 000
Казахский	Экибастузский	4100	руб/т	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350

Таблица 1.2.2.2 – Затраты на железнодорожные перевозки угля руб./т (без НДС, в постоянных ценах 2010 года)

Районы потребления	Калори- йность	ОЭС Северо- Запада	Архан- гельск	Коми	ОЭС Центра	ОЭС Волги	ОЭС Юга	ОЭС Урала (ЮГ)	ОЭС Сибири		ОЭС Д. Востока
									Запад	Восток	
Основные виды углей											
Воркутинский	5 455	230		113							
Интинский	3 967	660	686	115	820						
Подмосковный	1 800				260						
Донецкий	5 109				500		160				
Башкирский, Тюльганский						150					
Свердловский, Волчанский	2 143							200			
Челябинский	2 881							213			
Кузнецкий	5 400	1 130	1 131		1 120	900	1 060	740	300	660	
Канско-Ачинский	3 500				1 070				220	320	
Хакасский	4 600	1 060			1 080			820	380	140	
Угли каменные Республики Бурятия и Иркутской области (Тугнуйский, Черемховский, Жеронский, Головинский)	4 620				1 220					150	
Угли бурые Иркутской области (Мугунский, Азейский ЗБ)	3 760									200	
Угли бурые Республики Бурятия (Гусиноозерский, Орхонский, Окино-Ключевской, Баин-Зурхе)	3 600									150	
Угли бурые Забайкальского края (Татауровский, Харанорский, Уртуйский)	3 400									180	
Ерковецкий, Райчихинский (бурый)	3 200										250
Ургальский (каменный)	4 400										370
Приморский (бурый)	2 300										230
Приморский (каменный)	4 000										160
Лучегорский (бурый)	2 000										50
Южно Якутский	6 000										250
Экибастузский (от места добычи)	4 100							680	415		

Таблица 1.2.3.1 – Прогноз цен НПЗ на мазут и затрат на железнодорожные перевозки по регионам потребления, руб./т (без НДС, в постоянных ценах 2010 года)

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
ОЭС Северо-Запада	Средняя цена производителей мазута	7 670	7 677	7 650	7 553	7 483	7 456	7 448	7 429	7 377	7 380	7 368	7 750	8 213
	Средние затраты на ж/д транспорт	1 322	1 322	1 322	1 322	1 322	1 322	1 322	1 322	1 322	1 322	1 322	1 322	1 322
ОЭС Центра	Средняя цена производителей мазута	7 482	7 488	7 461	7 365	7 294	7 268	7 260	7 241	7 189	7 192	7 180	7 562	8 025
	Средние затраты на ж/д транспорт	1 525	1 525	1 525	1 525	1 525	1 525	1 525	1 525	1 525	1 525	1 525	1 525	1 525
ОЭС Юга	Средняя цена производителей мазута	7 594	7 606	7 580	7 486	7 417	7 392	7 386	7 368	7 318	7 322	7 311	7 694	8 155
	Средние затраты на ж/д транспорт	1 593	1 593	1 593	1 593	1 593	1 593	1 593	1 593	1 593	1 593	1 593	1 593	1 593
ОЭС Волги	Средняя цена производителей мазута	7 212	7 220	7 193	7 097	7 027	7 001	6 994	6 975	6 924	6 927	6 915	7 297	7 759
	Средние затраты на ж/д транспорт	1 080	1 080	1 080	1 080	1 080	1 080	1 080	1 080	1 080	1 080	1 080	1 080	1 080
ОЭС Урала	Средняя цена производителей мазута	6 917	6 923	6 896	6 799	6 729	6 703	6 695	6 676	6 624	6 626	6 614	6 996	7 459
	Средние затраты на ж/д транспорт	1 079	1 079	1 079	1 079	1 079	1 079	1 079	1 079	1 079	1 079	1 079	1 079	1 079
ОЭС Сибири	Средняя цена производителей мазута	6 483	6 490	6 463	6 366	6 296	6 269	6 261	6 242	6 191	6 193	6 181	6 563	7 026
	Средние затраты на ж/д транспорт	1 593	1 593	1 593	1 593	1 593	1 593	1 593	1 593	1 593	1 593	1 593	1 593	1 593
ОЭС Дальнего Востока	Средняя цена производителей мазута	8 318	8 368	8 342	8 245	8 174	8 149	8 142	8 124	8 073	8 077	8 066	8 464	8 942
	Средние затраты на ж/д транспорт	1 252	1 252	1 252	1 252	1 252	1 252	1 252	1 252	1 252	1 252	1 252	1 252	1 252

1.3 Прогноз тарифов (цен) на электрическую и тепловую энергию

1.3.1 Прогноз тарифов (цен) на электрическую энергию

Прогноз цен на электроэнергию складывается из прогноза стоимости покупки электроэнергии на оптовом рынке по регулируемым и нерегулируемым ценам с учетом стоимости покупки электроэнергии у поставщиков региональных розничных рынков, прогноза стоимости услуг по передаче электроэнергии по сетям ЕНЭС и распределительным сетям, включая стоимость услуг муниципальных сетевых предприятий и прогноза сбытовой надбавки. Стоимость потерь электроэнергии в сетях учитывается при определении стоимости покупной электроэнергии. Учитывается влияние субсидий из бюджетов всех уровней, на уровень цен для конечных потребителей.

При расчете прогнозной стоимости покупки электроэнергии на оптовом рынке учитываются объемы поставок по регулируемым и нерегулируемым ценам и уровни цен в ценовых и неценовых зонах оптового рынка.

С 1 января 2011 года в ценовых зонах электрическая энергия (мощность) поставляется на оптовый рынок по свободным (нерегулируемым) ценам.

Исключением являются поставки электроэнергии для населения и приравненных к нему категорий потребителей, а также для покупателей отдельных субъектов Российской Федерации ценовых зон, определенных Правительством Российской Федерации. К ним отнесены покупатели оптового рынка, расположенные на территории республик Северного Кавказа, Республики Тыва и Республики Бурятия.

В неценовых зонах электроэнергия поставляется по регулируемым ценам в полном объеме. В соответствии с Федеральным законом № 35 «Об электроэнергетике» к неценовым зонам оптового рынка относятся субъекты Российской Федерации, на территории которых функционирование энергосистемы проходит в условиях отсутствия конкуренции, что вызвано территориальной замкнутостью, ограниченным числом участников рынка, а также существенными ограничениями или отсутствием перетока электроэнергии. К неценовым зонам относятся ОЭС Востока (Приморский край, Хабаровский край, Амурская область и южные районы Республики Саха), Калининградская область, Республика Коми и Архангельская область.

Кроме того, в соответствии с Федеральным законом от 26.03.2010 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» регулированию подлежат уровни цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую потребителям в территориально изолированных системах.

В целом по Российской Федерации в 2011 году доля нерегулируемого рынка электроэнергии составит 82 %. В последующие периоды до 2030 года предполагается, что доля нерегулируемого рынка электроэнергии на ОРЭМ будет колебаться от 81 до 84 %.

Прогноз цен на ОРЭМ выполнен с учетом положений постановления Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 года № 1172 «Об утверждении правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые правительственные акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности». При формировании цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) учитываются генерирующие объекты, поставляющие мощность и электрическую энергию в вынужденном режиме, и генерирующие объекты, в отношении которых были указаны наиболее высокие цены в ценовых заявках на конкурентный отбор мощности.

Регулируемые цены поставки электроэнергии (мощности) на оптовый рынок в 2011 году приняты в соответствии с утвержденными уровнями ФСТ России.

Прогноз регулируемых цен поставки электроэнергии и мощности на оптовый рынок выполнен по формулам индексации тарифов, утвержденных приказом ФСТ России от 30.10.2009 № 268-э/1, с применением следующего прогноза цен на топливо (см. раздел 1.2 настоящих Сценарных условий):

годы	индекс роста цен на уголь	индекс роста цен на газ	индекс роста цен на мазут
2011	1,08	1,15	1,08
2012	1,06	1,07	1,05
2013	1,07	1,15	1,05
2014	1,06	1,15	1,04
2015	1,06	1,08	1,05
2016	1,06	1,08	1,05
2017	1,06	1,08	1,05
2018	1,06	1,08	1,04
2019	1,05	1,08	1,04
2020	1,05	1,08	1,04
2021	1,04	1,08	1,04

годы	индекс роста цен на уголь	индекс роста цен на газ	индекс роста цен на мазут
2022	1,04	1,08	1,04
2023	1,04	1,03	1,04
2024	1,04	1,03	1,04
2025	1,03	1,03	1,04
2030 *	1,03	1,03	1,03

*Темп роста к предыдущему периоду

Прогноз нерегулируемых цен поставки электроэнергии на оптовый рынок выполнен в среднем за год исходя из переменных составляющих затрат по замыкающим электростанциям каждой энергозоны. Замыкающими электростанциями являются станции, удовлетворяющие спрос на электроэнергию в энергозоне, с максимальными переменными затратами. В переменные затраты включены расходы на топливо и экологические платежи. Для каждого года прогнозного периода затраты замыкающих станций определяются с учетом новых вводов.

Для прогнозирования цен на вновь вводимую и существующую мощность применялись формулы и параметры, предусмотренные постановлением Правительства Российской Федерации от 13.04.2010 № 238 «Об определении ценовых параметров торговли мощностью на рынке электрической энергии (мощности) переходного периода».

Прогноз тарифов и цен поставщиков оптового рынка электрической энергии (мощности) представлен в таблице 1.3.1.1.

Таблица 1.3.1.1 – Прогноз тарифов и цен поставщиков ОРЭМ, руб./тыс. кВт.ч, руб./МВт в месяц

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2030 г.
Российская Федерация																	
тариф на мощность, руб/МВт мес.	156 626	148 197	155 563	164 599	174 330	182 987	192 083	211 573	221 638	230 990	250 226	257 233	264 909	271 732	276 983	284 665	311 058
цена на мощность всего, руб/МВт мес.	205 791	159 929	185 152	188 360	214 365	240 568	262 369	269 006	276 966	302 091	320 664	327 541	355 533	366 194	378 959	380 094	475 254
цена на новую мощность, руб/МВт мес.	881 151	528 987	599 152	505 607	568 435	599 174	608 221	596 024	586 315	614 326	637 206	654 322	723 842	721 903	729 489	705 073	758 678
тариф на э/э, руб/МВт ч.	498	589	639	711	795	856	910	946	1 018	1 089	1 138	1 223	1 319	1 367	1 409	1 454	1 705
цена на э/э, руб/МВт ч.	757	862	919	1 040	1 172	1 267	1 373	1 485	1 606	1 737	1 868	2 017	2 172	2 254	2 338	2 424	2 870
ОЭС Центра																	
тариф на мощность, руб/МВт мес.	187 330	156 352	164 233	173 936	181 609	190 383	199 784	209 412	219 779	228 714	237 580	243 566	250 541	257 320	263 666	269 806	281 092
цена на мощность всего, руб/МВт мес.	259 404	194 053	211 413	219 749	249 417	286 394	292 967	300 357	308 366	323 002	313 084	314 973	370 409	367 313	404 957	405 788	599 624
цена на новую мощность, руб/МВт мес.	921 465	608 001	694 603	609 805	637 523	659 163	647 017	611 650	615 514	619 153	601 051	619 386	728 545	666 207	732 811	680 939	872 194
тариф на э/э, руб/МВт ч.	571	654	701	795	896	968	1 045	1 129	1 219	1 316	1 421	1 521	1 639	1 689	1 752	1 812	2 136
цена на э/э, руб/МВт ч.	851	985	1 047	1 199	1 370	1 485	1 611	1 746	1 893	2 053	2 228	2 416	2 618	2 710	2 807	2 906	3 451
ОЭС Северо-Запада																	
тариф на мощность, руб/МВт мес.	201 795	176 379	186 302	197 308	211 852	223 245	234 434	298 814	313 827	326 585	384 078	395 141	403 991	415 897	425 116	434 059	477 879
цена на мощность всего, руб/МВт мес.	261 104	192 725	224 708	202 365	219 242	223 953	285 822	289 303	302 489	407 477	447 791	470 989	470 377	483 754	505 402	512 275	563 240
цена на новую мощность, руб/МВт мес.	924 011	543 389	578 896	450 168	476 208	462 282	583 727	576 066	500 958	668 983	693 443	765 151	834 507	797 885	814 567	817 971	719 500
тариф на э/э, руб/МВт ч.	542	729	773	863	960	1 031	1 108	986	1 061	1 140	1 070	1 149	1 231	1 269	1 296	1 337	1 659
цена на э/э, руб/МВт ч.	818	938	1 003	1 149	1 312	1 422	1 544	1 674	1 815	1 971	2 138	2 320	2 516	2 606	2 696	2 790	3 312
ОЭС Средней Волги																	
тариф на мощность, руб/МВт мес.	180 100	134 151	140 955	149 282	157 045	165 640	172 923	181 256	190 230	200 752	208 747	212 139	218 254	223 787	229 082	234 078	261 218
цена на мощность всего, руб/МВт мес.	219 106	158 273	154 769	152 555	163 402	168 392	179 401	186 515	194 093	213 915	278 884	279 235	277 932	328 582	329 562	335 057	391 522
цена на новую мощность, руб/МВт мес.	140 258	411 812	517 703	431 885	475 135	454 420	442 681	446 938	448 975	469 412	613 648	530 548	508 145	623 483	586 599	574 189	597 083
тариф на э/э, руб/МВт ч.	490	525	569	644	729	785	848	916	989	1 077	1 173	1 231	1 326	1 373	1 422	1 471	1 732
цена на э/э, руб/МВт ч.	825	948	1 015	1 156	1 311	1 419	1 537	1 664	1 801	1 947	2 106	2 273	2 463	2 555	2 646	2 738	3 254
ОЭС Юга																	
тариф на мощность, руб/МВт мес.	164 726	127 163	133 188	141 054	148 391	155 720	164 569	172 500	181 040	188 403	195 907	200 827	206 616	211 857	217 082	222 137	246 346

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2030 г.
мес.																	
цена на мощность всего, руб/МВт мес.	211 531	209 532	195 744	201 841	261 022	276 921	304 056	311 734	316 985	335 478	338 936	340 644	342 022	333 577	333 273	335 650	337 953
цена на новую мощность, руб/МВт мес.	798 950	539 567	526 523	452 795	595 441	608 647	607 927	593 463	593 026	562 476	547 560	562 611	543 266	518 942	511 950	488 281	429 912
тариф на э/э, руб/МВт ч.	563	468	507	578	656	710	740	801	867	901	974	1 055	1 141	1 181	1 221	1 263	1 496
цена на э/э, руб/МВт ч.	901	1 036	1 107	1 269	1 452	1 575	1 695	1 839	1 995	2 151	2 335	2 533	2 747	2 843	2 945	3 052	3 642
ОЭС Урала																	
тариф на мощность, руб/МВт мес.	111 906	110 290	115 888	122 734	128 888	134 463	141 103	147 421	154 720	160 742	166 406	171 724	176 775	181 261	185 108	188 603	209 044
цена на мощность всего, руб/МВт мес.	166 394	131 286	176 854	183 687	205 621	233 989	277 353	283 888	291 950	302 622	301 259	307 309	327 055	330 917	330 129	334 473	409 451
цена на новую мощность, руб/МВт мес.	1 006 843	564 803	588 183	454 256	489 856	507 199	559 641	560 592	558 229	566 102	530 801	528 206	575 058	572 412	542 980	543 648	595 025
тариф на э/э, руб/МВт ч.	604	691	740	839	947	1 023	1 106	1 196	1 293	1 396	1 501	1 619	1 748	1 810	1 874	1 939	2 295
цена на э/э, руб/МВт ч.	801	894	962	1 089	1 227	1 326	1 436	1 552	1 677	1 809	1 956	2 120	2 304	2 379	2 458	2 549	3 054
ОЭС Сибири																	
тариф на мощность, руб/МВт мес.	115 127	127 543	134 127	142 059	151 029	158 482	166 308	174 322	182 953	190 486	198 538	204 758	210 661	216 002	221 330	226 484	247 489
цена на мощность всего, руб/МВт мес.	144 567	115 476	159 702	165 082	187 499	219 250	224 318	229 890	236 947	261 582	313 131	325 419	367 710	384 078	394 525	392 203	470 122
цена на новую мощность, руб/МВт мес.	748 662	332 217	573 944	512 765	625 100	736 027	707 036	702 134	704 032	756 860	941 648	1 037 086	1 248 486	1 337 169	1 357 235	1 426 698	1 371 683
тариф на э/э, руб/МВт ч.	231	272	298	320	341	364	387	410	436	458	481	498	521	541	564	583	679
цена на э/э, руб/МВт ч.	479	528	549	588	623	661	700	742	787	826	866	901	937	974	1 013	1 043	1 210
ОЭС Востока																	
тариф на мощность, руб/МВт мес.	155 536	171 496	180 200	190 905	200 777	210 095	219 951	228 635	237 669	246 572	255 074	262 384	272 130	279 029	283 886	291 582	323 810
тариф на э/э, руб/МВт ч.	530	639	704	762	812	868	887	923	989	1 054	1 116	1 209	1 320	1 380	1 419	1 461	1 610

При прогнозировании цен на электрическую энергию (мощность) для конечных потребителей сделаны следующие допущения:

- все сбытовые компании реализуют электроэнергию потребителям по ценам не выше цен гарантирующих поставщиков;
- рост тарифов поставщиков региональных розничных рынков принят на уровне роста регулируемых цен поставщиков оптового рынка.

Параметры сетевых компаний рассчитаны в соответствии с методическими указаниями по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала, утвержденными приказом ФСТ России от 26.06.2008 № 231-э. Доля сетевых компаний в общей выручке прогнозируется на уровне 30—33 % в период 2010—2030 годы.

Прогноз выручки ОАО «ФСК ЕЭС» на 2011—2012 годы принят в соответствии с утвержденными тарифами для ОАО «ФСК ЕЭС» по методу RAB-регулирования с нормой доходности на инвестированный капитал 11 %, в соответствии с приказом ФСТ России от 04.12.2009 № 347-э/4.

Прогноз выручки распределительных сетевых компаний принят с учетом перехода на RAB-регулирование всех территориальных сетевых компаний ОАО «Холдинг МРСК» к 2011 году и с учетом перехода на RAB-регулирование остальных, не входящих в Холдинг сетевых компаний, в 2012—2013 годах с нормой доходности в соответствии с приказом ФСТ России от 15.08.2008 № 152-э/15.

В прогнозных расчетах было сделано допущение о том, что будет продолжено использование механизма так называемого «сглаживание» темпов роста тарифов на услуги по передаче, вызванного переходом на RAB.

Норма возврата на капитал рассчитана исходя из полной окупаемости в течение 35 лет.

Рост расходов муниципальных сетевых образований принят с темпом роста НВВ распределительных сетевых компаний соответствующего региона.

При расчете влияния субсидий учитывалось, что субсидии из федерального бюджета на ликвидацию межтерриториального перекрестного субсидирования постепенно сокращаются и после 2013 года прекращаются в соответствии с подписанными соглашениями между Минэнерго России, ФСТ России и администрациями регионов.

Субвенции на сдерживание тарифов в Камчатской области приняты на 2009 год на уровне 2,7 млрд руб. с постепенным прекращением к 2015 году, когда планируется завершение вывода из эксплуатации дорогих дизельных электростанций и соответствующее снижение затрат на производство электроэнергии.

Прогноз средних (с учетом мощности) цен на электроэнергию для конечных потребителей представлен в таблице 1.3.1.2.

Ожидаемый темп роста среднеотпускной цены на электроэнергию для конечных потребителей в 2011 году составляет 12 % к уровню 2010 года, абсолютное значение составит 227 коп./кВт.ч. В период 2012—2014 годы темпы роста цен на электрическую энергию (мощность) для конечных потребителей совпадают с прогнозом Министерства экономического развития Российской Федерации от 21.09.2011 года.

С 2020 по 2030 годы годовой прирост цены на электроэнергию для конечных потребителей снизится с 7 % до 3%. В 2030 году среднеотпускная цена оценивается в размере 732 коп./кВт.ч, в ценах 2010 года – 9,8 цент/кВт.ч.

Таблица 1.3.1.2 – Прогноз средних по Российской Федерации (с учетом мощности) цен на электроэнергию для конечных потребителей

Показатель	Единицы измерения	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2030 год ¹
абсолютное значение	цент/кВт.ч	6,7	7,9	8,6	9,3	10,0	9,9	10,2	10,6	9,9	11,0	12,0	12,9	13,8	14,5	15,1	15,6	20,7
<i>темп роста</i>	%		119	108	109	107	99	103	103	94	111	109	107	107	105	104	104	133
абсолютное значение в ценах 2010 года	цент/кВт.ч	6,7	7,3	7,5	7,7	7,9	7,4	7,3	7,2	6,4	6,9	7,2	7,5	7,8	8,0	8,1	8,2	9,8
<i>темп роста</i>	%		110	103	103	102	94	98	98	89	106	105	104	104	103	101	101	120
абсолютное значение	коп/кВт.ч	202	227	246	274	305	339	367	396	410	441	470	496	530	553	574	595	732
<i>темп роста</i>	%		112	108	111	111	111	108	108	103	108	107	106	107	104	104	104	123
абсолютное значение, в ценах 2010 года	коп/кВт.ч	202	209	216	227	240	254	262	270	266	275	282	289	300	305	309	313	348
<i>темп роста</i>	%		103	103	105	106	106	103	103	99	103	103	102	104	102	101	101	111

¹ Темпы роста приведены к 2025 году

1.3.2 Прогноз тарифов на тепловую энергию

Прогноз цены на тепловую энергию, отпускаемую потребителям, выполнен с учетом роста топливной составляющей по индексам роста цен на топливо, роста постоянных расходов на уровне инфляции и прироста полезного отпуска тепловой энергии на уровне 0,5—2 % ежегодно.

Также учтены ограничения по росту цены на тепловую энергию для конечных потребителей, определенные в Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2011 год и на плановый период 2012—2014 годов. С 2015 года цены на тепловую энергию, отпускаемую потребителям, рассчитаны с учетом поэтапной ликвидации перекрестного субсидирования между тепловой и электрической энергией, а также с учетом поэтапного перехода теплоснабжающих организаций на регулирование цены на тепловую энергию методом доходности на инвестируемый капитал (РАВ-регулирование).

В таблице 1.3.2.1 представлен прогноз цены на тепловую энергию¹ на период до 2030 года. Фактическая цена на тепловую энергию (по объектам централизованного теплоснабжения) за 2010 год составила 679 руб./Гкал, а к 2030 году прогнозируется на уровне 1250 руб./Гкал (в ценах 2010 года). В прогнозных ценах 2030 года цена на тепловую энергию в 2030 году составит 2629 руб./Гкал. В целом за период 2011—2030 годы динамика роста цен на тепловую энергию имеет тенденцию к снижению: так среднегодовой темп прироста средней цены на тепловую энергию в период 2011—2016 годы (за исключением 2012 года) прогнозируется на уровне 10—12 %, с 2017 по 2022 годы – 7—9 %, за 2023—2030 годы ежегодный прирост цены на тепловую энергию составит 2,5—5 %.

В целях прогноза средней цены на тепловую энергию, отпускаемую конечным потребителям от всех источников теплоснабжения², принималось постепенное сокращение производства тепловой энергии в котельных, не входящих в системы централизованного теплоснабжения, и наращивание производства тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения. При этом условии от уровня цены на тепловую энергию в 2010 году, равного 1238 руб./Гкал, к 2030 году данный

¹ В отношении объектов теплогенерации, поставляющим теплоэнергию в виде пара и горячей воды в сети, входящие в системы централизованного теплоснабжения.

² т.е. в отношении теплоснабжающих организаций, поставляющих теплоэнергию конечным потребителям с учетом региональных котельных, не входящих в системы централизованного теплоснабжения. Данный показатель в Сценарных условиях отражен впервые.

показатель достигнет уровня 3963 руб./Гкал или 1887 руб./Гкал в ценах 2010 года. В случае дальнейшего роста производства тепловой энергии мелкими котельными, не входящими в системы централизованного теплоснабжения, цена на тепловую энергию может составить 4206 руб./Гкал.

Представленная динамика цен отражает изменение цен на тепловую энергию в целом по Российской Федерации. Изменение цен на тепловую энергию по регионам может быть различным.

В таблице 1.3.2.2 представлены уровни цен на тепловую энергию (по централизованным источникам теплоснабжения) за 2010—2011 годы. Региональные различия в уровнях цен на тепловую энергию связаны с особенностями функционирования тепловой энергетики в каждом субъекте Российской Федерации: структура источников теплоснабжения, схема и состояние теплосетей, вид используемого топлива, региональная политика органов исполнительной власти в области ценообразования на тепловую энергию, в т.ч. объем инвестиционных программ, учитываемых при регулировании цен.

Изменение цен на тепловую энергию в каждом регионе будет зависеть от изменения указанных выше факторов. В общем же случае, можно говорить о том, что рост цен на тепловую энергию в регионах будет следовать за ростом цен на топливо. Темпы роста цен на газ за период 2011—2022 годы значительно превышают темпы роста цен на уголь. С учетом вышесказанного, темпы роста цен на тепловую энергию в данный период в европейской части страны и на Урале, где преобладает газовая генерация, будут выше, чем в Сибири и на Дальнем Востоке, где в основном используются твердые виды топлива. При этом сохранится региональная дифференциация абсолютных уровней цен на тепловую энергию.

Существенные изменения пропорций цен на тепловую энергию между регионами будут наблюдаться в случае структурных сдвигов в используемом топливе (уголь, газ, нетрадиционные источники, включая малую генерацию) и в источниках теплоснабжения.

Таблица 1.3.2.1 – Прогноз цен на тепловую энергию, руб./Гкал

Показатель	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2030 год
Средняя по Российской Федерации цена	679	767	806	894	984	1126	1257	1370	1471	1606	1730	1884	2033	2137	2235	2326	2629
Рост, %	113	113	105	111	110	115	112	109	107	109	108	109	108	105	105	104	113 ¹

¹ Прирост к 2025 году

Таблица 1.3.2.2 – Динамика цен на тепловую энергию за 2010-2011 годы, руб./Гкал

Регион	2010 год	2011 год
ОЭС Северо-Запада	795	904
<i>темп роста, %</i>		114
ОЭС Центра	810	909
<i>темп роста, %</i>		112
ОЭС Средней Волги	687	771
<i>темп роста, %</i>		112
ОЭС Юга	632	710
<i>темп роста, %</i>		112
ОЭС Урала	586	654
<i>темп роста, %</i>		112
ОЭС Сибири	674	733
<i>темп роста, %</i>		109
ОЭС Востока	914	999
<i>темп роста, %</i>		109
ИТОГО по ОЭС	679	767
<i>темп роста, %</i>		113

1.4 Прогноз потребности в электроэнергии

В 2010 году объем электропотребления в России в целом составил 1020,6 млрд кВт.ч против 977,1 млрд кВт.ч в 2009 году. Рост на 4,5 % был связан в первую очередь с восстановлением промышленного производства в базовых электроемких отраслях и ростом электропотребления в бытовом секторе и сфере услуг, который не прекращался и в кризис. Большое влияние также оказал погодный фактор: зимний период начала 2010 года на большей части территории страны был аномально холодным, еще более аномальными были летние температуры в Европейской части страны. Это привело к повышенному расходу электроэнергии на цели тепло- и хладоснабжения.

В 2011 году ожидается рост электропотребления, связанный с продолжением выхода экономики страны из кризиса. Однако темпы прироста будут невелики из-за торможения процесса восстановления экономики, начавшегося еще со второй половины 2010 года. Причиной ожидаемого невысокого темпа прироста является также высокая база электропотребления 2010 года, связанная, в том числе, и с погодным фактором.

Учитывая сложившееся по итогам восьми истекших месяцев фактическое электропотребление и ранее сделанный прогноз электропотребления на 2011 год, распределенный по оставшимся месяцам 2011 года в соответствии со среднестатистическим помесечным распределением, можно сделать вывод о возможных уровнях приростов электропотребления в 2011 году в диапазоне от 1,4 % до 2,0 % и наиболее вероятном приросте в 1,7—1,8 % к 2011 году. Таким образом, в 2011 году ожидаемый уровень электропотребления в целом по стране составит около 1039 млрд кВт.ч, или примерно на 18 млрд кВт.ч больше, чем в 2010 году, в том числе в централизованной зоне электроснабжения – на 17 млрд кВт.ч, или 1,7 %.

В Генеральной схеме прогноз электропотребления сформирован по опорным годам – 2015, 2020, 2025 и 2030 годы – в двух вариантах, максимальном и базовом, с учетом документов, указанных в разделе 1.1, по их состоянию на период разработки Генеральной схемы.

В рамках выполнения в 2010—2011 годах цикла работ по мониторингу Генеральной схемы максимальный и базовый варианты прогноза электропотребления

уточнены, а также в качестве риск-анализа сформирован умеренный вариант спроса на электроэнергию.

Изменения в прогнозе обусловлены влиянием мирового финансово-экономического кризиса, который до сих пор не завершился, меняющейся текущей ситуации, изменений макроэкономических показателей, ежегодно подготавливаемых Минэкономразвития России в рамках скользящего трехлетнего прогноза социально-экономического развития страны, планов крупных потребителей энергии по развитию своего производства в перспективе.

Целевым принят базовый вариант прогноза. В своей основе (по динамике ВВП и ряду других показателей) он соответствует инновационному сценарию социально-экономического развития страны. Максимальный вариант – наиболее благоприятному развитию экономики. Умеренный рассматривается в качестве риск-анализа, отражающего неопределенность ситуации с выходом мировой и тесно связанной с ней российской экономики из кризиса и их развития в ближайшие годы.

В 2020 году общий объем спроса на электроэнергию может достичь в максимальном варианте 1388 млрд кВт.ч, а на 2030 год – 1860 млрд кВт.ч с ростом относительно уровня 2010 года (1020,6 млрд кВт.ч) в 1,8 раза (среднегодовой темп прироста – 3,05 %); в базовом варианте – соответственно 1289 и 1554 млрд кВт.ч с ростом к 2030 году в 1,5 раза и среднегодовым темпом прироста 2,12 %, в умеренном варианте – соответственно 1231 и 1411 млрд кВт.ч с ростом в 1,4 раза и среднегодовым темпом прироста 1,63 %. Как в базовом, так и в умеренном вариантах прогноза темпы роста потребления электроэнергии будут постепенно снижаться после 2015 года. В соответствии с максимальным вариантом прогноза основной прирост потребления электроэнергии будет происходить между 2020 и 2025 годами, когда среднегодовые темпы роста составят 3,13 %.

На рисунке 1.1 представлены варианты прогноза электропотребления по стране в целом, сформированные на основе представленных в разделе 1.1 сценариев социально-экономического развития Российской Федерации, по опорным годам – 2015, 2020, 2025 и 2030 годы

При разработке компаниями собственных прогнозов развития и формирования инвестиционных программ **рекомендуется ориентироваться на базовый вариант электропотребления**, согласованный с Системным оператором (на интервале прогноза до 2017 года) и с ОАО «Институт «Энергосетьпроект».

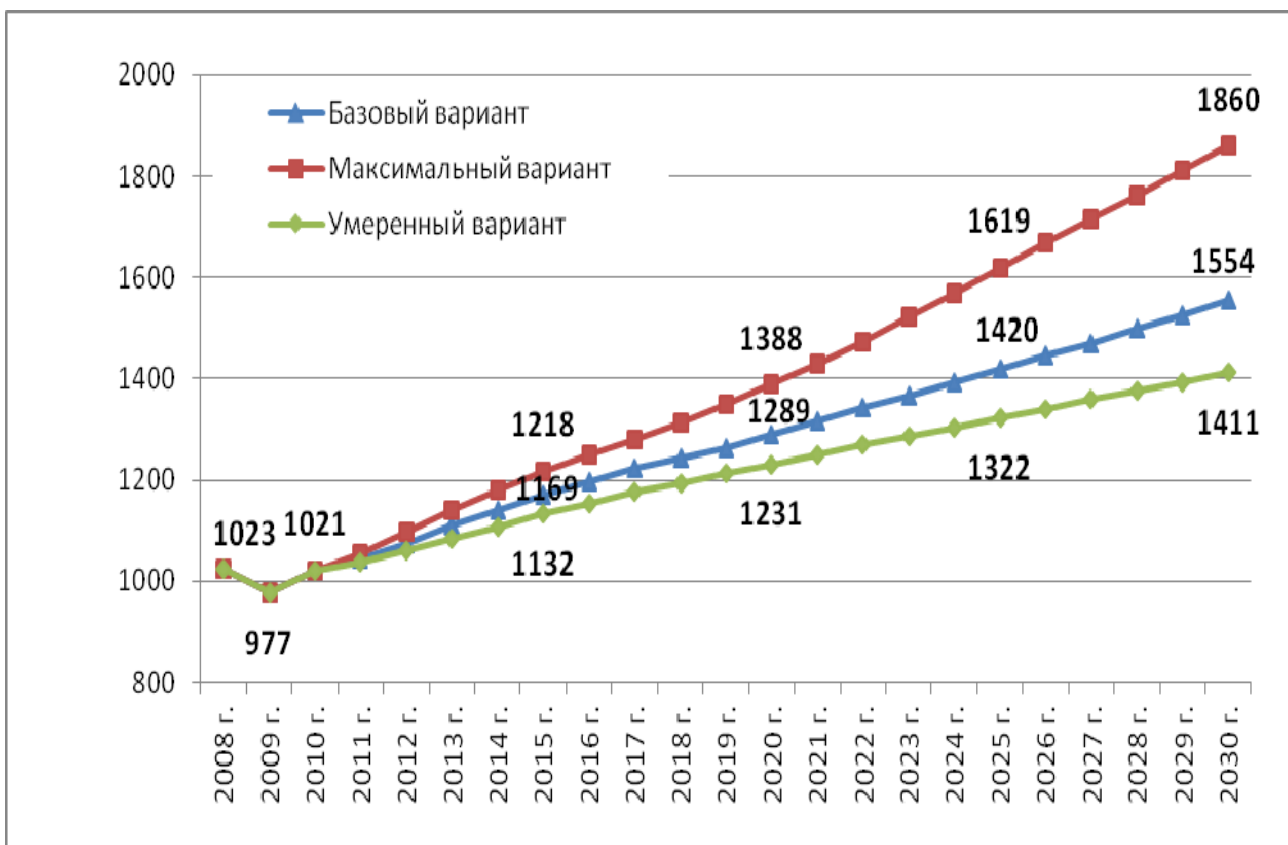


Рисунок 1.1 – Прогноз электропотребления Российской Федерации в трех вариантах, млрд кВт.ч

Прогноз спроса на электроэнергию по энергозонам (ОЭС) и по стране в целом по базовому варианту представлен в таблице 1.4.1. Прогноз спроса на электроэнергию по территориям объединенных энергосистем на ближайшее десятилетие сформирован (помимо использования макроэкономических параметров развития регионов) с учётом:

- намечаемых вводов крупных потребителей,
- расширения и модернизации производства на действующих объектах,
- информации органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и крупных отраслевых и межотраслевых компаний об инвестиционных проектах.

За пределами 2020 года информация об экономическом развитии регионов Российской Федерации и реализации в них крупных проектов в основном отсутствует. В связи с этим для оценки уровней электропотребления на 2025

и на 2030 годы использовались тренды и потенциальные возможности развития, складывающиеся в конкретных регионах.

Таблица 1.4.1 – Прогноз электропотребления по стране в целом (млрд. кВт.ч) и среднегодовые темпы роста (%) на перспективу до 2030 года, базовый вариант

	2009 год	2010 год	2011 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год	2011— 2030 годы
ОЭС Северо-Запада	88.8	92.7	94.0	102.6	116.8	128.3	140.2	
годовой темп прироста, %	-2.73	4.40	1.38	2,05	2,63	1,89	1,79	2,09
ОЭС Центра	211.7	221.8	226.2	259.5	284.2	318.0	353.2	
годовой темп прироста, %	-3.99	4.79	1.96	3,18	1,84	2,28	2,12	2,35
ОЭС Средней Волги	99.3	105.0	107.8	118.4	130.7	142.6	155.4	
годовой темп прироста, %	-8.04	5.69	2.67	2,44	2,00	1,76	1,73	1,98
ОЭС Юга	78.1	82.4	85.7	101.1	109.0	123.3	138.8	
годовой темп прироста, %	-3.56	5.52	3.99	4,18	1,51	2,49	2,40	2,64
ОЭС Урала *	239.3	248.7	255.2	273.5	304.4	332.7	358.8	
годовой темп прироста, %	-4.65	3.93	2.60	1,92	2,16	1,80	1,52	1,85
ОЭС Сибири **	200.9	208.4	206.4	238.7	259.9	281.6	304.9	
годовой темп прироста, %	-3.98	3.70	-0.94	2,76	1,71	1,62	1,60	1,92
ОЭС Востока	28.3	29.9	30.8	36.3	40.6	45.4	49.9	
годовой темп прироста, %	-1.33	5.88	2.88	3,95	2,26	2,28	1,87	2,59
ЕЭС России	946.5	989.0	1006.1	1130.2	1245.6	1372.0	1501.2	
годовой темп прироста, %	-4.37	4.49	1.73	2,71	1,96	1,95	1,82	2,11
Изолированные р-ны Востока	11.6	11.6	11.5	13.6	15.1	17.3	20.1	
годовой темп прироста, %	-2.79	0.12	-0.69	3,27	2,08	2,73	3,10	2,80
РОССИЯ (централизованное электропотребление)	958.0	1000.5	1017.6	1143.8	1260.6	1389.2	1521.2	
годовой темп прироста, %	-4.35	4.44	1.70	2,71	1,96	1,96	1,83	2,12
Децентрализованные э/у, вкл. Норильский эн.-район	19,1	20,1	21,3	24,7	28,1	30,4	32,7	
годовой темп прироста, %		5,15	6,15	3,25	2,58	1,57	1,45	2,21
РОССИЯ (всего)	977.1	1020.6	1038.9	1168.5	1288.7	1419.6	1553.9	
годовой темп прироста, %	-4.46	4.45	1.80	2,73	1,98	1,95	1,82	2,12

* с учетом Сургутнефтегаза с 2009 года

** без Норильско-Таймырского энергокомплекса

В базовом варианте прогноза ожидается электропотребление в целом по Российской Федерации в 2015 году в размере 1169 млрд кВт.ч, что на 42 млрд кВт.ч больше, чем оценки по базовому варианту Генеральной схемы. В 2020, 2025 и 2030 годах объем электропотребления в целом по стране практически соответствует уровню, предусмотренному на эти годы базовым вариантом Генеральной схемы. Увеличение на 42 млрд кВт.ч к 2015 году относительно предыдущего варианта Генеральной схемы обусловлен более быстрым, чем ожидалось, посткризисным восстановлением электропотребления в 2010 году, с сохранением среднегодовых темпов прироста на интервале 2011—2015 годов.

Ожидается, что в среднем за период 2011—2015 годы темп прироста потребления электроэнергии составит 2,74 %.

В соответствии с базовым вариантом прогноза темп прироста электропотребления по стране в целом составит 2,35 % в 2011—2020 годы, в 2020—2025 годы – 1,95 % и в 2025—2030 годы – 1,82 %. Максимальное увеличение показателей будет характеризовать ОЭС Юга, ОЭС Центра и ОЭС Востока. Активно будет развиваться потребление электрической энергии в изолированных районах Востока. Наибольший вклад в абсолютный прирост потребления электроэнергии внесут ОЭС Центра (131,4 млрд кВт.ч до 2030 года), ОЭС Урала (110,1 млрд кВт.ч до 2030 года) и ОЭС Сибири (96,5 млрд кВт.ч до 2030 года).

В таблице 1.4.2 представлена территориальная структура электропотребления в централизованной зоне электроснабжения для базового варианта.

Таблица 1.4.2 – Территориальная структура электропотребления (%) на перспективу до 2030 года, базовый вариант

	2010 год	2011 год	2015 год	2020 год	2030 год
ОЭС Северо-Запада	9,27	9,24	8,97	9,27	9,22
ОЭС Центра	22,17	22,23	22,69	22,55	23,22
ОЭС Средней Волги	10,49	10,59	10,35	10,37	10,22
ОЭС Юга	8,24	8,42	8,84	8,65	9,12
ОЭС Урала	24,86	25,08	23,91	24,14	23,59
ОЭС Сибири	20,82	20,28	20,87	20,61	20,04
Энергозона Востока	4,14	4,15	4,36	4,41	4,60

К 2020 году доля энергозоны Востока увеличивается с 4,1 % до 4,4 %, ОЭС Юга – с 8,1 % до 8,4 %, доля ОЭС Урала снижается с 24,5 % до 23,8 %. Доли остальных ОЭС достаточно стабильны.

В базовом варианте прогноза электропотребления в период до 2020 года наиболее интенсивно будет расти спрос на электроэнергию на территории энергозоны Востока в целом (в том числе в ОЭС Востока), ОЭС Юга и ОЭС Центра

(где определяющим является развитие энергосистемы города Москвы и Московской области). Предполагается, что и после 2020 года эти три энергозоны сохранят свои лидирующие позиции в темпах прироста электропотребления, однако первое место по темпам перейдет от энергозоны Востока к ОЭС Юга.

Прирост электропотребления будет обеспечен в основном за счет развития регионов с традиционно высокими объемами спроса на электроэнергию, что соответствует их значимой роли в существующей и перспективной экономике страны. К таким регионам относятся:

- в ОЭС Центра – г. Москва и Московская область, Вологодская область и Белгородская область;
- в ОЭС Северо-Запада – Ленинградская область и г. Санкт-Петербург, Мурманская область;
- в ОЭС Юга – Ростовская область и Волгоградская область, Краснодарский край;
- в ОЭС Средней Волги – Республика Татарстан и Нижегородская область;
- в ОЭС Урала – Тюменская область, Свердловская область и Челябинская область;
- в ОЭС Сибири – Иркутская область, Кемеровская область и Красноярский край;
- в ОЭС Востока – Приморский край.

Высокие темпы и относительно высокие объемы прироста электропотребления будут демонстрировать Калужская область, Костромская область, Липецкая область и Тверская область, Калининградская область, Республика Калмыкия, Республика Ингушетия, Чеченская республика, Республика Тува и Республика Бурятия, Алтайский край и Томская область, Республика Якутия, Магаданская область с Чукотским автономным округом, а также Хабаровский край.

Базовый вариант электропотребления учитывает возможность возникновения новых промышленных зон разработки и первичной переработки ресурсов: добычи углеводородов и ряда рудных полезных ископаемых на Европейском Севере, в Восточной и Севере Западной Сибири, в Якутии и на Сахалине, развитие энергетики и металлургии в Нижнем Приангарье, Южной Якутии, Забайкальском крае, в Амурской области и Еврейской автономной области. Ожидается,

что существенный прирост электропотребления будет наблюдаться и в зоне реализации новых инфраструктурных проектов, в том числе строительства Северо-Сибирской железнодорожной магистрали и расширения восточной части Байкало-Амурской магистрали за счет новых ответвлений к месторождениям и городам.

В целом по стране наиболее активное увеличение спроса на электроэнергию будет наблюдаться в регионах с развитой промышленностью, сочетающей ресурсодобывающие и высокотехнологичные отрасли, а также в местах добычи и переработки полезных ископаемых. Электропотребление будет расти (в большой мере за счет развития непроизводственной сферы) в крупных городах и городских агломерациях, уже ставших устойчивыми точками роста, в том числе в городах Сибири с высоким уровнем и потенциалом развития инновационной экономики, а также в портовых городах Дальнего Востока.

В Приложении А приведен прогноз спроса на электроэнергию по территориальным энергосистемам применительно к базовому варианту электропотребления.

1.5 Прогноз отпуска тепловой энергии ТЭС и котельными энергетических компаний

Суровые климатические условия России определяют большое социально-экономическое значение сектора теплоснабжения. Продолжительность отопительного периода колеблется от 22—25 недель на юге до 40—43 недель на севере страны.

Вместе с тем в настоящее время отрасль теплоснабжения разделена на сферы интересов крупной и коммунальной энергетики, где отсутствует единая организационная, структурная, инвестиционная, техническая политика и статистика, вследствие чего затруднены количественные и качественные оценки как текущего состояния, так и перспективы развития теплоснабжения в стране в целом. Предложенный в настоящих Сценарных условиях прогноз потребности в тепловой энергии, получаемой от ТЭС и котельных, принадлежащих крупным энергокомпаниям, базируется на представлениях, положенных в основу разработки Генеральной схемы и ее мониторинга.

В настоящее время суммарный объем производства тепловой энергии в России составляет около 2,0 млрд Гкал. При этом на централизованные источники теплоснабжения общего пользования – ТЭС, центральные котельные, АЭС и пр. – приходится примерно 70 % производства тепловой энергии. В 2010 году объем производства тепловой энергии централизованными источниками теплоснабжения общего пользования составил 1,35 млрд Гкал, увеличившись по сравнению с 2009 годом на 1,7 %. В 2010 году объем производства тепловой энергии на ТЭС и котельных энергокомпаний составил 638,2 млн Гкал, увеличившись по сравнению с 2009 годом на 3,2 % (19,5 млн Гкал).

При разработке Генеральной схемы прогноз производства тепловой энергии выполнен исходя из следующих предпосылок:

- предпочтительное развитие теплоснабжения России и ее регионов на базе теплофикации с использованием современных экономически и экологически эффективных когенерационных установок широкого диапазона мощности с распространением сферы теплофикации на область средних и малых тепловых нагрузок;
- оптимальное сочетание централизованного и децентрализованного теплоснабжения с выделением соответствующих зон;
- развитие систем распределенной генерации с разными типами источников, расположенными в районах теплоснабжения;
- совершенствование режимов эксплуатации ТЭЦ с целью максимального сокращения выработки электрической энергии по конденсационному циклу по условиям экономичности ТЭС, расположенных в пределах городов.

В соответствии с прогнозом, представленным в Генеральной схеме, ожидается, что спрос на тепловую энергию в сфере централизованного теплоснабжения России в 2030 году составит 1609 млн Гкал, увеличившись по сравнению с 2008 годом на 18,1 %. Среднегодовые темпы прироста потребностей централизованного теплоснабжения составят примерно 0,8 %. По отношению к 2010 году среднегодовой темп прироста потребности в тепловой энергии составит примерно 0,9 %.

Основной прирост потребности в тепловой энергии предполагается в сфере обрабатывающих производств, жилищном строительстве и секторе жилищно-коммунальных услуг.

В соответствии с Генеральной схемой покрытие потребностей экономики в тепловой энергии предусматривается обеспечивать в основном за счет тепловых мощностей существующих ТЭЦ, установок малой и средней распределенной когенерации электрической и тепловой энергии и централизованных котельных.

Объёмы отпуска тепла от существующих ТЭЦ и новых установок распределенной когенерации необходимо определять на основе оптимизации схем централизованного теплоснабжения городов и муниципальных поселений в рамках реализации региональных программ развития электроэнергетики с учетом максимального использования потенциала когенерации электрической и тепловой энергии на всем мощностном ряде этих установок. Программы развития схем теплоснабжения должны учитывать модернизацию, реконструкцию и новое строительство эффективных тепловых сетей и энергосберегающие мероприятия у потребителей тепловой энергии.

На основе прогнозов энергетических компаний, полученных в 2009—2010 годах в рамках работ по разработке Генеральной схемы и мониторингу ее реализации, разработан сводный прогноз потребностей в тепловой энергии, получаемой от централизованных ТЭС и котельных крупных энергетических компаний на период до 2020 года с оценкой перспективы до 2030 года.

Прогноз потребности в тепловой энергии, получаемой от ТЭС и котельных крупных энергетических компаний, в целом в зоне централизованного электроснабжения России и ОЭС представлен в таблице 1.5.1.

Таблица 1.5.1 – Прогноз отпуска тепла от ТЭС и котельных крупных энергетических компаний на период до 2030 года, тыс. Гкал

ОЭС	2010 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год	Прирост 2030 года к 2010 году		
						тыс. Гкал	%	среднегодовой прирост, %
Северо-Запада	74798	77085	80155	83470	84515	9717	11,5	0,61
Центра	138512	138479	140509	143434	146424	7912	5,4	0,28
Средней Волги	94206	97 915	101510	103 845	105325	11119	10,6	0,56
Юга	23963	28641	29576	31973	35336	11373	32,2	1,96
Урала	149506	155810	157800	160 170	163770	14264	8,7	0,46

ОЭС	2010 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год	Прирост 2030 года к 2010 году		
						тыс. Гкал	%	среднегодовой прирост, %
Сибири	127009	133455	138530	140725	143195	16186	11,3	0,60
Востока	22162	24945	27520	28920	30580	8418	27,5	1,62
Изолированные энергорайоны Дальнего Востока *	8088	9180	9050	9055	9755	1667	17,1	0,94
Зона централизованного электроснабжения России – всего	638 244	665 510	684 650	701 592	718 900	80 656	11,2	0,60
Доля ТЭС и котельных энергетических компаний в суммарном производстве тепловой энергии источниками централизованного теплоснабжения, %	47,3	48,6	47,2	45,7	44,7			

* с учетом Николаевского энергоузла

Объем отпуска тепловой энергии от крупных централизованных ТЭС и котельных энергетических компаний на уровне 2030 года оценивается в размере 718,9 млн Гкал. Прирост по сравнению с 2010 годом составит 80,6 млн Гкал, или 11,2 %. Оставшиеся 6,9 процентных пункта общего прироста прогнозируемых суммарных потребностей в тепловой энергии от источников централизованного теплоснабжения предполагается покрыть от установок когенерации малой и средней мощности и котельных с предпочтением в пользу когенерации.

Среднегодовой темп прироста отпуска тепловой энергии от ТЭС и централизованных котельных крупных энергетических компаний в период 2011—2030 годы в целом в зоне централизованного электроснабжения России оценивается в размере примерно 0,6 % при среднегодовом темпе роста в этот период отпуска тепловой энергии в целом централизованными источниками теплоснабжения в размере 0,9 %.

Вместе с тем, обозначенные в прогнозе общие предположения о незначительном росте потребности в тепловой энергии от централизованных источников, в том числе от ТЭС и котельных крупных энергетических компаний, не исключают возможного более существенного изменения этих показателей на некоторых территориях. Разработка и реализация региональных программ

развития энергетики, оптимизация схем теплоснабжения и осуществление программ энергосбережения в рамках соответствующих законов и постановлений Правительства Российской Федерации может существенным образом скорректировать вышеприведенные прогнозы по отдельным регионам.

2 БАЛАНСОВЫЕ УСЛОВИЯ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ ДЛЯ РАЗВИТИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ И ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ И ФОРМИРОВАНИЯ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОГРАММ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ

Важнейшим фактором, оказывающим влияние на формирование энергетическими компаниями долгосрочной стратегии развития и инвестиционных программ на ближайшие годы, является перспективная балансовая ситуация, прогнозируемая в зоне централизованного электроснабжения и ОЭС, и условия ее возникновения.

Прогноз потребности в мощности (спрос на мощность) на период 2011—2020 годы и на перспективу до 2030 года сформирован для базового варианта электропотребления.

2.1 Прогноз потребности в генерирующей мощности

При формировании настоящих Сценарных условий методические подходы к определению потребности в мощности (спросу на мощность) приняты аналогичными использованным при разработке Схемы и программы развития ЭЭС России на 2011—2017 годы:

- Прогноз потребности в мощности по ОЭС Северо-Запада, ОЭС Центра, ОЭС Юга, ОЭС Средней Волги, ОЭС Урала, ОЭС Сибири, входящих в состав ценовых зон оптового рынка электроэнергии (мощности), определен с учетом требований Положения о порядке определения величины спроса на мощность для проведения долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и порядке определения плановых коэффициентов резервирования мощности в зонах (группах зон) свободного перетока электрической энергии (мощности), утвержденного приказом Минэнерго России от 07.09.2010 № 431 (далее – Положение о порядке определения величины спроса на мощность).

- По ОЭС Востока, относящейся к неценовой зоне оптового рынка электроэнергии (мощности), и изолированным энергосистемам Востока – в соответствии с Методическими рекомендациями по проектированию развития

энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281 (далее – Методические рекомендации).

Величина потребности в установленной мощности на перспективу на территории ОЭС определяется суммой максимума нагрузки и расчетного резерва мощности, включающего, в том числе, величину сальдо экспорта (импорта) мощности.

Основным фактором, определяющим величину потребности в установленной мощности, является годовой **максимум нагрузки** (потребляемая мощность).

Годовой максимум нагрузки ЕЭС России в 2010 году был зафиксирован 26 января в 18-00 в размере 149,2 млн кВт. Максимум нагрузки в зоне централизованного электроснабжения России в 2010 году составил 152,4 млн кВт. На перспективный период в качестве даты прохождения абсолютного годового максимума нагрузки ЕЭС, ОЭС Востока и изолированно работающих энергосистем Дальнего Востока условно принят рабочий день последней недели декабря каждого года прогнозируемого периода.

Значения максимальных нагрузок ЕЭС России определены с учетом коэффициентов совмещения максимумов территориальных и объединенных энергосистем при условии среднемноголетних температур наружного воздуха во время прохождения осенне-зимнего максимума. Для ОЭС Востока и изолированных энергосистем Дальнего Востока значения максимумов нагрузки определены их собственными годовыми максимумами нагрузки без учета совмещения с ЕЭС России также для условий среднемноголетних температур наружного воздуха во время прохождения максимума.

Величина максимума нагрузки зависит от режима электропотребления, определяющего конфигурацию графика потребляемой мощности. Одной из важнейших характеристик режима электропотребления является плотность годового графика, выражающаяся в годовом числе часов использования максимума нагрузки. В 2010 году эта величина составила по ЕЭС России 6613 часов. Увеличившаяся по сравнению с 2009 годом годовая плотность потребления мощности в основном связана с продолжительными аномально высокими температурами в летний период практически на всей территории России.

На перспективный период прогноз режимов электропотребления сформирован на основе представлений о профилирующих производствах и прогнозных изменениях в структуре электропотребления, с учетом намечаемых вводов крупных потребителей и возможностей расширения производства на действующих объектах, учитываемых в базовом варианте электропотребления. Значение числа часов использования максимума нагрузки ЕЭС России к 2015 году прогнозируются на уровне 6500 часов. Последующее незначительное уплотнение годового режима электропотребления ЕЭС России до 6550 часов связано с проведением мероприятий по энергосбережению и энергоэффективности в экономике страны.

Величина максимума нагрузки в зоне централизованного электроснабжения России в 2015 году оценивается в размере примерно 176,7 млн кВт, что на 24,2 млн кВт выше отчетного уровня 2010 года, а среднегодовой прирост максимума нагрузки за период 2010—2015 годы составит 3 %. Высокие темпы прироста определились заложенными в спросе на электроэнергию темпами развития экономики и социальной сферы страны.

В последующие три пятилетних периода начиная с 2016 года до 2030 года включительно рост величины максимума нагрузки в каждый из трех периодов будет происходить более низкими темпами в пределах 1,8—1,9 %. Такой прирост максимумов нагрузки будет соответствовать темпам прироста спроса на электроэнергию и внедрения мероприятий по энергосбережению и энергоэффективности в производстве и потреблении электроэнергии. К 2020 году величина максимума нагрузки в зоне централизованного электроснабжения России ожидается на уровне 193,8 млн кВт, к 2025 году – 212,6 млн кВт, к 2030 году – 232,2 млн кВт.

В целом за период 2010—2030 годы среднегодовой прирост максимума нагрузки в зоне централизованного электроснабжения России оценивается в размере порядка 2,1 %, при этом наиболее высокие темпы прироста нагрузки ожидаются в изолированных энергосистемах Дальнего Востока (2,7 %), ОЭС Юга (2,6 %) и ОЭС Востока (2,5 %), наиболее низкие – в ОЭС Урала (1,9 %).

Значения максимумов нагрузки в зоне централизованного электроснабжения России и в объединенных энергосистемах за отчетный 2010 год и на период 2015—

2020—2025—2030 годы для базового варианта электропотребления приведены в таблице 2.1.1.

Таблица 2.1.1 – Максимумы нагрузки в зоне централизованного электроснабжения России и в объединенных энергосистемах за 2010 год и на период 2015—2020—2025—2030 годы, млн кВт

	2010 год отчет	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
ОЭС Северо-Запада	14,7	16,3	18,2	19,8	21,7
ОЭС Центра	36,6	42,6	46,8	51,9	56,9
ОЭС Средней Волги	16,3	19,2	20,7	22,5	24,4
ОЭС Юга	13,6	16,3	17,9	20,1	22,6
ОЭС Урала	34,6	39,8	42,9	46,8	50,5
ОЭС Сибири	29,3	33,7	37,6	40,7	44,0
ОЭС Востока (собственный максимум)	5,2	6,2	6,9	7,7	8,5
Изолированные районы Дальнего Востока (сумма собственных максимумов)	2,1	2,5	2,8	3,1	3,7
Централизованная зона России - всего	152,4	176,7	193,8	212,6	232,2

Долевое участие энергообъединений в суммарном максимуме нагрузки в целом в зоне централизованного электроснабжения России в отчетном 2010 году и на уровне 2030 года приведено на рисунке 2.1.

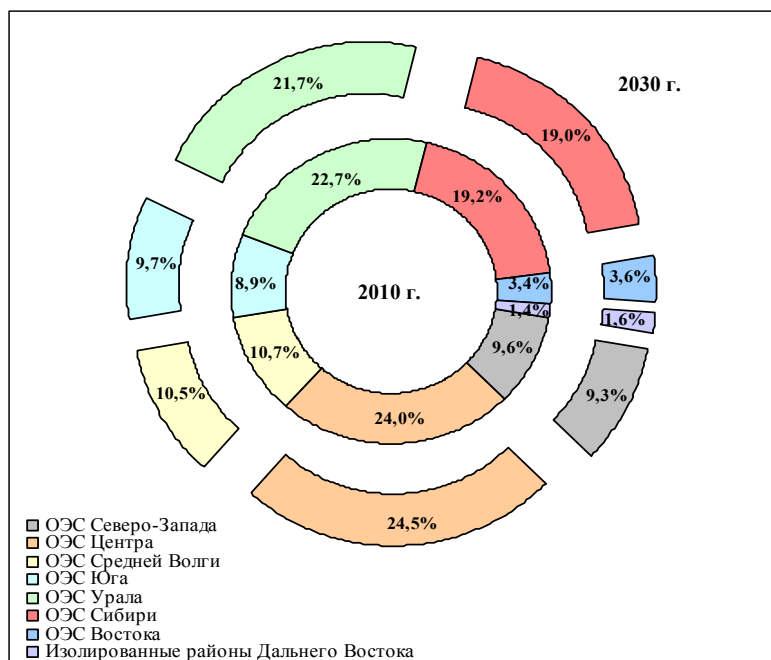


Рисунок 2.1 – Долевое участие ОЭС в максимуме нагрузки в зоне централизованного электроснабжения России

Прогноз **экспорта** электроэнергии и мощности на период до 2030 года сформирован на основе предложений ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» к мониторингу реализации Генеральной схемы.

Прогноз отражает объемы экспортных поставок мощности и электроэнергии, предусмотренные действующими контрактами, а также намерения ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» развивать сотрудничество с зарубежными партнерами по новым направлениям экспорта при условии коммерческой эффективности. Прогноз учитывает существующие пропускные способности межгосударственных электрических связей и намечаемое их развитие в период до 2030 года.

Прогноз экспорта электроэнергии предусматривает годовые объемы передаваемой электроэнергии и потребность в электрической мощности для целей экспорта на час совмещенного годового максимума нагрузки ЕЭС (декабрь каждого прогнозного года), в зоне ОЭС Востока – на час собственного максимума нагрузки.

В прогнозе экспорта электроэнергии и мощности в период до 2030 года предусматривается:

- сохранение существующих направлений экспортных поставок – в Белоруссию, Азербайджан, Грузию, Южную Осетию и Монголию, а также в Финляндию через Выборгскую вставку постоянного тока (ВПТ);
- поставки в страны Балтии при условии дефицита в ОЭС Балтии в период до 2030 года из-за остановки работы Игналинской АЭС и задержки ввода замещающей мощности;
- экспорт электроэнергии и мощности в Польшу из Калининградской энергосистемы начиная с 2019 года после ввода блоков на Балтийской АЭС;
- экспорт электроэнергии и мощности в Норвегию от Кольской АЭС начиная с 2025 года при условии синхронизации энергосистем Мурманской области и северных районов Норвегии;
- возобновление в период до 2015 года экспортных поставок в Турцию из Кубанской энергосистемы транзитом через электрические сети Грузии;
- начало в период до 2015 года экспортных поставок электроэнергии и мощности в Иран из Дагестанской энергосистемы транзитом через энергосистему Азербайджана;

- экспорт электроэнергии и мощности в Украину не предусматривается в связи с благополучной балансовой ситуацией;
- приграничный экспорт электроэнергии и мощности в Китай из ОЭС Востока по внешнеторговому контракту с ГЭК Китая с ежегодным согласованием;
- широкомасштабный экспорт электроэнергии и мощности в Китай из ОЭС Востока: реализация первого этапа предполагает поставки в размере в размере 4,0 млрд кВт.ч/0,67 млн кВт, второго этапа – в размере 15,6 млрд кВт.ч/3,0 млн кВт. Для реализации этого проекта предусматривается целевое сооружение в Амурской энергосистеме экспортно ориентированной Ерковецкой ТЭС мощностью 3600 МВт на бурых углях Ерковецкого месторождения. Третий этап широкомасштабного экспорта, предполагавшийся ранее из ОЭС Сибири, в период до 2030 года не предусматривается;
- приграничная торговля со странами Скандинавии (Финляндией и Норвегией) с территории ОЭС Северо-Запада в период до 2030 года предполагается на существующем уровне и учитывается в собственном электропотреблении Ленинградской и Кольской энергосистем;
- учитываются обменные перетоки по нулевому сальдо экспорта-импорта электроэнергии с энергосистемой Казахстана;
- импорт электроэнергии и мощности в период до 2030 года не предусматривается.

На протяжении всего периода до 2030 года величина сальдо экспорта-импорта электроэнергии и мощности имеет положительную динамику роста и в 2030 году превысит отчетный уровень 2010 года в 3,2 раза по электроэнергии (возрастает с 15,8 млрд кВт.ч до 52,2 млрд кВт.ч) и в 4,2 раза по мощности (возрастает с 2,1 млн кВт до 8,8 млн кВт). Основные составляющие прироста экспорта электроэнергии: проект широкомасштабного экспорта в Китай и поставки в Европу от двух вводимых АЭС – Балтийской АЭС и Кольской АЭС-2. При отказе от реализации этих проектов сальдо экспорта составит в 2030 году 20,5 млрд кВт.ч/3,8 млн кВт.

Прогноз экспорта[+]/импорта[-] электроэнергии и мощности по объединенным энергосистемам за отчетный 2010 год и на перспективу до 2030 года представлен в таблице 2.1.2.

Таблица 2.1.2 – Прогноз экспорта[+]/импорта[-] электроэнергии и мощности по объединенным энергосистемам в период до 2030 года

Наименование	2010 год отчет	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год	2010 год отчет	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
	ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ, млн кВт.ч					МОЩНОСТЬ, тыс. кВт				
Сальдо	15769	24 290	47 402	51 464	52 164	2114	4 488	8 488	8 788	8 788
ЭКСПОРТ [+]										
Зона централизованного электроснабжения - всего, в том числе:	25 833	24 790	47 902	51 964	52 664	4627	4 488	8 488	8 788	8 788
ОЭС Северо-Запада	11 829	14 600	22 100	24 100	24 100	1 602	2 050	3 050	3 350	3 350
Финляндия	10 535	9 600	9 600	9 600	9 600	1 311	1 450	1 450	1 450	1 450
Норвегия				2 000	2 000				300	300
Польша			7 500	7 500	7 500			1 000	1 000	1 000
Балтия	1 294	5 000	5 000	5 000	5 000	291	600	600	600	600
ОЭС Центра	6 743	3 300	3 300	3 300	3 300	1261	500	500	500	500
Беларусь	2 511	3 300	3 300	3 300	3 300	515	500	500	500	500
Украина	4 232					746				
ОЭС Средней Волги	305					91				
Казахстан	305					91				
ОЭС Юга	263	1 180	1 180	1 180	1 180	34	1 035	1 035	1 035	1 035
Азербайджан		50	50	50	50		100	100	100	100
Грузия		300	300	300	300		400	400	400	400
Южная Осетия	118	130	130	130	130	25	35	35	35	35
Абхазия	63									
Казахстан	83					9				
Турция		600	600	600	600		200	200	200	200
Иран		100	100	100	100		300	300	300	300
ОЭС Урала	5 517	500	500	500	500	1481				
Казахстан	5 517	500	500	500	500	1481				
ОЭС Сибири	193	210	210	210	210	18	90	90	90	90
Монголия	193	210	210	210	210	18	90	90	90	90
ОЭС Востока	983	5 000	20 612	22 674	23 374	140	813	3 813	3 813	3 813
- Китай (приграничный экспорт)	983	1 000	1 000	1 000	1 200	140	143	143	143	143
- Китай (1-ый этап широкомасштабного экспорта)		4 000	4 000	4 000	4 500		670	670	670	670
- Китай (2-ой этап широкомасштабного экспорта)			15 612	17 674	17 674			3 000	3 000	3 000
ИМПОРТ [-]										
Российская Федерация – всего, в том числе:	-10 064	-500	-500	-500	-500	-2513				
Казахстан (ОЭС Сибири)	-5 985					-1366				
Казахстан (ОЭС Урала)		-500	-500	-500	-500					
Грузия (ОЭС Юга)	-944									
Украина (ОЭС Юга)	-2 950					-810				
Азербайджан (ОЭС Юга)	-185					-7				

Наименование	2010 год отчет	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год	2010 год отчет	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
Белоруссия (ОЭС Северо-Запада)						-23				
Балтия (ОЭС Северо-Запада)						-307				

Значительное влияние на потребность в мощности оказывает **резерв мощности**, который необходим для обеспечения надежности функционирования ОЭС и ЕЭС России.

При формировании настоящих Сценарных условий подходы к определению требуемого резерва мощности на долгосрочный период приняты аналогично использованным при разработке Схемы и программы развития ЕЭС России на период 2011—2017 годы:

- Нормативный резерв мощности для ОЭС Северо-Запада, Центра, Юга, Средней Волги, Урала, Сибири, входящих в состав ценовых зон оптового рынка электроэнергии (мощности), рассчитан с учетом влияния температурного фактора, обуславливающего увеличение потребления мощности при понижении среднесуточной температуры до уровня температуры наиболее холодной пятидневки, и планового коэффициента резервирования.
- Плановый коэффициент резервирования определен в соответствии с Положением о порядке определения величины спроса на мощность, как сумма значения, равного 1,17, коэффициента прогнозного недоиспользования мощности¹ и коэффициента, учитывающего экспорт электрической энергии;
- В ОЭС Востока нормативный резерв мощности принят в соответствии с Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281, в размере 22 % от максимума нагрузки.

В результате требуемый резерв мощности (с учетом экспорта) в период прохождения годового максимума нагрузки в целом по зоне централизованного электроснабжения России определен в размере 46,9 млн кВт к 2015 году, к 2020 году – 54,7 млн кВт, к 2025 году – 59,0 млн кВт и к 2030 году увеличится до 63,1 млн кВт,

¹ Коэффициент прогнозного недоиспользования мощности учитывает фактическое снижение мощности, обусловленное проведением внеплановых ремонтов генерирующего оборудования. Величина коэффициента определена ОАО «СО ЕЭС» при разработке Схемы и программы ЕЭС России на период 2011—2017 годы и пролонгирована на период до 2030 года

что составляет 26—28 % от максимума нагрузки. Значения требуемого резерва мощности в зоне централизованного электроснабжения и ОЭС (с учетом экспорта) на период 2015—2020—2025—2030 годы представлены в таблице 2.1.3.

Таблица 2.1.3 – Резерв мощности (с учетом экспорта) в зоне централизованного электроснабжения России и в объединенных энергосистемах на период 2015—2020—2025—2030 годы, млн кВт

ОЭС	Ед.изм.	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
ОЭС Северо-Запада	млн кВт	5,9	7,3	8,0	8,4
	%	36	40	40	39
ОЭС Центра	млн кВт	10,8	11,7	12,9	14,0
	%	25	25	25	25
ОЭС Средней Волги	млн кВт	4,2	4,5	4,9	5,3
	%	22	22	22	22
ОЭС Юга	млн кВт	5,1	5,5	6,0	6,6
	%	31	31	30	29
ОЭС Урала	млн кВт	9,1	9,8	10,6	11,3
	%	23	23	23	22
ОЭС Сибири	млн кВт	8,1	8,9	9,6	10,3
	%	24	24	24	23
ОЭС Востока	млн кВт	2,2	5,3	5,5	5,7
	%	22	22	22	22
Изолированные районы Дальнего Востока	млн кВт	1,6	1,7	1,6	1,5
	%	62	60	51	41
Централизованная зона России – всего	млн кВт	46,9	54,7	59,0	63,1
	%	27	28	28	27

Пролонгированное в настоящих Сценарных условиях допущение, принятое в Схеме ЕЭС, что при прохождении годового максимума нагрузки температура на территории всей ЕЭС кроме ОЭС Востока одновременно понизится до уровня температуры наиболее холодной пятидневки, приводит к увеличению резерва мощности в целом в зоне централизованного электроснабжения России на 7,2—10,8 млн кВт в период 2011—2030 годы, что составит примерно 4,6—4,7 % от соответствующего максимума нагрузки.

Таким образом, учитывая перечисленные факторы – максимум нагрузки и резерв мощности, включая экспорт – **потребность в мощности** (спрос на мощность) в зоне централизованного электроснабжения России в 2015 году составит 223,5 млн кВт, увеличившись к 2030 году до 295,3 млн кВт.

Прогноз потребности в мощности в целом в зоне централизованного электроснабжения России и в объединенных энергосистемах на период 2015—2020—2025—2030 годы представлен в таблице 2.1.4 и на рисунке 2.2.

Таблица 2.1.4 – Потребность в мощности в зоне централизованного электроснабжения России и в объединенных энергосистемах на период 2015—2020—2025—2030 годы, млн кВт

	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
ОЭС Северо-Запада				
Максимум нагрузки	16,3	18,2	19,8	21,7
Резерв мощности	5,9	7,3	8,0	8,4
в т.ч. экспорт	2,1	3,1	3,4	3,4
Потребность в мощности	22,2	25,5	27,7	30,0
ОЭС Центра				
Максимум нагрузки	42,6	46,8	51,9	56,9
Резерв мощности	10,8	11,7	12,9	14,0
в т.ч. экспорт	0,5	0,5	0,5	0,5
Потребность в мощности	53,3	58,5	64,8	70,9
ОЭС Средней Волги				
Максимум нагрузки	19,2	20,7	22,5	24,4
Резерв мощности	4,2	4,5	4,9	5,3
в т.ч. экспорт	0,0	0,0	0,0	0,0
Потребность в мощности	23,4	25,3	27,4	29,7
ОЭС Юга				
Максимум нагрузки	16,3	17,9	20,1	22,6
Резерв мощности	5,1	5,5	6,0	6,6
в т.ч. экспорт	1,0	1,0	1,0	1,0
Потребность в мощности	21,4	23,4	26,1	29,2
ОЭС Урала				
Максимум нагрузки	39,8	42,9	46,8	50,5
Резерв мощности	9,1	9,8	10,6	11,3
в т.ч. экспорт	0,0	0,0	0,0	0,0
Потребность в мощности	48,9	52,7	57,3	61,8
ОЭС Сибири				
Максимум нагрузки	33,7	37,6	40,7	44,0
Резерв мощности	8,1	8,9	9,6	10,3
в т.ч. экспорт	0,1	0,1	0,1	0,1
Потребность в мощности	41,8	46,5	50,3	54,4
ОЭС Востока				
Максимум нагрузки	6,2	6,9	7,7	8,5
Резерв мощности	2,2	5,3	5,5	5,7
в т.ч. экспорт	0,8	3,8	3,8	3,8
Потребность в мощности	8,4	12,2	13,2	14,1
Изолированные районы Дальнего Востока				
Максимум нагрузки	2,5	2,8	3,1	3,7
Резерв мощности	1,6	1,7	1,6	1,5
в т.ч. экспорт	0,0	0,0	0,0	0,0
Потребность в мощности	4,1	4,4	4,7	5,2
Централизованная зона России				
Максимум нагрузки	176,7	193,8	212,6	232,2
Резерв мощности	46,9	54,7	59,0	63,1
в т.ч. экспорт	4,5	8,5	8,8	8,8
Потребность в мощности	223,5	248,5	271,6	295,3

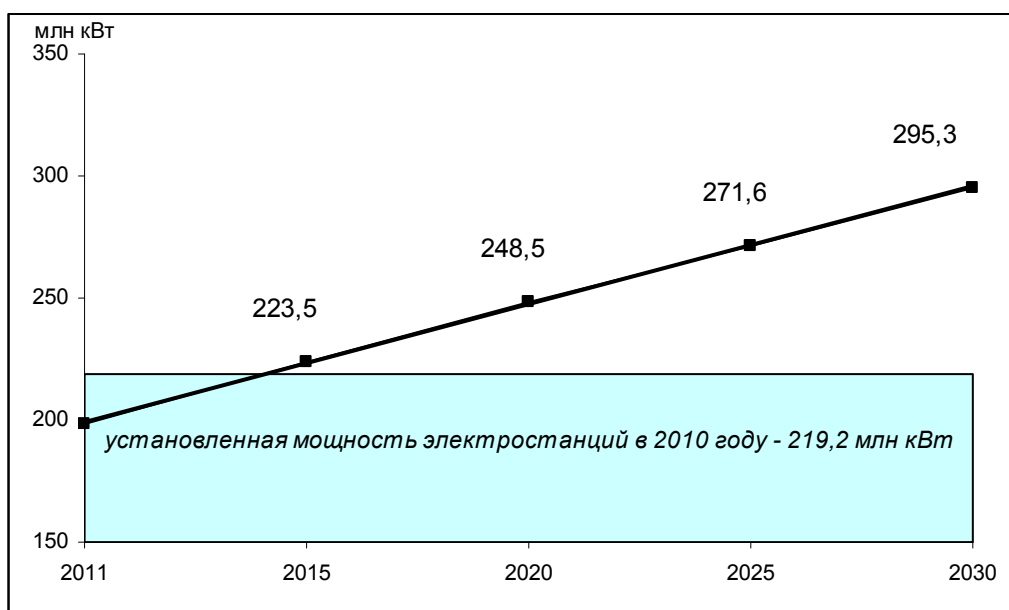


Рисунок 2.2 – Спрос на мощность в зоне централизованного электроснабжения России

2.2 Рекомендации по развитию генерирующих мощностей

Предлагаемые в настоящих Сценарных условиях мероприятия по развитию генерирующих мощностей базируются на предложениях энергетических компаний, представленных в 2010 году в рамках работ по мониторингу Генеральной схемы, с учетом структуры генерирующих мощностей, целевых технологических и топливных ориентиров, рекомендованных базовым вариантом Генеральной схемы, а также с учетом складывающейся балансовой ситуации в объединенных энергосистемах и отдельных регионах и энергоузлах и ожидаемых итогов по вводу мощностей в 2011 году.

2.2.1 Рекомендации по выводу из эксплуатации (демонтажу) действующего генерирующего оборудования

При формировании прогноза изменения установленной мощности действующих электростанций в зоне централизованного электроснабжения России в период до 2030 года за счет вывода из эксплуатации (демонтажа) действующего генерирующего оборудования использованы следующие подходы и принципы:

- **Атомные электростанции.** Исходя из технической возможности, обусловленной непрерывным усовершенствованием ядерных топливных циклов, и экономической эффективности, при которой продление ресурса требует более

низких капиталовложений по сравнению с сооружением новых электростанций, Генеральной схемой предусматривается продление сроков эксплуатации действующих блоков первого и второго поколения на 15 лет сверх первоначально назначенного ресурса (30 лет), с последующим выводом их из эксплуатации по мере отработки продленного ресурса. Суммарный объем вывода из эксплуатации блоков на АЭС в период 2011—2030 годы, предусмотренный Генеральной схемой, составляет 24 блока суммарной установленной мощностью 16,2 млн кВт.

В ходе мониторинга Генеральной схемы, проводимого в 2010—2011 годах, ОАО «Концерн Росэнергоатом» представил уточненные предложения, сократив объем вывода блоков на АЭС из эксплуатации до 19 блоков суммарной мощностью 12,4 млн кВт. Основанием для сокращения объема вывода из эксплуатации явились материалы Предварительной программы работ по подготовке к продлению срока эксплуатации энергоблоков АЭС второго поколения, в соответствии с которыми продолжительность дополнительного срока эксплуатации энергоблоков АЭС второго поколения с реакторами ВВЭР увеличивалась до 25—30 лет и с реакторами РБМК – до 15—20 лет.

Однако после аварии на японской АЭС Фукусима-1 (март 2011 года) в мире наметилась тенденция к ужесточению требований по оценке безопасности АЭС и продлению ресурса блоков. Проведенные Ростехнадзором после аварии на АЭС Фукусима-1 проверки российских АЭС не выявили серьезных нарушений безопасности электростанций. Вместе с тем, в проводимых обсуждениях и выступлениях руководства Ростехнадзора не исключается, что решения о продлении ресурса некоторых блоков могут быть пересмотрены.

В рамках настоящих Сценарных условий предполагается, что выданные лицензии на эксплуатацию блоков в условиях продленного ресурса будут сохранены в силе, однако получение новых лицензий Ростехнадзора может быть сопряжено с более значительными трудностями, чем прежде. В связи с этим в настоящих Сценарных условиях объем вывода из эксплуатации принят в соответствии с уточненными предложениями ОАО «Концерн Росэнергоатом» за исключением блоков № 3—4 на Кольской АЭС. По этим блокам предполагается, что они получат итоговое разрешение Ростехнадзора на 15-летнее продление ресурса и будут

эксплуатироваться до 2026—2029 года соответственно, но в дальнейшем будут выведены из эксплуатации в связи с вводом блоков на Кольской АЭС-2.

Таким образом, в период до 2030 года предполагается вывод из эксплуатации 21 блока суммарной мощностью 13,2 млн кВт на 7 АЭС.

В таблице 2.2.1.1 представлен перечень действующих блоков АЭС, предполагаемых к выводу из эксплуатации в период до 2030 года.

Таблица 2.2.1.1 – Перечень действующих блоков АЭС, предполагаемых к выводу из эксплуатации в период до 2030 года

Наименование АЭС, место расположения	Номер блока	Тип агрегата	Установленная мощность, МВт	Год ввода	Год отработки назначенного ресурса (30 лет)	Год вывода из эксплуатации
Ленинградская АЭС г.Сосновый Бор	1	РБМК-1000	1000,0	1973	2003	2018
	2	РБМК-1000	1000,0	1975	2005	2020
	3	РБМК-1000	1000,0	1979	2009	2024
	4	РБМК-1000	1000,0	1981	2011	2026
Кольская АЭС г.Полярные Зори	1	ВВЭР-440	440,0	1972	2002	2018
	2	ВВЭР-440	440,0	1974	2004	2019
	3	ВВЭР-440	440,0	1981	2011	2026
	4	ВВЭР-440	440,0	1984	2014	2029
Курская АЭС г.Курчатов	1	РБМК-1000	1000,0	1976	2006	2021
	2	РБМК-1000	1000,0	1979	2009	2024
	3	РБМК-1000	1000,0	1983	2013	2028
	4	РБМК-1000	1000,0	1985	2015	2030
Нововоронежская АЭС г.Нововоронеж	3	ВВЭР-417	417,0	1971	2001	2016
	4	ВВЭР-417	417,0	1972	2002	2017
Смоленская АЭС г.Десногорск	1	РБМК-1000	1000,0	1982	2012	2027
	2	РБМК-1000	1000,0	1985	2015	2030
Белоярская АЭС пос. Заречный	3	БН-600	600,0	1980	2010	2025
Билибинская АЭС г.Билибино	1	ЭГП-12	12,0	1975	2005	2019
	2	ЭГП-12	12,0	1975	2005	2019
	3	ЭГП-12	12,0	1975	2005	2020
	4	ЭГП-12	12,0	1976	2006	2021

▪ **Гидроэлектростанции.** Стоимость гидротехнических сооружений составляет практически 80 % стоимости ГЭС, при этом затраты на восстановление и замену устаревшего электротехнического и турбинного оборудования ГЭС сравнительно невелики. Настоящими Сценарными условиями предусматривается сохранение в эксплуатации действующих ГЭС в период до 2030 года с учетом

выполнения на них своевременных работ по обследованию, восстановлению и замене оборудования. В ходе работ по замене оборудования на ГЭС предусматривается незначительное увеличение единичной установленной мощности отдельных гидроагрегатов; суммарный прирост установленной мощности действующих ГЭС в период до 2030 года оценивается в размере около 0,8 млн кВт.

- **Тепловые электростанции.** С технической стороны для тепловых электростанций сроки эксплуатации могут быть продлены многократно за счет замены отдельных узлов и элементов оборудования. Однако экономически это мероприятие для ТЭС на угле и газе с разными начальными параметрами пара и типами оборудования далеко не всегда эффективно. Экономическая эффективность вывода из эксплуатации или продления различных типов оборудования, работающих на газе или на твердом топливе, определяется, главным образом, соотношением цен на различные виды топлива и стоимостью вводимого замещающего оборудования.

В Генеральной схеме структура подлежащего в период до 2030 года выводу из эксплуатации оборудования на ТЭС определена по результатам оптимизации структуры генерирующих мощностей. При этом в период до 2020 года рекомендуемый объем демонтажа в значительной степени ориентирован на предложения энергокомпаний, выполнивших оценку эффективности дальнейшей эксплуатации собственного генерирующего оборудования и проработавших вопросы замещения покрытия электрических и тепловых нагрузок после демонтажа.

В период 2021—2030 годы Генеральной схемой рекомендовано:

- демонтаж конденсационных агрегатов с начальными параметрами пара 9 МПа и ниже, работающих на газе, в размере 0,5 млн кВт;
- демонтаж теплофикационных агрегатов с начальными параметрами пара 9 МПа и ниже, работающих на газе, в размере 0,9 млн кВт;
- демонтаж 6,6 млн кВт конденсационного и 9,9 млн кВт теплофикационного оборудования, работающего на газе, с начальными параметрами пара 13 МПа;
- демонтаж газовых конденсационных и теплофикационных энергоблоков с начальными параметрами пара 240 МПа единичной мощностью 250 МВт и выше в суммарном объеме 17,8 млн кВт;

- продление сроков эксплуатации действующего оборудования на угле во всех районах.

Суммарный объем демонтажа на ТЭС, определенный базовым вариантом Генеральной схемы, составляет 51,2 млн кВт в период 2010—2030 годы.

В рамках настоящих Сценарных условий сформированные Генеральной схемой подходы к демонтажу генерирующего оборудования на ТЭС сохранены. Вместе с тем с учетом актуализированных предложений энергокомпаний, представленных в рамках проведенного в 2010—2011 годах мониторинга Генеральной схемы, уточнены физические объемы рекомендуемого к демонтажу оборудования. В таблице 2.2.1.2 представлены рекомендации Генеральной схемы и настоящих Сценарных условий по объемам демонтажа на ТЭС в период 2010—2030 годы.

Таблица 2.2.1.2 – Объем демонтажа на ТЭС в период 2010—2030 годы, рекомендуемый Генеральной схемой и Сценарными условиями, млн кВт

	2010— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы	2010— 2030 годы
Генеральная схема – базовый вариант	7,5	5,8	18,7	19,2	51,2
Сценарные условия	6,1 *)	5,7	21,6	18,4	51,8

* С учетом фактического демонтажа на ТЭС в 2010 году в размере 0,9 млн кВт

Настоящими Сценарными условиями объем демонтажа генерирующего оборудования на ТЭС в период 2011—2020 годы определен в размере 10,9 млн кВт.

В период 2021—2030 годы Сценарными условиями рекомендуется:

- демонтаж и замена на парогазовые и газотурбинные установки конденсационных и теплофикационных агрегатов с начальными параметрами пара 90 ата и ниже. Замена генерирующей мощности демонтируемого оборудования осуществляется как на действующих площадках, так и за счет установки оборудования на новых площадках. Всего в период 2021—2030 годы рекомендуется к демонтажу 2,2 млн кВт теплофикационного оборудования и 0,9 млн кВт конденсационного оборудования с давлением 90 ата и ниже;

- демонтаж и замена около 45 % оставшегося в эксплуатации конденсационного (8,6 млн кВт), а также около 20 % теплофикационного оборудования (10,3 млн кВт) с начальными параметрами пара 130 ата;

▪ замена около 40 % конденсационных и теплофикационных энергоблоков с начальными параметрами пара 240 ата единичной мощностью 250 МВт и выше в суммарном объеме 17,8 млн кВт. За исключением угольного блока № 8 типа К-264-240 на Новочеркасской ГРЭС, демонтируемого в текущем 2011 году. Остальное оборудование работает на газе, в том числе теплофикационные агрегаты суммарной мощностью 2,5 млн кВт и конденсационные агрегаты суммарной мощностью 15,0 млн кВт.

Для остального действующего оборудования на угле во всех районах в рассматриваемый период рекомендовано продление сроков эксплуатации как более эффективное по сравнению с заменой на новые блоки всех типов оборудования на угле. Эффективность продления определяется, с одной стороны, большой капиталоемкостью оборудования на угле, с другой стороны, меньшей разницей в КПД между новыми и действующими энергоблоками.

В таблице 2.2.1.3 представлены рекомендации по демонтажу генерирующего оборудования на ТЭС в период 2011—2030 годы с разбивкой по энергообъединениям и видам топлива, в таблице 2.2.1.4 – по типам оборудования и параметрам острого пара.

Таблица 2.2.1.3 – Рекомендации по демонтажу генерирующего оборудования на ТЭС в период 2011—2030 годы с разбивкой по объединенным энергосистемам и видам топлива, млн кВт

Наименование ОЭС	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы	2011— 2030 годы
Зона централизованного электроснабжения – всего, в т. ч.:	5,15	5,69	21,59	18,44	50,88
<i>газотопные</i>	<i>3,42</i>	<i>3,99</i>	<i>20,64</i>	<i>17,98</i>	<i>46,03</i>
<i>угольные</i>	<i>1,74</i>	<i>1,70</i>	<i>0,95</i>	<i>0,47</i>	<i>4,85</i>
КЭС	1,32	2,46	13,18	11,80	28,75
<i>газотопные</i>	<i>0,24</i>	<i>1,55</i>	<i>12,90</i>	<i>11,70</i>	<i>26,39</i>
<i>угольные</i>	<i>1,08</i>	<i>0,90</i>	<i>0,28</i>	<i>0,10</i>	<i>2,36</i>
ТЭЦ	3,83	3,24	8,41	6,65	22,13
<i>газотопные</i>	<i>3,17</i>	<i>2,44</i>	<i>7,74</i>	<i>6,28</i>	<i>19,63</i>
<i>угольные</i>	<i>0,66</i>	<i>0,80</i>	<i>0,67</i>	<i>0,37</i>	<i>2,49</i>
ОЭС Северо-Запада – всего, в т.ч.:	0,53	0,48	1,38	1,78	4,18
<i>газотопные</i>	<i>0,45</i>	<i>0,40</i>	<i>1,34</i>	<i>1,78</i>	<i>3,97</i>
<i>угольные</i>	<i>0,08</i>	<i>0,09</i>	<i>0,04</i>	<i>0,00</i>	<i>0,21</i>
КЭС	0,09	0,06	0,98	0,81	1,93
<i>газотопные</i>	<i>0,01</i>	<i>0,06</i>	<i>0,98</i>	<i>0,81</i>	<i>1,85</i>
<i>угольные</i>	<i>0,08</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,08</i>
ТЭЦ	0,44	0,43	0,40	0,97	2,25

Наименование ОЭС	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы	2011— 2030 годы
<i>газотепловые</i>	0,44	0,34	0,36	0,97	2,12
<i>угольные</i>	0,00	0,09	0,04	0,00	0,13
ОЭС Центра – всего, в т.ч.:	0,51	0,72	6,33	3,92	11,47
<i>газотепловые</i>	0,51	0,28	6,33	3,86	10,97
<i>угольные</i>	0,00	0,44	0,00	0,06	0,50
КЭС	0,03	0,42	3,81	1,65	5,90
<i>газотепловые</i>	0,03	0,00	3,81	1,65	5,48
<i>угольные</i>	0,00	0,42	0,00	0,00	0,42
ТЭЦ	0,48	0,30	2,52	2,27	5,57
<i>газотепловые</i>	0,48	0,28	2,52	2,21	5,49
<i>угольные</i>	0,00	0,02	0,00	0,06	0,08
ОЭС Средней Волги – всего, в т.ч.:	1,04	1,42	2,58	2,70	7,74
<i>газотепловые</i>	1,02	1,42	2,58	2,70	7,72
<i>угольные</i>	0,03	0,00	0,00	0,00	0,03
КЭС	0,00	0,80	0,31	1,20	2,31
<i>газотепловые</i>	0,00	0,80	0,31	1,20	2,31
<i>угольные</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ТЭЦ	1,04	0,62	2,27	1,50	5,43
<i>газотепловые</i>	1,02	0,62	2,27	1,50	5,41
<i>угольные</i>	0,03	0,00	0,00	0,00	0,03
ОЭС Юга – всего, в т.ч.:	0,49	0,35	2,06	1,68	4,57
<i>газотепловые</i>	0,23	0,27	2,06	1,68	4,23
<i>угольные</i>	0,26	0,08	0,00	0,00	0,34
КЭС	0,26	0,08	1,81	1,22	3,37
<i>газотепловые</i>	0,00	0,00	1,81	1,22	3,03
<i>угольные</i>	0,26	0,08	0,00	0,00	0,34
ТЭЦ	0,23	0,27	0,25	0,46	1,20
<i>газотепловые</i>	0,23	0,27	0,25	0,46	1,20
<i>угольные</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ОЭС Урала – всего, в т.ч.:	1,38	1,76	8,27	7,95	19,36
<i>газотепловые</i>	0,90	1,24	8,18	7,95	18,26
<i>угольные</i>	0,48	0,52	0,10	0,00	1,10
КЭС	0,25	0,75	5,98	6,82	13,80
<i>газотепловые</i>	0,00	0,65	5,98	6,82	13,45
<i>угольные</i>	0,25	0,10	0,00	0,00	0,35
ТЭЦ	1,13	1,01	2,29	1,14	5,56
<i>газотепловые</i>	0,90	0,59	2,20	1,14	4,81
<i>угольные</i>	0,23	0,42	0,10	0,00	0,75
ОЭС Сибири – всего, в т.ч.:	0,76	0,08	0,74	0,41	1,99
<i>газотепловые</i>	0,06	0,00	0,06	0,00	0,12
<i>угольные</i>	0,70	0,08	0,68	0,41	1,88
КЭС	0,40	0,00	0,15	0,10	0,66
<i>газотепловые</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>угольные</i>	0,40	0,00	0,15	0,10	0,66
ТЭЦ	0,36	0,08	0,59	0,31	1,34
<i>газотепловые</i>	0,06	0,00	0,06	0,00	0,12
<i>угольные</i>	0,30	0,08	0,53	0,31	1,22

Наименование ОЭС	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы	2011— 2030 годы
ОЭС Востока – всего, в т.ч.:	0,23	0,52	0,20	0,00	0,94
газوماзутные	0,09	0,32	0,08	0,00	0,49
угольные	0,14	0,19	0,12	0,00	0,46
КЭС	0,11	0,00	0,12	0,00	0,24
газوماзутные	0,06	0,00	0,00	0,00	0,06
угольные	0,05	0,00	0,12	0,00	0,18
ТЭЦ	0,11	0,52	0,08	0,00	0,71
газوماзутные	0,03	0,32	0,08	0,00	0,43
угольные	0,09	0,19	0,00	0,00	0,28
Изолированные энергосистемы Дальнего Востока – всего, в т.ч.:	0,23	0,37	0,02	0,01	0,62
газوماзутные	0,18	0,07	0,02	0,01	0,28
угольные	0,05	0,30	0,00	0,00	0,35
КЭС	0,18	0,35	0,02	0,00	0,55
газوماзутные	0,15	0,05	0,02	0,00	0,22
угольные	0,04	0,30	0,00	0,00	0,34
ТЭЦ	0,04	0,02	0,00	0,01	0,07
газوماзутные	0,03	0,02	0,00	0,01	0,06
угольные	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01

Таблица 2.2.1.4 – Рекомендации по демонтажу генерирующего оборудования на ТЭС в период 2011—2030 годы с разбивкой по объединенным энергосистемам и параметрам острого пара, млн кВт

Наименование ОЭС	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы	2011— 2030 годы
Централизованная зона России – всего, в т.ч.:	5,15	5,69	21,59	18,44	50,88
теплофикационные	3,83	3,24	8,41	6,65	22,13
паросиловые	3,82	3,24	8,41	6,64	22,11
240 ата	0	0	1,00	1,50	2,50
130 ата	1,48	1,47	5,67	4,65	13,28
90 ата	1,74	1,45	1,22	0,44	4,85
45 ата и ниже	0,60	0,32	0,52	0,05	1,48
ГТУ	0,01	0	0	0,01	0,02
конденсационные	1,32	2,46	13,18	11,80	28,75
паросиловые	1,12	2,41	13,15	11,63	28,30
240 ата и выше	0,26	0	7,00	8,30	15,56
130 ата	0,40	1,67	5,39	3,23	10,69
90 ата	0,33	0,73	0,75	0,10	1,91
45 ата и ниже	0,12	0	0,01	0	0,13
ПГУ	0	0	0	0,17	0,17
ГТУ	0,06	0,05	0	0	0,11
дизельные	0,15	0	0,03	0	0,18
ОЭС Северо-Запада	0,53	0,48	1,38	1,78	4,18
теплофикационные	0,44	0,43	0,40	0,97	2,25
паросиловые	0,44	0,43	0,40	0,97	2,25

Наименование ОЭС	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы	2011— 2030 годы
240 ата	0	0	0	0,50	0,50
130 ата	0,30	0,21	0,23	0,47	1,21
90 ата	0,14	0,16	0,15	0	0,45
45 ата и ниже	0	0,06	0,03	0	0,08
конденсационные	0,09	0,06	0,98	0,81	1,93
паросиловые	0,09	0,06	0,97	0,81	1,92
240 ата и выше	0	0	0,60	0,60	1,20
130 ата	0	0	0	0,21	0,21
90 ата	0,08	0,06	0,37	0	0,50
45 ата и ниже	0,01	0	0	0	0,01
ОЭС Центра	0,51	0,72	6,33	3,92	11,47
теплофикационные	0,48	0,30	2,52	2,27	5,57
паросиловые	0,47	0,30	2,52	2,27	5,55
240 ата	0	0	1,00	1,00	2,00
130 ата	0,10	0	1,20	1,22	2,52
90 ата	0,21	0,26	0,30	0,05	0,82
45 ата и ниже	0,15	0,04	0,03	0	0,22
ГТУ	0,01	0	0	0	0,01
конденсационные	0,03	0,42	3,81	1,65	5,90
паросиловые	0,03	0,42	3,81	1,65	5,90
240 ата и выше	0	0	2,80	0,60	3,40
130 ата	0	0,42	1,00	1,05	2,47
45 ата и ниже	0,03	0	0,01	0	0,03
ОЭС Средней Волги	1,04	1,42	2,58	2,70	7,74
теплофикационные	1,04	0,62	2,27	1,50	5,43
паросиловые	1,04	0,62	2,27	1,50	5,43
130 ата	0,55	0,48	1,96	1,50	4,48
90 ата	0,43	0,10	0,22	0	0,75
45 ата и ниже	0,07	0,04	0,10	0	0,21
конденсационные	0	0,80	0,31	1,20	2,31
паросиловые	0	0,80	0,31	1,20	2,31
130 ата	0	0,80	0,20	1,20	2,20
90 ата	0	0	0,11	0	0,11
ОЭС Юга	0,49	0,35	2,06	1,68	4,57
теплофикационные	0,23	0,27	0,25	0,46	1,20
паросиловые	0,23	0,27	0,25	0,46	1,20
130 ата	0	0,12	0,25	0,46	0,83
90 ата	0,21	0,08	0	0	0,29
45 ата и ниже	0,02	0,06	0	0	0,08
конденсационные	0,26	0,08	1,81	1,22	3,37
паросиловые	0,26	0,08	1,81	1,05	3,20
240 ата и выше	0,26	0	0,90	0,90	2,06
130 ата	0	0	0,91	0,15	1,06
90 ата	0	0,08	0	0	0,08
ПГУ	0	0	0	0,17	0,17
ОЭС Урала	1,38	1,76	8,27	7,95	19,36
теплофикационные	1,13	1,01	2,29	1,14	5,56
паросиловые	1,13	1,01	2,29	1,14	5,56

Наименование ОЭС	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы	2011— 2030 годы
130 ата	0,37	0,44	1,76	0,98	3,55
90 ата	0,53	0,47	0,20	0,11	1,32
45 ата и ниже	0,23	0,09	0,33	0,05	0,70
конденсационные	0,25	0,75	5,98	6,82	13,80
паросиловые	0,25	0,75	5,98	6,82	13,80
240 ата и выше	0	0	2,70	6,20	8,90
130 ата	0	0,45	3,28	0,62	4,35
90 ата	0,25	0,30	0	0	0,55
ОЭС Сибири	0,76	0,08	0,74	0,41	1,99
теплофикационные	0,36	0,08	0,59	0,31	1,34
паросиловые	0,36	0,08	0,59	0,31	1,34
130 ата	0,16	0,01	0,21	0,03	0,41
90 ата	0,19	0,07	0,35	0,28	0,89
45 ата и ниже	0,01	0	0,03	0	0,04
конденсационные	0,40	0	0,15	0,10	0,66
паросиловые	0,40	0	0,15	0,10	0,66
130 ата	0,40	0	0	0	0,40
90 ата	0	0	0,15	0,10	0,25
ОЭС Востока	0,23	0,52	0,20	0	0,94
теплофикационные	0,11	0,52	0,08	0	0,71
паросиловые	0,11	0,52	0,08	0	0,71
130 ата	0	0,21	0,08	0	0,29
90 ата	0	0,30	0	0	0,30
45 ата и ниже	0,11	0	0	0	0,11
конденсационные	0,11	0	0,12	0	0,24
паросиловые	0,05	0	0,12	0	0,18
90 ата	0	0	0,12	0	0,12
45 ата и ниже	0,05	0	0	0	0,05
ГТУ	0,06	0	0	0	0,06
Изолированные энергосистемы Востока	0,23	0,37	0,02	0,01	0,62
теплофикационные	0,04	0,02	0	0,01	0,07
паросиловые	0,04	0,02	0	0	0,07
90 ата	0,03	0	0	0	0,03
45 ата и ниже	0,02	0,02	0	0	0,04
ГТУ	0	0	0	0,01	0,01
конденсационные	0,18	0,35	0,02	0	0,55
паросиловые	0,04	0,30	0	0	0,34
90 ата	0	0,30	0	0	0,30
45 ата и ниже	0,04	0	0	0	0,04
ГТУ	0	0,05	0	0	0,05
дизельные	0,15	0	0,02	0	0,17

Вместе с тем предполагается, что по мере развития рынка мощности критерии отбора мощности могут ужесточаться с целью обеспечения масштабного обновления тепловой энергетики и повышения эффективности ее функционирования.

Таким образом, суммарный объем, рекомендуемый к выводу из эксплуатации в период 2011—2030 годы на АЭС и ТЭС, составляет 64,1 млн кВт, в том числе на АЭС – 13,2 млн кВт и на ТЭС – 50,9 млн кВт (таблица 2.2.1.5).

Таблица 2.2.1.5 – Рекомендации по демонтажу оборудования в период 2011—2030 годы, млн кВт

	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы	2011— 2030 годы
Зоне централизованного электроснабжения России - всего, в том числе:	5,2	9,4	25,2	24,3	64,1
АЭС	0,0	3,7	3,6	5,9	13,2
ТЭС	5,2	5,7	21,6	18,4	50,9

Перечень турбинного оборудования, рекомендуемого к демонтажу в период 2011—2030 годы, представлен в приложении Б.

2.2.2 Рекомендации по вводу генерирующих мощностей на электростанциях различных типов

В рамках настоящих Сценарных условий рекомендации по вводу новых генерирующих мощностей на электростанциях различных типов в период до 2030 года сформированы исходя из целевых приоритетов, сформированных в ходе разработки Генеральной схемы, с учетом следующих документов:

- материалов Генеральной схемы,
- проекта Схемы и программы развития ЕЭС России на период 2011—2017 годы (Схема ЕЭС),
- предложений энергетических компаний к мониторингу реализации Генеральной схемы, проводимому в 2010—2011 годах.

Приоритетность ввода генерирующих мощностей отдавалась вводам, предусмотренным договорами на предоставление мощности (ДПМ).

По итогам работы по формированию прогноза развития объектов генерации в период до 2030 года уточнены состав, сроки и этапы вводов, единичная мощность, вид топлива и площадки размещения генерирующих объектов, рекомендованных базовым вариантом Генеральной схемы, при сохранении предусмотренной ею рациональной структуры генерирующих мощностей.

Суммарный объем вводов генерирующих мощностей в период 2011—2030 годы, рекомендуемый настоящими Сценарными условиями, составляет 158,4 млн кВт, в том числе на АЭС – 40,3 млн кВт, ГЭС-ГАЭС – 12,1 млн кВт, ТЭС – 100,8 млн кВт и ВИЭ – 5,1 млн кВт.

Среднегодовой объем вводов генерирующих мощностей в период 2011—2030 годы должен составлять около 8 млн кВт¹.

Для обеспечения прогнозируемых масштабов развития генерации необходима концентрация усилий и средств энергокомпаний, формирование жестких графиков проектных и строительно-монтажных работ и четкость их выполнения. В противном случае не представляется возможным реализовать ввод генерирующих мощностей в указанных объемах и, соответственно, обеспечить спрос экономики страны и жилищно-коммунальной сферы в электроэнергии по сформированному варианту электропотребления.

В таблице 2.2.2.1 представлены сводные данные о рекомендуемых объемах вводов генерирующих мощностей в период 2011—2030 годы по типам электростанций и объединенным энергосистемам.

Таблица 2.2.2.1 – Рекомендации по вводу генерирующих мощностей в период 2011—2030 годы, млн кВт *

Тип электростанций	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы	2011— 2030 годы
Зона централизованного электроснабжения России – всего, в т.ч.:	38,47	27,46	44,69	47,81	158,42
АЭС	6,52	8,10	12,96	12,75	40,33
ГЭС и ГАЭС, из них:	5,25	1,99	3,17	1,72	12,13
ГЭС	4,27	0,35	2,78	1,20	8,61
ГАЭС	0,98	1,64	0,39	0,52	3,53
ТЭС, из них:	26,53	16,74	27,87	29,68	100,83
ТЭС	26,37	16,70	26,76	27,66	97,49
распределенная когенерация	0,16	0,04	1,12	2,02	3,34
ВИЭ, из них:	0,16	0,63	0,68	3,65	5,12
ветровые	0,02	0,25	0,05	0,45	0,77
геотермальные	0,02	0,05	0	0	0,07
приливные	0,01	0	0	0	0,01
био-ТЭС	0	0	0,16	2,36	2,52
малые ГЭС	0,11	0,33	0,47	0,85	1,75
ОЭС Северо-Запада, в т.ч.:	3,76	6,62	4,70	4,77	19,84
АЭС	1,18	4,63	2,40	1,15	9,35
ГЭС и ГАЭС, из них:	0	1,34	0,39	0	1,73
ГЭС	0	0,17	0	0	0,17

¹ Среднегодовой объем вводов в период с 2000 по 2010 годы составил всего 1,7 млн кВт при максимальном годовом объеме вводов, достигнутом в этот период, в размере 2,7 млн кВт (2001 год) и 2,9 млн кВт (2010 год). Базовым вариантом Генеральной схемы объем вводов мощностей в 2010 году предусматривался в размере 8,6 млн кВт

Тип электростанций	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы	2011— 2030 годы
ГАЭС	0	1,17	0,39	0	1,56
ТЭС, из них:	2,57	0,64	1,83	2,84	7,88
ТЭС	2,57	0,64	1,71	2,63	7,54
распределенная когенерация	0	0	0,13	0,21	0,34
ВИЭ, из них:	0,01	0,02	0,08	0,78	0,88
ветровые	0	0	0,05	0	0,05
приливные	0,01	0	0	0	0,01
био-ТЭЦ	0	0	0	0,73	0,73
малые ГЭС	0	0,02	0,03	0,05	0,10
ОЭС Центра, в т.ч.:	9,46	2,41	14,07	14,27	40,21
АЭС	3,36	0	5,85	6,90	16,11
ГАЭС	0,84	0,47	0	0,52	1,83
ТЭС, из них:	5,26	1,94	8,21	6,27	21,69
ТЭС	5,19	1,94	7,86	5,57	20,55
распределенная когенерация	0,07	0	0,35	0,71	1,13
ВИЭ, из них:	0	0	0,02	0,58	0,60
био-ТЭЦ	0	0	0	0,55	0,55
малые ГЭС	0	0	0,02	0,03	0,05
ОЭС Средней Волги, в т.ч.:	0,93	4,01	3,43	5,02	13,38
АЭС	0	1,17	1,17	1,15	3,49
ТЭС, из них:	0,93	2,84	2,26	3,66	9,68
ТЭС	0,89	2,84	2,13	3,43	9,28
распределенная когенерация	0,04	0	0,13	0,23	0,40
ВИЭ, из них:	0	0	0	0,21	0,21
био-ТЭЦ	0	0	0	0,21	0,21
ОЭС Юга, в т.ч.:	4,44	3,91	4,47	5,09	17,90
АЭС	1,07	1,07	0	0	2,14
ГЭС и ГАЭС, из них:	0,58	0	0,42	0,16	1,16
ГЭС	0,44	0	0,42	0,16	1,02
ГАЭС	0,14	0	0	0	0,14
ТЭС, из них:	2,74	2,53	3,75	4,10	13,12
ТЭС	2,72	2,53	3,50	3,71	12,45
распределенная когенерация	0,02	0,00	0,26	0,40	0,67
ВИЭ, из них:	0,05	0,31	0,30	0,82	1,48
ветровые	0	0,15	0	0,45	0,60
био-ТЭЦ	0	0	0,15	0,22	0,37
малые ГЭС	0,05	0,16	0,15	0,15	0,51
ОЭС Урала, в т.ч.:	11,64	3,08	12,12	12,73	39,57
АЭС	0,88	0	2,35	3,55	6,78
ГЭС	0	0,03	0,21	0	0,24
ТЭС, из них:	10,76	2,99	9,47	8,74	31,96
ТЭС	10,72	2,99	9,27	8,34	31,32
распределенная когенерация	0,04	0	0,20	0,40	0,64
ВИЭ, из них:	0	0,06	0,09	0,44	0,59
био-ТЭЦ	0	0	0	0,30	0,30
малые ГЭС	0	0,06	0,09	0,14	0,29
ОЭС Сибири, в т.ч.:	5,66	2,84	4,73	4,89	18,12
АЭС	0	1,20	1,20	0	2,40
ГЭС	3,00	0,00	1,96	0,53	5,49
ТЭС	2,63	1,54	1,42	3,80	9,40
ВИЭ, из них:	0,02	0,10	0,15	0,56	0,83
био-ТЭЦ	0	0	0	0,31	0,31
малые ГЭС	0,02	0,10	0,15	0,25	0,52

Тип электростанций	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы	2011— 2030 годы
ОЭС Востока, в т.ч.:	1,39	3,82	1,13	0,83	7,17
ГЭС	0,32	0	0,20	0,50	1,02
ТЭС, из них:	1,05	3,72	0,89	0,06	5,71
ТЭС	1,05	3,72	0,86	0	5,63
<i>из них для целей экспорта в Китай</i>	0	3,60	0	0	3,60
распределенная когенерация	0	0	0,03	0,06	0,09
ВИЭ, из них:	0,02	0,10	0,04	0,27	0,43
ветровые	0,02	0,10	0	0	0,12
био-ТЭЦ	0	0	0,01	0,05	0,06
малые ГЭС	0	0	0,03	0,23	0,25
Изолированные энергосистемы Востока, в т.ч.:	1,20	0,78	0,04	0,22	2,23
АЭС	0,04	0,04	0	0	0,07
ГЭС	0,51	0,15	0	0	0,66
ТЭС, из них:	0,60	0,55	0,04	0,22	1,40
ТЭС	0,54	0,51	0	0,18	1,22
распределенная когенерация	0	0,04	0,02	0,02	0,08
дизельные электростанции	0,06	0,00	0,02	0,02	0,10
ВИЭ, из них:	0,05	0,05	0	0	0,10
ветровые	0	0	0	0	0
геотермальные	0,02	0,05	0	0	0,07
малые ГЭС	0,04	0	0	0	0,04

* С учетом ввода мощности на ТЭС для реализации проекта крупномасштабного экспорта в Китай

В приложении В представлен перечень вводов генерирующего оборудования на электростанциях в период 2011—2030 годы.

Половина от прогнозируемого до 2030 года объема вводов генерирующих мощностей приходится на два самых крупных энергообъединения в составе ЕЭС России – ОЭС Центра и ОЭС Урала: для обеспечения прогнозируемого спроса в каждом из них в период с 2011 до 2030 года необходимо ввести на электростанциях примерно по 40 млн кВт генерирующих мощностей.

Суммарный объем вводов генерирующих мощностей в период 2010—2030 годы с учетом фактического объема вводов в 2010 году составляет 161,3 млн кВт в целом по зоне централизованного электроснабжения России, что на 12 млн кВт меньше, чем предусмотрено базовым вариантом Генеральной схемы. Объем вводов на АЭС, ТЭС и ВИЭ сокращены по сравнению с Генеральной схемой соответственно на 2,1 млн кВт, 9,4 млн кВт и 0,9 млн кВт, а вводы на ГЭС-ГАЭС увеличены на 0,4 млн кВт. Изменение суммарных объемов ввода продиктовано складывающейся потребностью в мощности с учетом сокращения объемов демонтажа блоков на АЭС по сравнению с Генеральной схемой. В период до 2015 года

суммарные вводы в целом в зоне централизованного электроснабжения России практически полностью соответствуют предусмотренным базовым вариантом Генеральной схемы. В таблице 2.2.2.2 представлены результаты сопоставления вводов генерирующих мощностей, предусмотренных настоящими Сценарными условиями с учетом фактических данных 2010 года, и базовым вариантом Генеральной схемы.

В связи с уточнением ряда параметров и площадок размещения отдельных электростанций, произведенными в том числе по предложениям энергетических компаний, технические решения и сроки ввода отдельных объектов, включенных в поименные списки Генеральной схемы (АЭС и ГЭС свыше 100 тыс. кВт, ТЭС – свыше 500 тыс. кВт), в настоящих Сценарных условиях изменены.

Таблица 2.2.2.2 – Сопоставление объемов вводов генерирующих мощностей с вводами мощностей, предусмотренными базовым вариантом Генеральной схемы, млн кВт *

Тип электростанций	2010—2015 годы **		2016—2020 годы		2021—2025 годы		2026—2030 годы		2010—2030 годы **	
	Баз. в-т ГС2030	СУ 2030	Баз. в-т ГС2030	СУ 2030	Баз. в-т ГС2030	СУ 2030	Баз. в-т ГС2030	СУ 2030	Баз. в-т ГС2030	СУ 2030
Зона централизованного электроснабжения России - всего, в т.ч.:	41,33	41,38	38,57	27,46	43,11	44,69	50,35	47,8	173,35	161,33
АЭС	7,55	7,52	9,26	8,1	12,77	12,96	13,85	12,75	43,43	41,33
ГЭС-ГАЭС	5,00	5,32	1,86	1,99	3,44	3,17	1,48	1,72	11,78	12,2
ТЭС	28,72	28,37	27,18	16,74	26,26	27,87	29,94	29,68	112,09	102,68
ВИЭ	0,06	0,16	0,27	0,63	0,64	0,68	5,08	3,65	6,05	5,13
ОЭС Северо-Запада, в т.ч.:	4,11	4,36	8,1	6,62	4,09	4,7	6,8	4,77	23,1	20,45
АЭС	1,17	1,18	5,79	4,63	1,17	2,4	1,15	1,15	9,28	9,35
ГЭС-ГАЭС	0	0	1,17	1,34	0,39	0,39	0	0	1,56	1,73
ТЭС	2,94	3,17	1,13	0,64	2,43	1,83	4,24	2,84	10,74	8,49
ВИЭ	0	0,01	0,01	0,02	0,1	0,08	1,41	0,78	1,52	0,88
ОЭС Центра, в т.ч.:	10,29	10,16	2,2	2,41	13,6	14,07	15,43	14,27	41,51	40,91
АЭС	3,4	3,36	0	0	5,75	5,85	6,9	6,9	16,05	16,11
ГАЭС	0,84	0,84	0	0,47	0,47	0	0	0,52	1,31	1,83
ТЭС	6,05	5,96	2,2	1,94	7,38	8,21	7,98	6,27	23,61	22,39
ВИЭ	0	0	0	0	0	0,02	0,55	0,58	0,55	0,6
ОЭС Средней Волги, в т.ч.:	0,92	1,04	4,39	4,01	3,36	3,43	4,07	5,02	12,74	13,49
АЭС	0	0	1,15	1,17	2,3	1,17	1,15	1,15	4,6	3,49
ТЭС	0,92	1,04	3,24	2,84	1,06	2,26	2,71	3,66	7,93	9,79
ВИЭ	0	0	0	0	0	0	0,21	0,21	0,21	0,21
ОЭС Юга, в т.ч.:	5,57	5,56	3,27	3,91	4,13	4,47	5,28	5,09	18,26	19,03
АЭС	2,1	2,07	1,1	1,07	0	0	0	0	3,2	3,14
ГАЭС	0,65	0,65	0,22	0	0,23	0,42	0,65	0,16	1,74	1,23
ТЭС	2,81	2,79	1,73	2,53	3,68	3,75	3,5	4,1	11,72	13,18
ВИЭ	0,01	0,05	0,22	0,31	0,22	0,3	1,14	0,82	1,59	1,48
ОЭС Урала, в т.ч.:	12,04	11,84	3,3	3,08	11	12,12	12,8	12,73	39,14	39,77

Тип электростанций	2010—2015 годы **		2016—2020 годы		2021—2025 годы		2026—2030 годы		2010—2030 годы **	
	Баз. в-т ГС2030	СУ 2030	Баз. в-т ГС2030	СУ 2030	Баз. в-т ГС2030	СУ 2030	Баз. в-т ГС2030	СУ 2030	Баз. в-т ГС2030	СУ 2030
АЭС	0,88	0,88	0	0	2,4	2,35	3,5	3,55	6,78	6,78
ГЭС	0	0	0	0,03	0	0,21	0	0	0	0,24
ТЭС	11,16	10,96	3,3	2,99	8,6	9,47	9	8,74	32,06	32,16
ВИЭ	0	0	0	0,06	0	0,09	0,3	0,44	0,3	0,59
ОЭС Сибири, в т.ч.:	6,1	5,7	11,18	2,84	5,02	4,73	3,61	4,89	25,92	18,16
АЭС	0	0	1,15	1,2	1,15	1,2	0	0	2,3	2,4
ГЭС	3	3	0	0	1,96	1,96	0,53	0,53	5,49	5,49
ТЭС	3,1	2,68	10,03	1,54	1,66	1,42	1,87	3,8	16,67	9,44
<i>из них для целей экспорта в Китай</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>7,20</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	7,20	0
ВИЭ	0	0,02	0	0,1	0,25	0,15	1,21	0,56	1,46	0,83
ОЭС Востока, в т.ч.:	1,04	1,47	5,46	3,82	1,44	1,13	1,96	0,83	9,9	7,25
АЭС	0	0	0	0	0	0	1,15	0	1,15	0
ГЭС	0	0,32	0,32	0	0,4	0,2	0,3	0,5	1,02	1,02
ТЭС	1,04	1,13	5,11	3,72	1,03	0,89	0,36	0,06	7,53	5,8
<i>из них для целей экспорта в Китай</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>3,6</i>	<i>3,6</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	3,6	3,6
ВИЭ	0	0,02	0,04	0,1	0,01	0,04	0,15	0,27	0,2	0,43
Изолированные энергосистемы Востока, в т.ч.:	1,26	1,24	0,67	0,78	0,46	0,04	0,4	0,22	2,79	2,27
АЭС	0	0,04	0,07	0,04	0	0	0	0	0,07	0,07
ГЭС	0,51	0,51	0,15	0,15	0	0	0	0	0,66	0,66
ТЭС	0,7	0,64	0,45	0,55	0,41	0,04	0,28	0,22	1,84	1,44
ВИЭ	0,05	0,05	0	0,05	0,06	0	0,12	0	0,23	0,1

* С учетом ввода мощности на ТЭС для реализации проекта крупномасштабного экспорта в Китай

** В показателях настоящего Прогнозного баланса 2010 год фактическим объемом вводов генерирующих мощностей, в Генеральной схеме – рекомендованным

2.2.2.1 Рекомендации по вводу генерирующих мощностей на АЭС

Объем рекомендуемых вводов генерирующих мощностей на АЭС в период до 2030 года определен в количестве 37 блоков суммарной установленной мощностью 40,3 млн кВт, из них 2 блока суммарной установленной мощностью 0,07 млн кВт предусмотрены к вводу на плавучей АЭС (ПАТЭС). Необходимые объемы вводов на АЭС в период до 2030 года представлены в таблице 2.2.2.1.1.

Таблица 2.2.2.1.1 – Рекомендации по вводу генерирующих мощностей на АЭС в период до 2030 года

	2011— 2015 годы		2016— 2020 годы		2021— 2025 годы		2026— 2030 годы		2011— 2030 годы	
	Кол-во блоков, ед.	Мощ- ность, млн кВт	Кол-во блоков, ед.	Мощ- ность, млн кВт	Кол-во блоков, ед.	Мощ- ность, млн кВт	Кол-во блоков, ед.	Мощ- ность, млн кВт	Кол-во блоков, ед.	Мощ- ность, млн кВт
Зона централизованного электроснабжения России – всего, в т.ч.:	7	6,52	8	8,10	11	12,96	11	12,75	37	40,33
достройка	6	6,49	2	2,25	3	3,60	0	0,00	11	12,33
новое строительство	1	0,03	6	5,85	8	9,36	11	12,75	26	28,00

Указанный прогноз предусматривает достройку начатых строительством пяти АЭС с установкой на них 11 блоков суммарной установленной мощностью 12,3 млн кВт: Ленинградской АЭС-2 с вводом четырех блоков, Калининской АЭС с вводом блока № 4, Нововоронежской АЭС-2 с вводом двух блоков, Ростовской АЭС с вводом блоков № 3—4 и Белоярской АЭС с вводом блоков № 4—5. Предполагается, что работы по достройке начатых строительством АЭС будут продолжаться до 2025 года.

Вместе с тем в период до 2030 года предусматривается освоение 11 новых площадок с размещением на них 26 блоков суммарной мощностью 28,0 млн кВт.

В зоне ОЭС Северо-Запада в качестве новых площадок учитываются Балтийская АЭС и Кольская АЭС-2 с вводом на них в период до 2030 года 4 блоков суммарной установленной мощностью 4,6 млн кВт, из них до 2020 года – 3 блока суммарной мощностью 3,5 млн кВт.

В ОЭС Центра предусматривается освоение 4 новых площадок – Тверской АЭС, Центральной АЭС, Смоленской АЭС-2 и Курской АЭС-2 – с суммарным вводом на них 11 блоков мощностью 12,7 млн кВт. Ввод мощностей на этих АЭС предусматривается за пределами 2020 года.

В ОЭС Средней Волги до 2030 года учитывается одна новая площадка – Нижегородская АЭС с вводом на ней блока № 1 до 2020 года и еще двух в период 2021—2030 годы. Мощность Нижегородской АЭС к 2030 году составит 3,5 млн кВт.

В ОЭС Урала предусматривается освоение двух новых площадок – Башкирской АЭС и Уральской АЭС с вводом на каждой из них в период до 2030 года по 2 блока суммарной мощностью 4,7 млн кВт. Первой к освоению намечается Башкирская АЭС, на которой ввод первого блока учитывается в период 2021—2025 годы и второго блока – в 2026—2030 годы. Ввод мощности на Уральской АЭС намечается в 2026—2030 годы.

В ОЭС Сибири в качестве новой площадки рассматривается площадка Северной АЭС, на которой до 2020 года предусматривается ввод первого блока. Второй блок на АЭС намечается к вводу в период 2021—2025 годы. Мощность Северной АЭС к 2030 году составит 2,4 млн кВт.

В настоящих Сценарных условиях в качестве места размещения пионерной ПАТЭС учитывается г. Вилючинск в Камчатском крае вместо г. Певека в Чукотском автономном округе, предусмотренного базовым вариантом Генеральной схемы. Указанное решение принято по предложению ОАО «Концерн Росэнергоатом», которое независимо от балансовой ситуации в регионе планирует освоение пионерной плавучей АЭС на базе атомного подводного флота, расположенной в г. Вилючинске. Для обеспечения потребности Чаун-Билибинского энергоузла в настоящих Сценарных условиях вместо ПАТЭС в г. Певеке предусматривается сооружение распределенной тепловой генерации в районе г. Билибино.

Таким образом, по сравнению с базовым вариантом Генеральной схемы в настоящих Сценарных условиях в период до 2030 года исключены две новые площадки – Татарской АЭС и Приморской АЭС. Исключение этих площадок обусловлено складывающейся потребностью в условиях планируемого энергокомпаниями развития когенерации.

На атомных электростанциях в основном предусматривается реализовывать типовой проект АЭС нового поколения с установкой типовых серийных блоков с реакторной установкой типа ВВЭР-1200 единичной мощностью 1150 МВт. По предложениям ОАО «Концерн Росэнергоатом» на ряде АЭС учитываются уточненные значения единичной мощности вводимых блоков, определенные по результатам выполненных проектных проработок.

Реакторы на быстрых нейтронах (типа БН) предполагаются к установке на Белоярской АЭС (БН-880) и на новой Уральской АЭС (БН-1200).

Кроме того, в рамках Федеральной целевой программы «Ядерные энерготехнологии нового поколения на период 2010—2015 годов и на перспективу до 2020 года», реализуемой Госкорпорацией «Росатом», предусматривается разработка опытно-демонстрационных образцов реакторов на быстрых нейтронах со свинцово-висмутовым и свинцовым теплоносителями. Размещение реактора на быстрых нейтронах со свинцово-висмутовым теплоносителем электрической мощностью 100 МВт (СВБР-100) намечалось в г.Обнинске Калужской области. В настоящее время сооружение опытно-промышленного блока с реакторной установкой СВБР-100 предполагается на площадке, расположенной рядом с Государственным научным центром — Научно-исследовательским институтом атомных реакторов (ГНЦ НИИАР, Димитровград, Ульяновская область); в текущем году на площадке начаты инженерные изыскания. Размещение реактора со свинцовым теплоносителем единичной электрической мощностью 300 МВт (БРЕСТ ОД 300) намечается на площадке Белоярской АЭС. В дальнейшем предусматривается промышленное строительство АЭС с данными реакторами¹.

Перечень вводимых блоков на АЭС, рекомендуемых к вводу до 2030 года настоящими Сценарными условиями, представлен в Приложении В.

¹ В балансах мощности и электроэнергии в период до 2030 года эти блоки не учитываются.

2.2.2.2 Рекомендации по вводу генерирующих мощностей на ГЭС и ГАЭС

Для сбалансированного удовлетворения прогнозируемого спроса на электроэнергию рекомендуются следующие масштабы развития гидроэнергетики (ГЭС и ГАЭС): 12,1 млн кВт в период до 2030 года, из них 8,6 млн кВт на ГЭС и 3,5 млн кВт на ГАЭС. В период до 2020 года рекомендованный объем вводов на ГЭС-ГАЭС составляет 7,2 млн кВт, в том числе 4,6 млн кВт на ГЭС и 2,6 млн кВт на ГАЭС.

В таблице 2.2.2.2.1 представлена информация о рекомендуемых объемах ввода на ГЭС и ГАЭС в период до 2030 года.

Таблица 2.2.2.2.1 – Рекомендации по вводу генерирующих мощностей на ГЭС и ГАЭС в период до 2030 года, млн кВт

Тип электростанций	2011—2015 годы	2016—2020 годы	2021—2025 годы	2026—2030 годы	2011—2030 годы
Зона централизованного электроснабжения России – всего, из них:	5,25	1,99	3,17	1,72	12,13
<i>ГЭС</i>	<i>4,27</i>	<i>0,35</i>	<i>2,78</i>	<i>1,2</i>	<i>8,61</i>
<i>ГАЭС</i>	<i>0,98</i>	<i>1,64</i>	<i>0,39</i>	<i>0,52</i>	<i>3,53</i>
ОЭС Северо-Запада, в т.ч.:	0	1,34	0,39	0	1,73
<i>ГЭС</i>	<i>0</i>	<i>0,17</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0,17</i>
<i>ГАЭС</i>	<i>0</i>	<i>1,17</i>	<i>0,39</i>	<i>0</i>	<i>1,56</i>
ОЭС Центра, в т.ч.:	0,84	0,47	0	0,52	1,83
<i>ГАЭС</i>	<i>0,84</i>	<i>0,47</i>	<i>0</i>	<i>0,52</i>	<i>1,83</i>
ОЭС Юга, в т.ч.:	0,58	0	0,42	0,16	1,16
<i>ГЭС</i>	<i>0,44</i>	<i>0</i>	<i>0,42</i>	<i>0,16</i>	<i>1,02</i>
<i>ГАЭС</i>	<i>0,14</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0,14</i>
ОЭС Урала, в т.ч.:	0	0,03	0,21	0	0,24
<i>ГЭС</i>	<i>0</i>	<i>0,03</i>	<i>0,21</i>	<i>0</i>	<i>0,24</i>
ОЭС Сибири, в т.ч.:	3	0	1,96	0,53	5,49
<i>ГЭС</i>	<i>3</i>	<i>0</i>	<i>1,96</i>	<i>0,53</i>	<i>5,49</i>
ОЭС Востока, в т.ч.:	0,32	0	0,2	0,5	1,02
<i>ГЭС</i>	<i>0,32</i>	<i>0</i>	<i>0,2</i>	<i>0,5</i>	<i>1,02</i>
Изолированные энергосистемы Востока, в т.ч.:	0,51	0,15	0	0	0,66
<i>ГЭС</i>	<i>0,51</i>	<i>0,15</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0,66</i>

Основной объем вводов на ГЭС-ГАЭС, примерно 98 % от суммарного объема вводов, предусматриваемых в период до 2030 года, намечается к реализации ОАО «РусГидро». Остальные вводы планируются на ГЭС, принадлежащих ОАО «ТГК-1» и ОАО «АЛРОСА» (Светлинская ГЭС). Масштабы вводов на этих ГЭС незначительны и предусматривают либо замену существующего генерирующего

оборудования (ОАО «ТГК-1»), либо ввод недостроенного агрегата (ОАО «АЛРОСА»).

Рекомендации по развитию гидроэлектростанций (включая ГАЭС) сформированы исходя из предпосылок, что в ближайшие годы, т. е. в период до 2015—2016 года, ОАО «РусГидро» завершит строительство и ввод мощности на электростанциях, начатых в предшествующий период, что позволит приступить к сооружению новых электростанций как на территории Сибири и Дальнего Востока, так и в европейской части страны.

В ближайшие годы предусматривается обеспечить ввод Богучанской ГЭС (3000 тыс. кВт) и завершить строительство на Северном Кавказе Зарамагской ГЭС (342 тыс. кВт) и Гоцатлинской ГЭС (100 тыс. кВт). Кроме того в этот период учитывается достройка Усть-Среднеканской ГЭС (570 тыс. кВт), строительство которой было приостановлено в течение ряда лет, с вводом на первом этапе временных рабочих колес гидротурбин и последующей их заменой на штатные. В 2013 году предусматривается ввод Зеленчукской ГЭС-ГАЭС мощностью 140 тыс. кВт. В период до 2015 года предусматривается завершить строительство Загорской ГАЭС-2 мощностью 840 тыс. кВт.

Строительство новых ГЭС намечается как в ОЭС Сибири и ОЭС Востока, так и в европейской части ЕЭС России – в зонах ОЭС Юга и ОЭС Урала.

В ОЭС Сибири в период 2021—2030 годы предусматривается строительство трех новых ГЭС – Мокской ГЭС (1200 тыс. кВт) и ее контррегулятора Ивановской ГЭС (210 тыс. кВт), а также первой ГЭС Нижне-Ангарского каскада – Мотыгинской ГЭС (1082 тыс. кВт).

В ОЭС Востока в период до 2015 года намечается строительство Нижнебурейской ГЭС мощностью 320 тыс. кВт, а в период 2021—2030 годы – ввод Граматухинской ГЭС (400 тыс. кВт) Нижнезейского каскада и начало строительства Южно-Якутского гидроэнергетического комплекса с вводом на Канкунской ГЭС первого агрегата мощностью 300 тыс. кВт в 2030 году.

В европейской части страны основное строительство новых ГЭС рекомендуется на территории Северного Кавказа. В период после 2020 года предусматривается начать освоение гидропотенциала р. Андийское Койсу и обеспечить ввод к 2025 году Агвали ГЭС мощностью 220 тыс. кВт и к 2030 году –

Тиндийской ГЭС (102 тыс. кВт). В этот же период намечается продолжение строительства Зеленчукского каскада ГЭС с вводом на р.Кубань двух новых ГЭС: к 2025 году Верхнекрасногорской ГЭС мощностью 87,3 тыс. кВт и к 2030 году Нижнекрасногорской ГЭС мощностью 62 тыс. кВт. Кроме того, к 2025 году предусматривается ввод новой ГЭС в Кабардино-Балкарии – ГЭС Голубые озера мощностью 110 тыс. кВт.

В зоне ОЭС Урала учитывается ввод Нижнесуянской ГЭС мощностью 208,8 тыс. кВт в Республике Башкирия, который предусматривается в период 2021—2025 годы.

Таким образом, по сравнению с базовым вариантом Генеральной схемы в настоящих Сценарных условиях исключены Инхойская ГЭС в Республике Дагестан и каскад ГЭС на р. Баксан в Кабардино-Балкарской республике, планировавшиеся к вводу в период 2026—2030 годы.

Для обеспечения регулирования АЭС в прогнозируемый период предусматривается строительство трех новых ГАЭС – Ленинградской ГАЭС в ОЭС Северо-Запада и Курской ГАЭС и Центральной ГАЭС в ОЭС Центра. Суммарный ввод мощностей на них составляет 2,5 млн кВт. До 2020 года предусматривается сооружение Курской ГАЭС мощностью 465 тыс. кВт и ввод на Ленинградской ГАЭС шести обратимых агрегатов суммарной мощностью 1170 тыс. кВт. Завершение строительства Ленинградской ГАЭС с вводом еще двух агрегатов единичной мощностью 195 тыс. кВт намечается в период 2021—2025 годы. Ввод Центральной ГАЭС мощностью 520 тыс. кВт предусматривается в 2026—2030 годы.

Перечень ГЭС и ГАЭС, рекомендуемых настоящими Сценарными условиями к вводу до 2030 года, представлен в Приложении В.

2.2.2.3 Рекомендации по вводу генерирующих мощностей на ТЭС

В соответствии с результатами оптимизации структуры генерирующих мощностей, предусматриваемыми масштабами развития атомной и гидроэнергетики рекомендуемый суммарный объем вводов на ТЭС в период 2011—2030 годы определен в размере 100,8 млн кВт.

Рекомендуемые объемы вводов на ТЭС представлены в таблице 2.2.2.3.1.

Таблица 2.2.2.3.1 – Рекомендации по вводу генерирующих мощностей на ТЭС в период до 2030 года, млн кВт

Тип электростанций, вид топлива	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы	2011— 2030 годы
Зона централизованного электроснабжения России – всего ТЭС, из них:	26,53	16,74	27,87	29,68	100,83
газ	21,99	10,71	26,11	25,00	83,82
уголь	4,17	5,86	1,72	4,64	16,39
нефтетопливо	0,07	0,04	0,04	0,04	0,19
прочие виды топлива	0,30	0,13	0,00	0,00	0,43
КЭС, в т.ч.:	13,08	8,98	17,14	18,95	58,14
газ	9,92	3,21	16,28	14,81	44,21
уголь:	3,05	5,73	0,82	4,10	13,70
<i>из них для целей экспорта в Китай</i>	0,00	3,60	0,00	0,00	3,60
нефтетопливо	0,06	0,04	0,04	0,04	0,18
прочие виды топлива	0,05	0,00	0,00	0,00	0,05
ТЭЦ, в т.ч.:	13,46	7,76	10,73	10,74	42,69
газ	12,07	7,50	9,83	10,20	39,61
уголь	1,12	0,13	0,90	0,54	2,69
нефтетопливо	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01
прочие виды топлива	0,25	0,13	0,00	0,00	0,38

Рекомендуемый к вводу состав ТЭС сформирован на базе поступивших от энергокомпаний предложений по развитию генерирующих мощностей в период до 2030 года с учетом складывающейся балансовой ситуации в отдельных регионах и энергоузлах, а также исходя из целевых топливных и технологических ориентиров, обусловленных положенными в основу прогнозируемого варианта спроса на электроэнергию сценарием развития экономики страны. Объекты, предусмотренные договорами на предоставление мощности, учтены в Сценарных условиях безальтернативно. Кроме того, учитывались состояние проектных и строительно-монтажных работ на объекте, возможности обеспечения топливом, а также наличие других рисков реализации проектов, заявленных энергокомпаниями в ходе мониторинга Генеральной схемы.

Как и в базовом варианте Генеральной схемы, в настоящих Сценарных условиях приоритет отдан развитию генерации на газе. Объем вводов генерирующих мощностей на газе составляет 83,8 млн кВт (83 % от суммарных вводов на ТЭС), на угле – 16,4 млн кВт. Еще более высока доля вводов новых мощностей на газе на ТЭЦ – 93 % от суммарных вводов на ТЭЦ. Доля вводов новых мощностей на газе на КЭС составляет около 76 %.

Значительное наращивание доли газовой генерации требует масштабного внедрения современных технологий – парогазовой и газотурбинной, обеспечивающих повышение среднего КПД ТЭС на газе до уровня не менее 53 %, предусмотренного Генеральной схемой.

Основной объем вводов на газе (98,8 %) предусматривает установку парогазового или газотурбинного оборудования. Спектр вводимого оборудования достаточно велик. Для КЭС широкое распространение имеют различные модификации ПГУ-400, которые предусматриваются к вводу как при замене существующего конденсационного паросилового оборудования, так и при строительстве новых КЭС. Основной объем вводов ПГУ-400 намечается в период до 2025 года. За пределами 2020 года учитывается внедрение новых типов ПГУ на КЭС, прежде всего, ПГУ-500 и ПГУ-800 с КПД соответственно 60 и 65 %. Для ТЭЦ предусматриваются к использованию ГТУ в широком диапазоне мощности с котлами-утилизаторами и парогазовые установки на их основе.

Вводы паросилового оборудования, работающего на газе, учитываются только на действующих теплоэлектроцентралях в тех случаях, когда строительство объекта находится в завершающей стадии либо площадка электростанции не позволяет разместить новое парогазовое или газотурбинное оборудование с сохранением существующего объема отпуска тепловой энергии. Суммарно объем вводов этого оборудования составляет 1,2 % от суммарных вводов на газе. Ввод паросилового оборудования на газе ограничивается 2020 годом, из них более половины приходится на период до 2017 года и учтен Схемой ЕЭС.

Для угольных КЭС рекомендуется использование оборудования на суперсверхкритические параметры пара установленной мощностью 330—600—660 МВт с КПД не менее 47 %. Ожидается, что объем вводов этого оборудования составит примерно 54 % (8,9 млн кВт) от суммарных вводов на угле. По сравнению с Генеральной схемой объем вводов оборудования на суперсверхкритические параметры пара, учтенный в настоящих Сценарных условиях, сокращен практически вдвое. Это связано с отказом ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» от реализации до 2030 года третьего этапа широкомасштабного экспорта в Китай из ОЭС Сибири и сооружения для этих целей трех новых КЭС на угле в ОЭС Сибири – Харанорской ТЭС-2, Олон-Шибирской ТЭС и Татауровской ТЭС суммарной мощностью 7,2 млн кВт,

на которых предполагалась установка оборудования на суперсверхкритические параметры пара. Предполагается, что широкое распространение оборудование на суперсверхкритические параметры пара приобретет за пределами 2020 года.

В ближайшие годы к вводу на угольных КЭС намечается типовое модернизированное оборудование типа К-330-240, К-800-240, а также К-200-130, К-150-130 при замене действующего оборудования на угольных КЭС.

Строительство новых угольных ТЭЦ за исключением Красноярской ТЭЦ-3 в период до 2030 года не предусматривается. К вводу на угольных ТЭЦ намечается теплофикационное оборудование единичной мощностью 55—185 тыс. кВт с параметрами острого пара 130 ата суммарной мощностью 2,3 млн кВт. При замене существующего оборудования на угольных ТЭС предполагается также использовать оборудование на параметры острого пара 90 ата суммарной мощностью 0,4 млн кВт.

Для удовлетворения балансовой потребности в мощности и электроэнергии в период до 2030 года рекомендовано к сооружению 19 новых ТЭС единичной мощностью 500 тыс. кВт и выше суммарной установленной мощностью 22,3 млн кВт. На 15 площадках предполагается сооружение конденсационных электростанций. Суммарная установленная мощность новых КЭС единичной мощностью свыше 500 тыс. кВт составляет 19,6 млн кВт, из них 9 КЭС суммарной мощностью 11,7 млн кВт на газе и 6 КЭС суммарной мощностью 7,9 млн кВт на угле, включая Ерковецкую ТЭС мощностью 3,6 млн кВт, сооружаемую для целей экспорта в Китай. На 4 площадках предусматривается строительство новых ТЭЦ суммарной установленной мощностью 2,7 млн кВт. На всех новых ТЭЦ мощностью свыше 500 МВт в качестве топлива предусматривается использовать природный газ. В большинстве случаев заказчик и инвестор по этим ТЭС к настоящему времени не определены.

Перечень площадок новых ТЭС мощностью 500 МВт и выше, рекомендованных настоящими Сценарными условиями для размещения в период до 2030 года, в сравнении с аналогичным перечнем, рекомендованным базовым вариантом Генеральной схемы, представлен в таблице 2.2.2.3.2.

Таблица 2.2.2.3.2 – Перечень новых площадок для размещения ТЭС мощностью 500 МВт и выше по рекомендациям Сценарных условий и Генеральной схемы

ОЭС, электростанция, энергосистема	Определены ли заказчик	Сценарные условия		Генеральная схема (базовый вариант)	
		мощность, МВт, состав оборудования	вид топлива	мощность, МВт, состав оборудования	вид топлива
1. Конденсационные электростанции					
1.1. ОЭС Северо-Запада					
Медвежьегорская ТЭС (Карельская энергосистема)	нет	1000 МВт, 2*ПГУ-500	газ	1500 МВт, 3*ПГУ-500	газ
Новгородская ТЭС (Новгородская энергосистема)	-	-		1000 МВт, 2*ПГУ-500	газ
1.2. ОЭС Центра					
Петровская ГРЭС (Московская энергосистема)	нет	3200 МВт, 4*ПГУ-800	газ	3200 МВт, 4*ПГУ-800	газ
Новая ТЭС (Тамбовская энергосистема)	-	-		1000 МВт, 2*ПГУ-500	газ
1.3. ОЭС Юга					
Камышинская ТЭС (Волгоградская энергосистема)	нет	2000 МВт, 4*ПГУ-500	газ	2000 МВт, 4*ПГУ-500	газ
Новоростовская ТЭС (Ростовская энергосистема)	да	990 МВт, 3*К-330-240	уголь	990 МВт, 3*К-330-240	уголь
Анастасиевская ТЭС (Кубанская энергосистема)	нет	700 МВт, 4*ПГУ-175	газ	525 МВт, 3*ПГУ-175	газ
Абинская ТЭС (Кубанская энергосистема)	нет	540 МВт, 3*ПГУ-180	газ	540 МВт, 3*ПГУ-180	газ
1.4. ОЭС Урала					
Новая ТЭС в Бузулукском районе (Оренбургская энергосистема)	-	-		600 МВт, 3*ПГУ-200	газ попутный
Демидовская ТЭС (Свердловская энергосистема)	нет	660 МВт, 2*К-330-240	уголь	2505 МВт, 1*К-525-240, 3*К-660-300	уголь
Няганьская ГРЭС (Тюменская энергосистема)	да	1254 МВт, 3*ПГУ-420	газ	1674 МВт, 4*ПГУ-420	газ
Северо-Сосьвинская ТЭС (Тюменская энергосистема)	нет	660 МВт, 2*К-330-300	уголь	660 МВт, 2*К-330-300	уголь
ПГУ в Тарко-Сале (Тюменская энергосистема)	нет	600 МВт, 2*ПГУ-300	газ	600 МВт, 2*ПГУ-300	газ
Южноуральская ГРЭС-2 (Челябинская энергосистема)	да	1200 МВт, 3*ПГУ-400	газ	800 МВт, 2*ПГУ-400	газ
1.5. ОЭС Сибири					
Олонь-Шибирская ТЭС * (Бурятская энергосистема)	-	-		3600 МВт, 6*К-600-300	уголь
Алтайская ТЭС (Алтайская энергосистема)	да	660 МВт, 2*К-330-300	уголь	660 МВт, 2*К-330-300	уголь
Ленская ТЭС (Усть-Кутская)	да	1200 МВт,	газ	1200 МВт,	газ

ОЭС, электростанция, энергосистема	Определены ли заказчик	Сценарные условия		Генеральная схема (базовый вариант)	
		мощность, МВт, состав оборудования	вид топлива	мощность, МВт, состав оборудования	вид топлива
(Иркутская энергосистема)		3*ПГУ-400		3*ПГУ-400	
Славинская ТЭС (Кузбасская энергосистема)	-	-		525 МВт, 1*К-525-400	уголь
Кузбасская ТЭС (Кузбасская энергосистема)	нет	1320 МВт, 2*К-660-300	уголь	1320 МВт, 2*К-660-300	уголь
Харанорская ТЭС-2 * (Читинская энергосистема)	-	-		2400 МВт, 4*К-600-300	уголь
Татауровская ТЭС * (Читинская энергосистема)	-	-		1200 МВт, 2*К-600-300	уголь
1.6. ОЭС Востока					
Ерковецкая ТЭС * (Амурская энергосистема)	да	3600 МВт, 6*К-600-300	уголь	1200 МВт, 2*К-600-300	уголь
Ургальская ТЭС * (Хабаровская энергосистема)	-	-		2400 МВт, 4*К-600-300	уголь
2. Теплоэлектростанции					
2.1. ОЭС Северо-Запада					
Юго-Западная ТЭЦ (Ленинградская энергосистема)	да	568 МВт, ПГУ(Т)-200, ПГУ(Т)-300, ГТ(Т)-68	газ	566 МВт, ПГУ(Т)-200, ПГУ(Т)-300, ГТ(Т)-66	газ
2.2. ОЭС Центра					
ТЭЦ в Огородном проезде (Москва) (Московская энергосистема)	да	600 МВт, 3*ПГУ(Т)-200	газ	-	
2.3. ОЭС Юга					
Новороссийская ТЭС (Кубанская энергосистема)	нет	600 МВт, 3*ПГУ-200(Т)	газ	-	
2.4. ОЭС Средней Волги					
Нижегородская ТЭЦ (Нижегородская энергосистема)	да	900 МВт, 2*ПГУ(Т)-450	газ	900 МВт, 2*ПГУ(Т)-450	газ
2.5. ОЭС Востока					
ТЭС Приморского нефтеперерабатывающего завода (Дальневосточная энергосистема)	-	-		670 МВт, 1*ПГУ(Т)-230, 1*ПГУ(Т)-440	газ

* сооружается для целей экспорта в Китай

Помимо строительства новых электростанций в период до 2030 года должен быть в значительной мере заменен парк генерирующего оборудования на действующих КЭС и ТЭЦ.

В настоящих Сценарных условиях учитывается масштабная реконструкция с демонтажем существующего оборудования и вводом нового следующие крупные КЭС:

- в ОЭС Северо-Запада – Киришская ГРЭС;
- в ОЭС Центра – Шатурская ГРЭС, Каширская ГРЭС, Костромская ГРЭС и Рязанская ГРЭС;
- в ОЭС Средней Волги – Заинская ГРЭС;
- в ОЭС Юга – Ставропольская ГРЭС и Невинномысская ГРЭС;
- в ОЭС Урала – Ириклинская ГРЭС, Яйвинская ГРЭС, Пермская ГРЭС, Верхнетагильская ГРЭС, Сургутская ГРЭС-1 и Сургутская ГРЭС-2, а также Нижневартовская ГРЭС;
- в ОЭС Сибири – Томь-Усинская ГРЭС и Беловская ГРЭС.

Предполагается, что в качестве замещающего оборудования к вводу на газовых КЭС будут применяться ПГУ-400, ПГУ-500 и ПГУ-800, а на угольных КЭС – аналоги демонтируемого оборудования современных модификаций.

Ввод замещающего оборудования на действующих ТЭЦ составляет 12,1 млн кВт, из них 10,8 млн кВт вводится на газе и 1,3 млн кВт на угле. При замене оборудования на действующих газовых ТЭЦ объем вводов ГТУ и ПГУ составляет 10,1 млн кВт.

Перечень вводов на ТЭС, учтенных в настоящих Сценарных условиях, представлен в Приложении В.

Повышение экономической и энергетической эффективности электроэнергетики, её надёжности требует оптимального сочетания развития крупных ТЭС и **распределенной когенерации**, предусматривающей строительство ГТУ-ТЭЦ и ПГУ-ТЭЦ мощностью до 25 МВт. Распределенные когенерационные установки располагаются в непосредственной близости от потребителей и выдают мощность в распределительную электрическую сеть напряжением 35 кВ и ниже. В качестве топлива на них, как правило, используется природный газ.

Распределенные когенерационные установки характеризуются высокой заводской готовностью, модульным исполнением, что позволяет значительно

сократить продолжительность и стоимость их строительства и делает привлекательными для инвесторов.

В настоящее время одной из компаний, специализирующихся на строительстве малых газотурбинных ТЭЦ вблизи центров потребления тепловой энергии, является ОАО «ГТ-ТЭЦ энерго», входящее в группу компаний Энергомаш. Компанией разработаны типовые проекты многоблочных модульных газотурбинных станций на базе ГТ-009, ГТ-009М и ГТ-009МЭ мощностью 9 тыс. кВт, по которым к настоящему времени введены в эксплуатацию ГТ ТЭЦ в составе 2-х или 4-х модулей в 14 городах, расположенных в зоне обслуживания всех ОЭС, кроме ОЭС Востока и изолированных энергосистем Дальнего Востока. Компания имеет намерения по дальнейшему развитию этой части бизнеса. В целом, круг компаний, работающих в сфере распределенной когенерации, достаточно широк; по некоторым оценкам, суммарная мощность ежегодно ввозимого в Российскую Федерацию генерирующего оборудования этого класса (включая дизельные генераторы, в том числе и для целей резервирования) достигает 4 млн кВт.

Вместе с тем, размещение таких источников определяется локальными проблемами и возможностями, включая возможности газоснабжения и привлечения инвестиций, и прогнозы их ввода не носят долгосрочного характера. На стадии выполнения общесистемных работ по развитию электроэнергетики также не представляется возможным оценить целесообразность строительства конкретных объектов. В связи с этим в настоящих Сценарных условиях произведены укрупненные оценки развития распределенной когенерации, базирующиеся на материалах Генеральной схемы.

В Генеральной схеме прогноз развития распределенной когенерации основывается на следующих предпосылках:

- потенциал развития распределенной когенерации значителен; она может развиваться как на базе существующих неэкономичных устаревших котельных в городах и поселках, так и для обеспечения прироста новых тепловых нагрузок;
- освоение имеющегося потенциала развития распределенной генерации на базе когенерации может встретить значительные организационные трудности и потребует длительного времени.

Поэтому в Генеральной схеме и настоящих Сценарных условиях принято постепенное наращивание мощности распределенной когенерации. В период до 2017 года масштабы развития распределенной генерации приняты по предложениям энергетических компаний, специализирующихся на этом направлении деятельности, и учитываются в объемах вводов на ТЭС. За 2017 годом масштаб вводов тепловых распределенных генерирующих источников в перспективе до 2030 года оценен в размере 3,2 млн кВт в целом в зоне централизованного электроснабжения России. Оценка объемов вводов по ОЭС произведена пропорционально численности городского населения в регионах, где высока доля использования природного газа. В таблице 2.2.2.3.3 представлена оценка масштабов возможного развития распределенной когенерации в долгосрочной перспективе – в период 2018—2030 годы.

Таблица 2.2.2.3.3 – Масштабы развития распределенной генерации на базе когенерации (вводы мощности) по объединенным энергосистемам в период 2018—2030 годы, млн кВт

ОЭС	2018—2025 годы	2026—2030 годы	2018—2030 годы
Централизованная зона электроснабжения России – всего, в т.ч.:	1,16	2,02	3,18
ОЭС Северо-Запада	0,13	0,21	0,34
ОЭС Центра	0,35	0,71	1,06
ОЭС Юга	0,26	0,40	0,65
ОЭС Средней Волги	0,13	0,23	0,36
ОЭС Урала	0,20	0,40	0,60
ОЭС Востока	0,03	0,06	0,09
Изолированные энергосистемы Дальнего Востока	0,08	0,00	0,08

Предполагается, что размещение указанных объектов будет ориентировано на обеспечение потребности жилищно-коммунального сектора и должно тяготеть к городам с невысокой численностью населения, обладающим достаточной потребностью в тепловой энергии и возможностями решения вопросов газоснабжения ГТ или ПГУ ТЭЦ.

Вместе с тем в значительной степени на масштабы развития распределенной когенерации будет влиять стоимость подключения к электрическим и тепловым сетям, цена электроэнергии для потребителей, производимой «большой» электроэнергетикой, а также порядок ценообразования на производимую распределенными когенерационными установками электрическую и тепловую

энергию. Увеличение или сокращение реальных объемов вводов распределенных когенерационных источников потребует соответствующего изменения объемов вводов крупных ТЭС.

Перечень объектов распределенной когенерации, учтенных в настоящих Сценарных условиях, представлен в Приложении В.

2.2.2.4 Оценка масштабов развития генерации на базе использования возобновляемых источников энергии

Вектор повышения энергоэффективности, задаваемый Президентом и Правительством Российской Федерации, определяет расширение масштабов использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) для обеспечения прогнозируемой потребности в электроэнергии.

Потенциал этих ресурсов на территории России значителен: это энергия ветра, солнца и приливов, геотермальная энергия, энергия биомассы, гидравлическая энергия, преобразуемая в используемый вид энергии малыми и микро-ГЭС (мощностью менее 30 тыс. кВт). Технически возможный потенциальный объем выработки электроэнергии на базе ВИЭ оценивается в размере 80—100 млрд кВт.ч/год.

Однако недостаточно привлекательные технико-экономические показатели электростанций на базе ВИЭ препятствуют их широкому распространению: в настоящее время доля ВИЭ в структуре установленной мощности электростанций России составляет 0,18 %.

В настоящее время практически единственной компанией, ориентированной на динамичное развитие возобновляемых источников энергии, является ОАО «РусГидро», имеющее в качестве основного акционера государство. В рамках мониторинга реализации Генеральной схемы ОАО «РусГидро» представлены предложения о сооружении электростанций на базе возобновляемых источников энергии в размере 8,3 млн кВт в период до 2030 года, включая сооружение приливной Мезенской электростанции мощностью 4,0 млн кВт.

Сооружение практически всех типов электростанций на базе ВИЭ требует развернутой государственной поддержки в части внедрения механизма частичной

компенсации затрат инвесторов на сооружения данных типов электростанций, прямого государственного финансирования сооружения отдельных электростанций или иных форм поддержки. В связи с тем, что в настоящее время меры государственной поддержки ВИЭ находятся на стадии разработки, суммарный объем вводов на электростанциях на базе ВИЭ в период до 2030 года в рамках настоящих Сценарных условий оценивается в размере 5,1 млн кВт, в том числе 0,8 млн кВт в период до 2020 года, 0,7 млн кВт – в период 2021—2025 годы и 3,7 млн кВт – в период 2026—2030 годы.

Основным направлением развития генерации на базе ВИЭ в перспективе до 2030 года представляются ветровые и ветродизельные электростанции, а также малые и микро ГЭС. Суммарный объем вводов на этих типах электростанций в период до 2030 года оценивается примерно в 2,5 млн кВт, в том числе ВЭС – 0,7 млн кВт и малых и микро ГЭС – 1,8 млн кВт. При этом предполагается, что наибольшее развитие малые и микро ГЭС получат в энергозонах Юга и Сибири.

Сценарными условиями предусматривается дальнейшее развитие силами ОАО «РусГидро» геотермальной энергетики на Камчатке и сооружение Северной приливной электростанции на Кольском полуострове.

Кроме того, предполагается, что в период до 2030 года значительное развитие получат ТЭЦ, использующие биотопливо. В настоящее время использование этого вида ресурса в электроэнергетике незначительно: имеется многолетний опыт использования отходов деревообработки и переработки древесины на ряде ТЭЦ, принадлежащих промышленным предприятиям; в декабре 2010 года на Мурманской ТЭЦ ОАО «ТГК-1» запущен проект по использованию пара от завода термической обработки твердых бытовых отходов (ТО ТБО) для отопления и горячего водоснабжения жилых домов. Вместе с тем потенциал биоэнергоресурсов оценивается в размере примерно 40—45 % от всех имеющихся на территории России возобновляемых источников энергии.

В рамках настоящих Сценарных условий масштаб развития БиоТЭЦ в период до 2030 года оценивается в размере 2,5 млн кВт. Реализация этого направления отнесена на временной период начиная с 2021 года, и заказчики этих проектов к настоящему времени не определены. Вместе с тем при наличии заинтересованности

у бизнеса проекты в сфере создания БиоТЭЦ могут быть реализованы и в более ранние сроки.

Объем развития электростанций на базе возобновляемых источников энергии с разбивкой по типам энергоресурсов и объединенным энергосистемам, представлен в таблице 2.2.2.4.1.

Таблица 2.2.2.4.1 – Рекомендации по вводу генерирующих мощностей объектов на основе ВИЭ в период до 2030 года, тыс. кВт

	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы	2011— 2030 годы
Вводы - всего по централизованной зоне России, в т.ч.:	161,5	631	678	3653	5123,5
<i>Ветровые</i>	24,4	250	50	450	774,4
<i>ГеоТЭС</i>	15,5	50	0	0	65,5
<i>Приливные</i>	12	0	0	0	12
<i>БиоТЭЦ</i>	0	0	163	2358	2521
<i>Малые ГЭС</i>	109,6	331	465	845	1750,6
ОЭС Северо-Запада, в т.ч.:	12	15	80	775	882
<i>Ветровые</i>	0	0	50	0	50
<i>Приливные</i>	12	0	0	0	12
<i>БиоТЭЦ</i>	0	0	0	725	725
<i>Малые ГЭС</i>	0	15	30	50	95
ОЭС Центра, в т.ч.:	0	0	20	575	595
<i>БиоТЭЦ</i>	0	0	0	545	545
<i>Малые ГЭС</i>	0	0	20	30	50
ОЭС Средней Волги, в т.ч.:	0	0	0	212	212
<i>БиоТЭЦ</i>	0	0	0	212	212
ОЭС Юга, в т.ч.:	50,4	306	300	820	1476,4
<i>Ветровые</i>	0	150	0	450	600
<i>БиоТЭЦ</i>	0	0	150	220	370
<i>Малые ГЭС</i>	50,4	156	150	150	506,4
ОЭС Урала, в т.ч.:	0	60	90	440	590
<i>БиоТЭЦ</i>	0	0	0	300	300
<i>Малые ГЭС</i>	0	60	90	140	290
ОЭС Сибири, в т.ч.:	24	100	150	558	832
<i>БиоТЭЦ</i>	0	0	0	308	308
<i>Малые ГЭС</i>	24	100	150	250	524
ОЭС Востока, в т.ч.:	23	100	38	273	434
<i>Ветровые</i>	23	100	0	0	123
<i>БиоТЭЦ</i>	0	0	13	48	61
<i>Малые ГЭС</i>	0	0	25	225	250
Изолированные энергосистемы Востока, в т.ч.:	52,1	50	0	0	102,1
<i>Ветровые</i>	1,4	0	0	0	1,4
<i>ГеоТЭС</i>	15,5	50	0	0	65,5
<i>Малые ГЭС</i>	35,2	0	0	0	35,2

Перечень электростанций на базе ВИЭ, рекомендуемых к сооружению до 2030 года в настоящих Сценарных условиях, представлен в Приложении В.

2.3 Характеристика балансовой ситуации при рекомендуемом варианте развития генерирующих мощностей

Балансы мощности и электроэнергии являются важнейшим индикатором надежного и эффективного развития электроэнергетики и представляют собой систему показателей, отражающую соотношение потребности в мощности и электроэнергии с возможной величиной и структурой их покрытия.

2.3.1 Характеристика балансов мощности

Балансы мощности в зоне централизованного электроснабжения России и ОЭС в 2015—2020—2025—2030 годы разработаны для базового варианта электропотребления и приведены в таблицах 2.3.1.1—2.3.1.10.

Балансы мощности по энергообъединениям Северо-Запада, Центра, Средней Волги, Юга и Урала сформированы на час прохождения совмещенного максимума потребления в ЕЭС. Для ОЭС Сибири дополнительно разработаны перспективные балансы мощности на час прохождения собственного максимума нагрузки. Балансы мощности ОЭС Востока и изолированно работающих энергосистем рассчитаны на собственный максимум потребления. В сводном балансе по зоне централизованного электроснабжения России максимум потребления ОЭС Сибири учтен на совмещенный максимум потребления ЕЭС России.

При расчетах балансов мощности учтены следующие факторы снижения использования установленной мощности электростанций в период прохождения максимума нагрузки:

- ограничения на использование мощности действующих электростанций всех типов, представляющие собой разность между установленной и располагаемой мощностью, которую может развивать оборудование этих электростанций в период зимнего максимума нагрузки;

- неучастие в покрытии максимума нагрузки мощности оборудования, введенного после прохождения максимума нагрузки (так называемые вводы 4-го квартала);
- наличие в отдельные годы «запертой» мощности в ряде энергоузлов, которая из-за отсутствия или недостаточной пропускной способности электрических сетей не может быть выдана;
- недоиспользование мощности возобновляемых источников энергии, в связи с отсутствием ресурса в период прохождения максимума нагрузки.

Анализ представленных балансов мощности показывает, что реализация сформированных рекомендаций по развитию генерирующих мощностей (демонтажу и вводу генерирующего оборудования) позволит обеспечить покрытие прогнозируемой потребности в мощности в период до 2030 года.

К 2015 году баланс мощности в зоне централизованного электроснабжения России, при планируемых вводах генерации, сохраняет существующий избыточный характер, а относительная величина фактического резерва составляет 32 % от максимума нагрузки. Сверхнормативный избыток мощности в этот период составляет 9,5 млн кВт при нормируемом резерве в размере 46,9 млн кВт¹, что соответствует 26,5 % от максимума нагрузки потребителей. К 2020 году происходит снижение сверхнормативного избытка до 4,7 млн кВт (2,4 % от максимума нагрузки). В период до 2025 года тенденция сохраняется – избыток мощности снижается до 1,7 млн кВт (0,8 % от максимума нагрузки), а к 2030 году имеет место его частичное повышение до 2,5 млн кВт (1,1 % от максимума нагрузки).

Балансы мощности в объединенных энергосистемах характеризуется следующим образом:

- ОЭС Северо-Запада является избыточной энергосистемой на протяжении всего периода до 2030 года, однако для данной системы характерно постепенное снижение сверхнормативного избытка с 1,2 млн кВт, что соответствует 7,4 % от максимума, в 2015 году до 0,2 млн кВт (1,1 %) в 2030 году;
- ОЭС Центра имеет наибольшее значение сверхнормативного избытка мощности в 2015 году – 4,6 млн кВт (10,7 % от максимума нагрузки). К 2020 году избытки мощности сократятся, и система выйдет на самобаланс с учетом нормируемого резерва, который сохранится до 2030 года;

¹ С учетом экспорта – см. раздел 2.1

- баланс мощности ОЭС Средней Волги складывается с избытком мощности в течение всего периода с 2010 до 2030 года. Вместе с тем абсолютная величина сверхнормативных избытков мощности существенно сократится уже к 2015 году и на уровне 2015—2030 годов их величина будет незначительной – около 0,3 млн кВт;

- ОЭС Юга в 2015 имеет дефицит резерва мощности в размере 1,0 млн кВт, что составляет 6,1 % от максимума нагрузки. За счет ввода рекомендуемых в настоящих Сценарных условиях генерирующих мощностей к 2020 году энергосистема приобретает незначительный сверхнормативный избыток мощности, которых составляет 0,3 млн кВт (1,8 % от максимума нагрузки). К 2025 году ОЭС Юга переходит на самобаланс, который сохраняется до 2030 года;

- для баланса ОЭС Урала в период до 2020 года характерно постепенное снижение имеющегося избытка мощности до 1,7 млн кВт – 1,0 млн кВт соответственно в 2015 и 2020 годах. К 2025 году ОЭС Урала переходит на самобаланс, который сохранится до 2030 года. К 2030 году образуется небольшой сверхнормативный избыток мощности в размере 0,4 млн кВт (0,8 % от максимума нагрузки);

- в балансе мощности ОЭС Сибири на час максимума нагрузки, совмещенного с ЕЭС, в 2015—2030 годы планируется самобаланс мощности с учетом нормируемого резерва. С 2025 года образуется частичный избыток мощности в размере 0,8 % от максимума нагрузки, который к 2030 году увеличивается до 1,0 %. Вместе с тем на час собственного максимума нагрузки, который, как правило, на 3 часа опережает максимум ЕЭС, для ОЭС Сибири ожидается дефицит резерва мощности в размере 2,3—2,1 млн кВт в период 2015—2030 годы (без учета перетоков мощности из соседних ОЭС). При этом фактический резерв энергообъединения в этот период будет составлять 17—19 %. При необходимости дефицит резерва мощности может быть частично покрыт из ЕЭС России по существующей линии электропередачи напряжением 220 кВ Томск – Нижневартовск (энергопитание северных районов Томской энергосистемы порядка в размере 0,2 млн кВт) и по электрическим связям Урал – Казахстан – Сибирь (до 2,3 млн кВт с учетом возможного импорта из Казахстана). Кроме того, в период до 2017 года предусматривается усиление межсистемных связей ОЭС Сибири с ОЭС Урала: ввод

в 2012 году ВЛ 500 кВ Восход – Ишим (Витязь) – Курган и в 2016 году – ВЛ 500 кВ Томская – Парабель – Советско—Соснинская (Чапаевск) – Нижневартовская ГРЭС;

- для ОЭС Востока характерно наличие сверхнормативных избытков мощности в течение всего периода до 2030 года. Вместе с тем величина избытков мощности постепенно сокращается и к 2025 году система переходит практически на самобаланс. К 2030 году ожидается частичное образование сверхнормативного избытка мощности в размере 0,5 млн кВт;

- в целом изолированные энергосистемы Дальнего Востока работают с избытком в период 2015—2030 годы. К 2020 году избыток повышается с 0,7 млн кВт (в 2015 году) до 1,0 млн кВт, а затем происходит постепенное снижение до уровня 0,5 млн кВт в 2030 году.

Таблица 2.3.1.1 – Баланс мощности в зоне централизованного снабжения России на час с максимума потребления ЕЭС на 2010—2015—2020—2025—2030 годы

		2010 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
<u>ПОТРЕБНОСТЬ</u>						
Потребление электрической энергии	млн кВт.ч	1000506,8	1143785,0	1260644,0	1389204,0	1521234,0
Среднегодовой рост потребления электрической энергии за 5 лет	%	0,0	2,7	2,0	2,0	1,8
Заряд ГАЭС	млн кВт.ч	2622,0	4120,0	7123,0	8325,0	9455,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	152416,9	176650,0	193796,0	212567,0	232201,0
Число часов использования максимума	час	6564	6452	6468	6496	6511
Нормируемый резерв мощности	тыс. кВт	0,0	46882,0	54699,0	58992,0	63107,0
в т.ч. экспорт мощности (справочно)	тыс. кВт	2087,0 ¹	4488,0	8488,0	8788,0	8788,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	0,0	26,5	28,2	27,8	27,2
ИТОГО потребность	тыс. кВт	154503,9	223532,0	248495,0	271559,0	295308,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>						
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	219249,0	253138,4	271371,5	290859,9	314341,5
АЭС	тыс. кВт	24314,0	30835,0	35184,8	44536,8	51406,8
ГЭС	тыс. кВт	46086,3	51358,5	53200,2	56373,7	58092,3
ТЭС	тыс. кВт	148439,2	170363,0	181773,6	188058,5	199298,5
ВИЭ	тыс. кВт	409,5	581,9	1212,9	1890,9	5543,9
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	18659,2 ²	17465,9	16163,8	15562,3	15910,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	2967,0 ³	2340,6	1800,0	1796,1	0
Недоиспользование мощности ВЭС и ПЭС на расчетный максимум	тыс. кВт	0,0	37,1	232,9	272,9	632,9
Запертая мощность	тыс. кВт	0,0	260,0	0,0	0,0	0,0
Сальдо перетоков мощности внутри РФ: ПОЛУЧЕНИЕ (+)/ПЕРЕДАЧА (-)		7,6	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие потребности	тыс. кВт	197630,4	233034,8	253174,8	273228,6	297798,3
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс. кВт	43126,5	9502,8	4679,8	1669,6	2490,3
Фактический резерв	тыс. кВт	43126,5	56384,8	59378,8	60661,6	65597,3
Фактический резерв в % к максимуму	%	28,3	31,9	30,6	28,5	28,3

¹ На отчетный год показано сальдо перетоков мощности с учетом импорта

² Ограничения для отчетного года показаны на час максимума нагрузки

³ Данный показатель на отчетный год показывает изменения мощности, включая вводы и демонтаж, в период с момента прохождения максимума до конца года.

Таблица 2.3.1.2 – Баланс мощности ОЭС Северо-Запада на час совмещенного с ЕЭС максимума потребления на 2010—2015—2020—2025—2030 годы

		2010 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
<u>ПОТРЕБНОСТЬ</u>						
Потребление электрической энергии	млн кВт.ч	92723,0	102611,0	116809,0	128286,0	140199,0
Среднегодовой рост потребления электрической энергии за 5 лет	%	-	2,0	2,6	1,9	1,8
Заряд ГАЭС	млн кВт.ч	0,0	0,0	2003,0	3205,0	3205,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	14697,0	16310,0	18167,0	19768,0	21658,0
Число часов использования максимума	час	6309	6291	6319	6327	6325
Нормируемый резерв мощности	тыс. кВт	-	5906,0	7317,0	7970,0	8386,0
в т.ч. экспорт мощности (справочно)	тыс. кВт	1272 ¹	2050,0	3050,0	3350,0	3350,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	-	36,2	40,3	40,3	38,7
ИТОГО потребность	тыс. кВт	15969,0	22216,0	25484,0	27738,0	30044,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>						
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	21572,0	24765,5	27876,7	30195,4	31302,4
АЭС	тыс. кВт	5760,0	6936,0	8682,0	10079,6	9349,6
ГЭС	тыс. кВт	2838,2	2855,7	4054,4	4444,4	4444,4
ТЭС	тыс. кВт	12895,6	14883,6	15035,1	15486,2	16548,2
ВИЭ	тыс. кВт	78,2	90,2	105,2	185,2	960,2
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	1967,0 ²	1075,1	1035,1	944,6	970,6
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	559,0 ³	0,0	513,0	1198,8	0,0
Недоиспользование мощности ВЭС и ПЭС на расчетный максимум	тыс. кВт	0,0	14,1	14,1	54,1	54,1
Запертая мощность	тыс. кВт	0,0	260,0	0,0	0,0	0,0
Сальдо перетоков мощности внутри РФ: ПОЛУЧЕНИЕ (+)/ПЕРЕДАЧА (-)		1269	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие потребности	тыс. кВт	20315,0	23416,3	26314,5	27997,9	30277,7
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс. кВт	4346,0	1200,3	830,5	259,9	233,7
Фактический резерв	тыс. кВт	4346,0	7106,3	8147,5	8229,9	8619,7
Фактический резерв в % к максимуму	%	29,6	43,6	44,8	41,6	39,8

¹ На отчетный год показано сальдо перетоков мощности с учетом импорта

² Ограничения для отчетного года показаны на час максимума нагрузки

³ Данный показатель на отчетный год показывает изменения мощности, включая вводы и демонтаж, в период с момента прохождения максимума до конца года.

Таблица 2.3.1.3 – Баланс мощности ОЭС Центра на час совмещенного с ЕЭС максимума потребления на 2010—2015—2020—2025—2030 годы

		2010 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
<u>ПОТРЕБНОСТЬ</u>						
Потребление электрической энергии	млн кВт.ч	221838,0	259496,0	284238,0	318082,0	353207,0
Среднегодовой рост потребления электрической энергии за 5 лет	%	-	3,2	1,8	2,3	2,1
Заряд ГАЭС	млн кВт.ч	2622,0	3951,0	4951,0	4951,0	6081,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	36612,0	42583,0	46812,0	51895,0	56925,0
Число часов использования максимума	час	5988,0	6001	5966	6034	6098
Нормируемый резерв мощности	тыс. кВт	0,0	10758,0	11719,0	12868,0	14006,0
в т.ч. экспорт мощности (справочно)	тыс. кВт	1261,0 ¹	500,0	500,0	500,0	500,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	0,0	25,3	25,0	24,8	24,6
ИТОГО потребность	тыс. кВт	37873,0	53341,0	58531,0	64763,0	70931,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>						
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	49871,4	58885,0	60028,0	65773,6	72120,6
АЭС	тыс. кВт	11834,0	15194,0	14360,0	18207,6	21107,6
ГЭС	тыс. кВт	1823,8	2663,8	3128,8	3128,8	3648,8
ТЭС	тыс. кВт	36199,3	41002,0	42514,0	44392,0	46744,0
ВИЭ	тыс. кВт	14,3	25,2	25,2	45,2	620,2
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	671,0 ²	855,3	1130,3	1106,4	1056,4
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	654,4 ³	107,0	220,0	0,0	0,0
Недоиспользование мощности ВЭС и ПЭС на расчетный максимум	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сальдо перетоков мощности внутри РФ: ПОЛУЧЕНИЕ (+)/ПЕРЕДАЧА (-)		-1760,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие потребности	тыс. кВт	46786,0	57922,7	58677,7	64667,2	71064,2
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс. кВт	8913,0	4581,7	146,7	-95,8	133,2
Фактический резерв	тыс. кВт	8913,0	15339,7	11865,7	12772,2	14139,2
Фактический резерв в % к максимуму	%	24,3	36,0	25,3	24,6	24,8

¹ На отчетный год показано сальдо перетоков мощности с учетом импорта

² Ограничения для отчетного года показаны на час максимума нагрузки

³ Данный показатель на отчетный год показывает изменения мощности, включая вводы и демонтаж, в период с момента прохождения максимума до конца года.

Таблица 2.3.1.4 – Баланс мощности ОЭС Средней Волги на час совмещенного с ЕЭС максимума потребления на 2010—2015—2020—2025—2030 годы

		2010 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
<u>ПОТРЕБНОСТЬ</u>						
Потребление электрической энергии	млн кВт.ч	104988,0	118430,0	130742,0	142626,0	155398,0
Среднегодовой рост потребления электрической энергии за 5 лет	%	-	2,4	2,0	1,8	1,7
Заряд ГАЭС	млн кВт.ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	16285,0	19233,0	20746,0	22493,0	24405,0
Число часов использования максимума	час	6447	6158	6302	6341	6367
Нормируемый резерв мощности	тыс. кВт	-	4193,0	4511,0	4877,0	5278,0
в т.ч. экспорт мощности (справочно)	тыс. кВт	91,0 ¹	0,0	0,0	0,0	0,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	-	21,8	21,7	21,7	21,6
ИТОГО потребность	тыс. кВт	16376,0	23426,0	25257,0	27370,0	29683,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>						
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	26422,2	26310,2	28907,2	29752,5	32070,5
АЭС	тыс. кВт	4072,0	4072,0	5242,0	6412,0	7562,0
ГЭС	тыс. кВт	6785,5	6786,5	6786,5	6786,5	6786,5
ТЭС	тыс. кВт	15564,5	15451,5	16878,5	16553,8	17509,8
ВИЭ	тыс. кВт	0,2	0,2	0,2	0,2	212,2
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	3010,0 ²	2321,5	2427,7	2099,5	2063,5
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	-14,8 ³	0,0	545,0	0,0	0,0
Недоиспользование мощности ВЭС и ПЭС на расчетный максимум	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сальдо перетоков мощности внутри РФ: ПОЛУЧЕНИЕ (+)/ПЕРЕДАЧА (-)		-1227,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие потребности	тыс. кВт	22200,0	23988,7	25934,5	27653,0	30007,0
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс. кВт	5824,0	562,7	677,5	283,0	324,0
Фактический резерв	тыс. кВт	5824,0	4755,7	5188,5	5160,0	5602,0
Фактический резерв в % к максимуму	%	35,8	24,7	25,0	22,9	23,0

¹ На отчетный год показано сальдо перетоков мощности с учетом импорта

² Ограничения для отчетного года показаны на час максимума нагрузки

³ Данный показатель на отчетный год показывает изменения мощности, включая вводы и демонтаж, в период с момента прохождения максимума до конца года.

Таблица 2.3.1.5 – Баланс мощности ОЭС Юга на час совмещенного с ЕЭС максимума потребления на 2010—2015—2020—2025—2030 годы

		2010 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
<u>ПОТРЕБНОСТЬ</u>						
Потребление электрической энергии	млн кВт.ч	82408,0	101118,0	108993,0	123254,0	138801,0
Среднегодовой рост потребления электрической энергии за 5 лет	%	-	4,2	1,5	2,5	2,4
Заряд ГАЭС	млн кВт.ч	0,0	169,0	169,0	169,0	169,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	13620,0	16322,0	17879,0	20110,0	22601,0
Число часов использования максимума	час	6051	6185	6087	6121	6134
Нормируемый резерв мощности	тыс. кВт	-	5105,0	5481,0	6016,0	6615,0
в т.ч. экспорт мощности (справочно)	тыс. кВт	-783 ¹	1035,0	1035,0	1035,0	1035,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	-	31,3	30,7	29,9	29,3
ИТОГО потребность	тыс. кВт	12837,0	21427,0	23360,0	26126,0	29216,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>						
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	17571,2	21549,6	25118,4	27531,7	30937,7
АЭС	тыс. кВт	2000,0	3070,0	4140,0	4140,0	4140,0
ГЭС	тыс. кВт	5365,5	5947,5	5947,5	6364,8	6528,8
ТЭС	тыс. кВт	10013,2	12289,2	14482,0	16178,0	18600,0
ВИЭ	тыс. кВт	192,5	242,9	548,9	848,9	1668,9
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	997,0 ²	1084,1	1103,5	1179,7	1290,7
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	1242,2 ³	40,0	215,0	197,3	0,0
Недоиспользование мощности ВЭС и ПЭС на расчетный максимум	тыс. кВт	0,0	0,0	120,0	120,0	480,0
Запертая мощность	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сальдо перетоков мощности внутри РФ: ПОЛУЧЕНИЕ (+)/ПЕРЕДАЧА (-)	тыс. кВт	252,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие потребности	тыс. кВт	15584,0	20425,5	23679,9	26034,7	29167,0
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс. кВт	2747,0	-1001,5	319,9	-91,3	-49,0
Фактический резерв	тыс. кВт	2747,0	4103,5	5800,9	5924,7	6566,0
Фактический резерв в % к максимуму	%	20,2	25,1	32,4	29,5	29,1

¹ На отчетный год показано сальдо перетоков мощности с учетом импорта

² Ограничения для отчетного года показаны на час максимума нагрузки

³ Данный показатель на отчетный год показывает изменения мощности, включая вводы и демонтаж, в период с момента прохождения максимума до конца года.

Таблица 2.3.1.6 – Баланс мощности ОЭС Урала на час совмещенного с ЕЭС максимума потребления на 2010—2015—2020—2025—2030 годы

		2010 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
<u>ПОТРЕБНОСТЬ</u>						
Потребление электрической энергии	млн кВт.ч	248731,0	273529,0	304362,0	332706,0	358815,0
Среднегодовой рост потребления электрической энергии за 5 лет	%	-	1,9	2,2	1,8	1,5
Заряд ГАЭС	млн кВт.ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	34606,0	39762,0	42931,0	46777,0	50451,0
Число часов использования максимума	час	7188,0	6879	7090	7113	7112
Нормируемый резерв мощности	тыс. кВт	-	9104,0	9758,0	10550,0	11307,0
в т.ч. экспорт мощности (справочно)	тыс. кВт	1481,0 ¹	0,0	0,0	0,0	0,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	-	22,9	22,7	22,6	22,4
ИТОГО потребность	тыс. кВт	36087,0	48866,0	52689,0	57327,0	61758,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>						
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	43285,4	53598,1	54997,5	58247,0	63022,0
АЭС	тыс. кВт	600,0	1480,0	1480,0	3230,0	6780,0
ГЭС	тыс. кВт	1811,4	1811,4	1841,4	2050,2	2050,2
ТЭС	тыс. кВт	40851,7	50284,4	51593,8	52794,5	53579,5
ВИЭ	тыс. кВт	22,3	22,3	82,3	172,3	612,3
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	1062 ²	1067,5	955,8	842,3	854,8
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	582,4 ³	2003,0	307,0	0,0	0,0
Недоиспользование мощности ВЭС и ПЭС на расчетный максимум	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сальдо перетоков мощности внутри РФ: ПОЛУЧЕНИЕ (+)/ПЕРЕДАЧА (-)		1234,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие потребности	тыс. кВт	42875,0	50527,6	53734,7	57404,7	62167,2
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс. кВт	6788,0	1661,6	1045,7	77,7	409,2
Фактический резерв	тыс. кВт	6788,0	10765,6	10803,7	10627,7	11716,2
Фактический резерв в % к максимуму	%	19,6	27,1	25,2	22,7	23,2

¹ На отчетный год показано сальдо перетоков мощности с учетом импорта

² Ограничения для отчетного года показаны на час максимума нагрузки

³ Данный показатель на отчетный год показывает изменения мощности, включая вводы и демонтаж, в период с момента прохождения максимума до конца года.

Таблица 2.3.1.7 – Баланс мощности ОЭС Сибири на час совмещенного с ЕЭС максимума потребления на 2010—2015—2020—2025—2030 годы

		2010 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
<u>ПОТРЕБНОСТЬ</u>						
Потребление электрической энергии	млн кВт.ч	208353,9	238723,0	259860,0	281583,0	304897,0
Среднегодовой рост потребления электрической энергии за 5 лет	%	-	2,8	1,7	1,6	1,6
Заряд ГАЭС	млн кВт.ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	29269,0	33718,0	37580,0	40656,0	44026,0
Число часов использования максимума	час	7119	7080	6915	6926	6925
Нормируемый резерв мощности	тыс. кВт	-	8080,0	8928,0	9602,0	10341,0
в т.ч. экспорт мощности (справочно)	тыс. кВт	-1348,0 ¹	90,0	90,0	90,0	90,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	-	24,0	23,8	23,6	23,5
ИТОГО потребность	тыс. кВт	27921,0	41798,0	46508,0	50258,0	54367,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>						
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	46899,8	52122,3	54894,6	58879,6	63363,2
АЭС	тыс. кВт	0,0	0,0	1198,8	2397,6	2397,6
ГЭС	тыс. кВт	22264,4	25264,1	25264,1	27221,5	27756,1
ТЭС	тыс. кВт	24630,4	26829,2	28302,7	28981,5	32372,5
ВИЭ	тыс. кВт	5,0	29,0	129,0	279,0	837,0
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	10649 ²	10215,9	8403,9	8305,3	8528,8
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	-56,2 ³	120,0	0,0	0,0	0,0
Недоиспользование мощности ВЭС и ПЭС на расчетный максимум	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сальдо перетоков мощности внутри РФ: ПОЛУЧЕНИЕ (+)/ПЕРЕДАЧА (-)	тыс. кВт	267,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие потребности	тыс. кВт	36574,0	41786,4	46490,7	50574,3	54834,4
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс. кВт	8653,0	-11,6	-17,3	316,3	467,4
Фактический резерв	тыс. кВт	8653,0	8068,4	8910,7	9918,3	10808,4
Фактический резерв в % к максимуму	%	29,6	23,9	23,7	24,4	24,6

¹ На отчетный год показано сальдо перетоков мощности с учетом импорта

² Ограничения для отчетного года показаны на час максимума нагрузки

³ Данный показатель на отчетный год показывает изменения мощности, включая вводы и демонтаж, в период с момента прохождения максимума до конца года

Таблица 2.3.1.8 – Баланс мощности ОЭС Сибири на час собственного максимума потребления на 2010—2015—2020—2025—2030 годы

		2010 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
<u>ПОТРЕБНОСТЬ</u>						
Потребление электрической энергии	млн кВт.ч	208353,9	238723,0	259860,0	281583,0	304897,0
Среднегодовой рост потребления электрической энергии за 5 лет	%	-	2,8	1,7	1,6	1,6
Заряд ГАЭС	млн кВт.ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Максимум, совмещенный с ОЭС	тыс.кВт	31744,0	35596,0	39351,0	42572,0	46100,0
Число часов использования максимума	час	6564	6706	6604	6614	6614
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	-	8495,0	9316,0	10022,0	10795,0
в т.ч. экспорт мощности (справочно)	тыс.кВт	-1448,0 ¹	90,0	90,0	90,0	90,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	-	23,9	23,7	23,5	23,4
ИТОГО потребность	тыс.кВт	30296,0	44091,0	48667,0	52594,0	56895,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>						
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	46 899,8	52122,3	54894,6	58879,6	63363,2
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	1198,8	2397,6	2397,6
ГЭС	тыс.кВт	22264,4	25264,1	25264,1	27221,5	27756,1
ТЭС	тыс.кВт	24630,4	26829,2	28302,7	28981,5	32372,5
ВИЭ	тыс.кВт	5,0	29,0	129,0	279,0	837,0
Ограничения мощности на конец года	тыс.кВт	8485,9 ²	10215,9	8403,9	8305,3	8528,8
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	43,0 ³	120,0	0,0	0,0	0,0
Недоиспользование мощности ВЭС и ПЭС на расчетный максимум	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сальдо перетоков мощности внутри РФ: ПОЛУЧЕНИЕ (+)/ПЕРЕДАЧА (-)	тыс.кВт	256,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие потребности	тыс.кВт	38626,9	41786,4	46490,7	50574,3	54834,4
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	8330,9	-2304,6	-2176,3	-2019,7	-2060,6
Фактический резерв	тыс.кВт	8330,9	6190,4	7139,7	8002,3	8734,4
Фактический резерв в % к максимуму	%	26,2	17,4	18,1	18,8	18,9

¹ На отчетный год показано сальдо перетоков мощности с учетом импорта

² Ограничения для отчетного года показаны на час максимума нагрузки

³ Данный показатель на отчетный год показывает изменения мощности, включая вводы и демонтаж, в период с момента прохождения максимума до конца года.

Таблица 2.3.1.9 – Баланс мощности ОЭС Востока на час собственного максимума потребления на 2010—2015—2020—2025—2030 годы

		2010 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
<u>ПОТРЕБНОСТЬ</u>						
Потребление электрической энергии	млн кВт.ч	29904,9	36298,0	40586,0	45439,0	49845,0
Среднегодовой рост потребления электрической энергии за 5 лет	%	-	4,0	2,3	2,3	1,9
Заряд ГАЭС	млн кВт.ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	5214,0	6212,0	6907,0	7725,0	8466,0
Число часов использования максимума	час	5736	5843	5876	5882	5888
Нормируемый резерв мощности	тыс. кВт	-	2180	5333	5513	5676
в т.ч. экспорт мощности (справочно)	тыс. кВт	113,0 ¹	813,0	3813,0	3813,0	3813,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	-	35,1	77,2	71,4	67,0
ИТОГО потребность	тыс. кВт	5327,0	8392,0	12240,0	13238,0	14142,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>						
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	9116,0	10331,5	13709,6	14633,6	15463,6
АЭС	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс. кВт	3340,0	3660,0	3660,0	3860,0	4360,0
ТЭС	тыс. кВт	5776,0	6648,5	9926,6	10612,6	10669,6
ВИЭ	тыс. кВт	0,0	23,0	123,0	161,0	434,0
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	2,3 ²	149,6	704,6	675,6	730,6
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	0,0 ³	0,0	0,0	400,0	0,0
Недоиспользование мощности ВЭС и ПЭС на расчетный максимум	тыс. кВт	0,0	23,0	98,0	98,0	98,0
Запертая мощность	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сальдо перетоков мощности внутри РФ: ПОЛУЧЕНИЕ (+)/ПЕРЕДАЧА (-)		-27,4	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие потребности	тыс. кВт	9086,3	10158,9	12907,0	13460,0	14635,0
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс. кВт	3759,3	1766,9	667,0	222,0	493,0
Фактический резерв	тыс. кВт	3759,3	3946,9	6000	5735	6169
Фактический резерв в % к максимуму	%	72,1	63,5	86,9	74,2	72,9

¹ На отчетный год показано сальдо перетоков мощности с учетом импорта

² Ограничения для отчетного года показаны на час максимума нагрузки

³ Данный показатель на отчетный год показывает изменения мощности, включая вводы и демонтаж, в период с момента прохождения максимума до конца года.

Таблица 2.3.1.10 – Баланс мощности Изолированные энергосистемы Дальнего Востока на час собственного максимума потребления на 2010—2015—2020—2025—2030 годы

		2010 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
<u>ПОТРЕБНОСТЬ</u>						
Потребление электрической энергии	млн кВт.ч	11560,0	13580,0	15054,0	17228,0	20072,0
Среднегодовой рост потребления электрической энергии за 5 лет	%	-	3,1	0,1	0,0	0,0
Заряд ГАЭС	млн кВт.ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	2113,9	2510,0	2774,0	3143,0	3669,0
Число часов использования максимума	час	5469	5410	5427	5481	5471
Нормируемый резерв мощности	тыс. кВт	-	1557,0	1651,0	1597,0	1497,0
в т.ч. экспорт мощности (справочно)	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	-	62,0	59,5	50,8	40,8
ИТОГО потребность	тыс. кВт	2113,9	4067,0	4425,0	4740,0	5166,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>						
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	4511,0	5576,2	5839,5	5846,5	6061,5
АЭС	тыс. кВт	48,0	83,0	82,0	70,0	70,0
ГЭС	тыс. кВт	1857,5	2369,5	2517,5	2517,5	2517,5
ТЭС	тыс. кВт	2508,5	2974,6	3040,9	3059,9	3274,9
ВИЭ	тыс. кВт	97,0	149,1	199,1	199,1	199,1
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	300,9	696,9	402,9	408,9	414,9
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	0,0	70,6	0,0	0,0	0,0
Недоиспользование мощности ВЭС и ПЭС на расчетный максимум	тыс. кВт	0,0	1,1	2,2	2,2	2,2
Запертая мощность	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сальдо перетоков мощности внутри РФ: ПОЛУЧЕНИЕ (+)/ПЕРЕДАЧА (-)		-	-	-	-	-
ИТОГО покрытие потребности	тыс. кВт	4210,1	4807,6	5434,4	5435,4	5644,4
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс. кВт	2096,2	740,6	1009,4	695,4	478,4
Фактический резерв	тыс. кВт	2096,2	2297,6	2660,4	2292,4	1975,4
Фактический резерв в % к максимуму	%	99,2	91,5	95,9	72,9	53,8

¹ На отчетный год показано сальдо перетоков мощности с учетом импорта

² Ограничения для отчетного года показаны на час максимума нагрузки

³ Данный показатель на отчетный год показывает изменения мощности, включая вводы и демонтаж, в период с момента прохождения максимума до конца года.

2.3.2 Характеристика балансов электроэнергии

Прогнозируемый объем внутреннего электропотребления и значение сальдового перетока экспорта-импорта электроэнергии определяют необходимый объем производства электроэнергии.

В зоне централизованного электроснабжения России производство электроэнергии в отчетном 2010 году составило 1000,52 млрд кВт.ч, прирост к предыдущему году составил 5,1%. Согласно прогнозу в 2020 году объем производства электроэнергии должен увеличиться до 1260,64 млрд кВт.ч, при этом среднегодовой прирост показателя за период с 2011 года составляет 2,1%; в 2030 году – до 1521,23 млрд кВт.ч, среднегодовой прирост за период с 2021 года – 1,9%.

Общий прирост необходимого производства электроэнергии в 2020 году по сравнению с отчетным 2010 годом составит 260,12 млрд кВт.ч, в том числе за счет роста экспортной составляющей (сальдо перетока) – на 31,63 млрд кВт.ч (с 15,77 млрд кВт.ч в 2010 году до 47,4 млрд кВт.ч в 2020 году).

К 2030 году за 10-летний период (2021—2030 годы) прирост необходимого объема производства электроэнергии в зоне централизованного электроснабжения России составит 260,59 млрд кВт.ч. Рост экспортной составляющей при этом за данный период оценивается в размере 4,8 млрд кВт.ч (в 2030 году – 52,2 млрд кВт.ч). Таким образом, средние темпы роста необходимого производства электроэнергии в этот период частично снижаются за счет уменьшения роста величины экспорта.

Сводные балансы электроэнергии в зоне централизованного электроснабжения России и в ОЭС на 2015—2020—2025—2030 годы представлены в таблицах 2.3.2.1—2.3.2.11.

Выработка электроэнергии на гидроэлектростанциях учтена среднесноголетней величиной. Для ОЭС Сибири и ОЭС Востока, имеющих в структуре генерирующих мощностей большую долю ГЭС, выполнен также расчет на маловодные условия. Сокращение выработки электроэнергии на ГЭС ОЭС Сибири и ОЭС Востока вследствие маловодных условий требует увеличения выработки на ТЭС. В 2020 году потребность в дополнительной выработке на ТЭС в ОЭС Сибири составляет 9,35 млрд кВт.ч, в ОЭС Востока – 3,25 млрд кВт.ч. В 2030 году

дополнительная потребность в выработке на ТЭС в ОЭС Сибири составляет 11,23 млрд кВт.ч, в ОЭС Востока – 3,61 млрд кВт.ч.

Выработка электроэнергии на атомных электростанциях учтена их базисной загрузкой в течение 7000—7500 часов/год для новых АЭС (порядка 3500 часов/год в первый год эксплуатации). В период до 2017 года при определении выработки электроэнергии на действующих АЭС учтены графики ремонтов энергоблоков и коэффициенты на неплановое снижение мощности, зависящие от типа энергоблока.

Объем производства электроэнергии ВИЭ (возобновляемыми источниками электроэнергии) определен исходя из следующих положений:

- ветровыми электростанциями, БиоТЭС и геотермальными электростанциями – исходя из числа часов использования установленной мощности в течение 1000—2500 часов/год, 4000—5000 часов/год и 5300—6200 часов/год соответственно;
- малыми ГЭС – на основании показателей среднесрочной выработки электроэнергии малых ГЭС – аналогов, действующих или находящихся в стадии проектных разработок и расположенных в конкретных регионах.

Требуемый годовой объем производства электроэнергии на ТЭС для обеспечения баланса электроэнергии в целом в зоне централизованного электроснабжения России составляет 864,4 млрд кВт.ч в 2020 году и увеличивается до 969,0 млрд кВт.ч в 2030 году. При этом годовая загрузка ТЭС характеризуется числом часов использования установленной мощности, которое в целом по зоне централизованного электроснабжения России в период до 2020 года изменяется в диапазоне 4400—4700 часов/год. При этом в ОЭС Северо-Запада число часов использования установленной мощности будет составлять порядка 3500—4300 часов/год, в ОЭС Центра – 3700—4200 часов/год, в ОЭС Юга – 3900—4600 часов/год, в ОЭС Средней Волги – 3900—4800 часов/год, в ОЭС Урала – 5100—5600 часов/год, в ОЭС Сибири – 4800—5400 часов/год и в ОЭС Востока – 3900—4800 часов/год.

В последующий период с ростом потребности в электроэнергии и снижением избытков мощности в балансах энергообъединений загрузка ТЭС увеличится, и число часов использования установленной мощности ТЭС возрастет к 2030 году в целом по зоне централизованного электроснабжения России до 4900 часов/год.

В ОЭС Северо-Запада оно оценивается 4700 часов/год, в ОЭС Центра – 4200 часов/год, в ОЭС Средней Волги – 4500 часов/год, в ОЭС Юга – 4300 часов/год, в ОЭС Урала – 5600 часов/год, в ОЭС Сибири – 5200 часов/год и в ОЭС Востока – 5400 часов/год.

При этом увеличение нормативного резерва мощности за счет учета температурного фактора при прохождении максимума нагрузки приводит к сокращению годовой загрузки ТЭС в 2030 году в целом в зоне централизованного электроснабжения России примерно на 200—250 часов.

Таблица 2.3.2.1 – Баланс электроэнергии в зоне централизованного электроснабжения России на 2010—2015—2020—2025—2030 годы

Наименование	Единицы измерения	Факт 2010 год	ПРОГНОЗ			
			2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
Электропотребление,	млрд кВт.ч	1000,52	1143,79	1260,64	1389,20	1521,23
в том числе заряд ГАЭС	млрд кВт.ч	2,62	4,12	7,12	8,33	9,46
Экспорт	млрд кВт.ч	26,57	24,79	47,90	51,96	52,66
Импорт	млрд кВт.ч	10,80	0,50	0,50	0,50	0,50
Потребность в электроэнергии – итого	млрд кВт.ч	1016,29	1168,08	1308,05	1440,67	1573,40
Производство электроэнергии – всего, в т.ч.:	млрд кВт.ч	1016,29	1168,08	1308,05	1440,67	1573,40
ГЭС, ГАЭС	млрд кВт.ч	162,47	185,03	189,27	199,65	207,32
АЭС	млрд кВт.ч	170,14	226,17	249,70	308,50	374,90
ТЭС	млрд кВт.ч	682,04	754,62	864,43	924,95	968,95
ВИЭ	млрд кВт.ч	1,64	2,26	4,64	7,57	22,23
Установленная мощность – всего, в т.ч.:	тыс. кВт	219249,0	253138,4	271371,5	290859,9	314341,5
ГЭС, ГАЭС	тыс. кВт	46086,3	51358,5	53200,2	56373,7	58092,3
АЭС	тыс. кВт	24314,0	30835,0	35184,8	44536,8	51406,8
ТЭС	тыс. кВт	148428,3	170363,0	181773,6	188058,5	199298,5
ВИЭ	тыс. кВт	420,4	581,9	1212,9	1890,9	5543,9
Число часов использования установленной мощности, в т.ч.:						
АЭС	ч/год	6997	7335	7097	6927	7293
ТЭС	ч/год	4595	4429	4756	4918	4862

Таблица 2.3.2.2 – Баланс электроэнергии ОЭС Северо-Запада на 2010—2015—2020—2025—2030 годы

Наименование	Единицы измерения	Факт 2010 год	ПРОГНОЗ			
			2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
Электропотребление	млрд кВт.ч	92,72	102,61	116,81	128,29	140,20
в том числе заряд ГАЭС	млрд кВт.ч			2,00	3,21	3,21
Экспорт	млрд кВт.ч	12,82	14,60	22,10	24,10	24,10
Импорт	млрд кВт.ч	0,92				
Передача внутри РФ	млрд кВт.ч					
Получение внутри РФ	млрд кВт.ч	3,27				
Потребность в электроэнергии – итого	млрд кВт.ч	101,36	117,21	138,91	152,39	164,30
Производство электроэнергии – всего, в т.ч.:	млрд кВт.ч	101,36	117,21	138,91	152,39	164,30
ГЭС	млрд кВт.ч	12,62	11,97	13,26	14,43	14,43
АЭС	млрд кВт.ч	38,23	50,60	60,40	65,30	68,40
ТЭС	млрд кВт.ч	50,18	54,30	64,90	72,05	77,61
ВИЭ – всего, в т.ч.:	млрд кВт.ч	0,33	0,35	0,35	0,60	3,86
ВЭС	млрд кВт.ч		0,01	0,01	0,14	0,14
ПЭС	млрд кВт.ч		0,02	0,02	0,02	0,02
Малые ГЭС	млрд кВт.ч		0,32	0,32	0,44	0,60
БиоТЭЦ	млрд кВт.ч					3,10
Установленная мощность – всего, в т.ч.:	тыс. кВт	21572,0	24765,5	27876,7	30195,4	31302,4
ГЭС	тыс. кВт	2838,2	2855,7	4054,4	4444,4	4444,4
АЭС	тыс. кВт	5760,0	6936,0	8682,0	10079,6	9349,6
ТЭС	тыс. кВт	12895,6	14883,6	15035,1	15486,2	16548,2
ВИЭ – всего, в т.ч.:	тыс. кВт	78,2	90,2	105,2	185,2	960,2
ВЭС	тыс. кВт	5,1	5,1	5,1	55,1	55,1
ПЭС	тыс. кВт	1,1	13,1	13,1	13,1	13,1
Малые ГЭС	тыс. кВт	72,0	72,0	87,0	117,0	167,0
БиоТЭЦ	тыс. кВт					725,0
Число часов использования установленной мощности, в т.ч.:						
АЭС	ч/год	6637	7295	6957	6478	7316
ТЭС	ч/год	3892	3648	4316	4653	4690
ВИЭ, в т.ч.:						
ВЭС	ч/год		980	980	2468	2468
ПЭС	ч/год		1832	1832	1832	1832
БиоТЭЦ	ч/год					4269

Таблица 2.3.2.3 – Баланс электроэнергии ОЭС Центра на 2010—2015—2020—2025—2030 годы

Наименование	Единицы измерения	Факт 2010 год	ПРОГНОЗ			
			2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
Электропотребление	млрд кВт.ч	221,85	259,50	284,24	318,08	353,21
в том числе заряд ГАЭС	млрд кВт.ч	2,62	3,95	4,95	4,95	6,08
Экспорт	млрд кВт.ч	6,66	3,30	3,30	3,30	3,30
Импорт	млрд кВт.ч					
Потребность в электроэнергии – итого	млрд кВт.ч	236,51	265,80	288,54	321,38	356,51
Производство электроэнергии – всего, в т.ч.:	млрд кВт.ч	236,51	265,80	288,54	321,38	356,51
ГЭС	млрд кВт.ч	3,75	4,39	5,12	5,12	5,93
АЭС	млрд кВт.ч	83,68	110,70	105,10	128,50	152,10
ТЭС	млрд кВт.ч	149,07	150,60	178,22	187,58	195,82
ВИЭ – всего, в т.ч.:	млрд кВт.ч	0,02	0,11	0,11	0,19	2,66
Малые ГЭС	млрд кВт.ч		0,02	0,02	0,10	0,22
БиоТЭЦ	млрд кВт.ч		0,09	0,09	0,09	2,44
Установленная мощность – всего, в т.ч.:	тыс. кВт	49871,4	58885,0	60028,0	65773,6	72120,6
ГЭС	тыс. кВт	1823,8	2663,8	3128,8	3128,8	3648,8
АЭС	тыс. кВт	11834,0	15194,0	14360,0	18207,6	21107,6
ТЭС	тыс. кВт	36188,4	41002,0	42514,0	44392,0	46744,0
ВИЭ – всего, в т.ч.:	тыс. кВт	25,2	25,2	25,2	45,2	620,2
Малые ГЭС	тыс. кВт	4,6	4,6	4,6	24,6	54,6
БиоТЭЦ	тыс. кВт	20,6	20,6	20,6	20,6	565,6
Число часов использования установленной мощности, в т.ч.:						
АЭС	ч/год	7071	7286	7319	7057	7206
ТЭС	ч/год	4119	3673	4192	4226	4189
ВИЭ – всего, в т.ч.:						
БиоТЭЦ	ч/год		4484	4484	4484	4321

Таблица 2.3.2.4 – Баланс электроэнергии ОЭС Средней Волги на 2010—2015—2020—2025—2030 годы

Наименование	Единицы измерения	Факт 2010 год	ПРОГНОЗ			
			2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
Электропотребление	млрд кВт.ч	104,99	118,43	130,74	142,63	155,40
Экспорт в Казахстан	млрд кВт.ч	0,30				
Импорт	млрд кВт.ч					
Передача внутри РФ	млрд кВт.ч	9,73	1,00			
Получение внутри РФ	млрд кВт.ч	5,52	1,00	1,00		
Потребность в электроэнергии – итого	млрд кВт.ч	109,51	118,43	129,74	142,63	155,40
Производство электроэнергии – всего, в т.ч.:	млрд кВт.ч	109,51	118,43	129,74	142,63	155,40
ГЭС	млрд кВт.ч	19,85	20,31	20,31	20,31	20,31
АЭС	млрд кВт.ч	31,72	30,10	33,50	46,60	55,20
ТЭС	млрд кВт.ч	57,94	68,02	75,93	75,72	78,89
ВИЭ – всего, в т.ч.:	млрд кВт.ч					1,00
БиоТЭЦ	млрд кВт.ч					1,00
Установленная мощность – всего, в т.ч.:	тыс. кВт	26422,2	26310,2	28907,2	29752,5	32070,5
ГЭС	тыс. кВт	6785,5	6786,5	6786,5	6786,5	6786,5
АЭС	тыс. кВт	4072,0	4072,0	5242,0	6412,0	7562,0
ТЭС	тыс. кВт	15564,5	15451,5	16878,5	16553,8	17509,8
ВИЭ – всего, в т.ч.:	тыс. кВт	0,2	0,2	0,2	0,2	212,2
ВЭС	тыс. кВт	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
БиоТЭЦ	тыс. кВт					212,0
Число часов использования установленной мощности, в т.ч.:						
АЭС	ч/год	7789	7392	6391	7268	7300
ТЭС	ч/год	3723	4402	4499	4574	4505
ВИЭ – всего, в т.ч.:						
БиоТЭЦ	ч/год					4717

Таблица 2.3.2.5 – Баланс электроэнергии ОЭС Юга на 2010—2015—2020—2025—2030 годы

Наименование	Единицы измерения	Факт 2010 год	ПРОГНОЗ			
			2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
Электропотребление	млрд кВт.ч	82,41	101,12	108,99	123,25	138,80
в том числе заряд ГАЭС	млрд кВт.ч		0,17	0,17	0,17	0,17
Экспорт	млрд кВт.ч	0,08	1,18	1,18	1,18	1,18
Импорт	млрд кВт.ч	3,90				
Передача внутри РФ	млрд кВт.ч	0,64				
Получение внутри РФ	млрд кВт.ч	3,98	3,00			
Потребность в электроэнергии – итого	млрд кВт.ч	75,25	99,30	110,17	124,43	139,98
Производство электроэнергии – всего, в т.ч.:	млрд кВт.ч	75,25	99,30	110,17	124,43	139,98
ГЭС	млрд кВт.ч	18,94	20,75	20,75	21,09	22,12
АЭС	млрд кВт.ч	12,41	23,30	31,20	31,20	31,20
ТЭС	млрд кВт.ч	43,14	54,32	56,19	68,76	80,52
ВИЭ – всего, в т.ч.:	млрд кВт.ч	0,75	0,93	2,03	3,38	6,15
ВЭС	млрд кВт.ч			0,37	0,37	1,47
Малые ГЭС	млрд кВт.ч		0,93	1,66	2,37	3,09
БиоТЭС	млрд кВт.ч				0,65	1,59
Установленная мощность – всего, в т.ч.:	тыс. кВт	17571,2	21549,6	25118,4	27531,7	30937,7
ГЭС	тыс. кВт	5365,5	5947,5	5947,5	6364,8	6528,8
АЭС	тыс. кВт	2000,0	3070,0	4140,0	4140,0	4140,0
ТЭС	тыс. кВт	10013,2	12289,2	14482,0	16178,0	18600,0
ВИЭ – всего, в т.ч.:	тыс. кВт	192,5	242,9	548,9	848,9	1668,9
ВЭС	тыс. кВт	1,0	1,0	151,0	151,0	601,0
Малые ГЭС	тыс. кВт	191,5	241,9	397,9	547,9	697,9
БиоТЭС	тыс. кВт				150,0	370,0
Число часов использования установленной мощности, в т.ч.:						
АЭС	ч/год	6207	7590	7536	7536	7536
ТЭС	ч/год	4308	4420	3880	4250	4329
ВИЭ – всего, в т.ч.:						
ВЭС	ч/год			2437	2437	2449
БиоТЭС	ч/год				4300	4297

Таблица 2.3.2.6 – Баланс электроэнергии ОЭС Урала на 2010—2015—2020—2025—2030 годы

Наименование	Единицы измерения	Факт 2010 год	ПРОГНОЗ			
			2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
Электропотребление	млрд кВт.ч	248,73	273,53	304,36	332,71	358,82
Экспорт	млрд кВт.ч	5,52	0,50	0,50	0,50	0,50
Импорт	млрд кВт.ч		0,50	0,50	0,50	0,50
Передача внутри РФ	млрд кВт.ч	1,97	1,00			
Получение внутри РФ	млрд кВт.ч	5,75				
Потребность в электроэнергии – итого	млрд кВт.ч	250,47	274,53	304,36	332,71	358,82
Производство электроэнергии – всего, в т.ч.:	млрд кВт.ч	250,47	274,53	304,36	332,71	358,82
ГЭС	млрд кВт.ч	4,55	4,91	4,91	5,49	5,49
АЭС	млрд кВт.ч	3,93	11,10	10,70	19,40	50,50
ТЭС	млрд кВт.ч	241,95	258,46	288,54	307,24	300,42
ВИЭ – всего, в т.ч.:	млрд кВт.ч	0,03	0,05	0,20	0,57	2,40
ВЭС	млрд кВт.ч		0,00	0,00	0,00	0,00
Малые ГЭС	млрд кВт.ч		0,05	0,20	0,57	1,11
БиоТЭЦ	млрд кВт.ч					1,29
Установленная мощность – всего, в т.ч.:	тыс. кВт	43285,4	53598,1	54997,5	58247,0	63022,0
ГЭС	тыс. кВт	1811,4	1811,4	1841,4	2050,2	2050,2
АЭС	тыс. кВт	600,0	1480,0	1480,0	3230,0	6780,0
ТЭС	тыс. кВт	40851,7	50284,4	51593,8	52794,5	53579,5
ВИЭ – всего, в т.ч.:	тыс. кВт	22,3	22,3	82,3	172,3	612,3
ВЭС	тыс. кВт	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Малые ГЭС	тыс. кВт	20,1	20,1	80,1	170,1	310,1
БиоТЭЦ	тыс. кВт					300,0
Число часов использования установленной мощности, в т.ч.:						
АЭС	ч/год	6554	7500	7230	6006	7448
ТЭС	ч/год	5923	5140	5593	5820	5607
ВИЭ – всего, в т.ч.:						
ВЭС	ч/год		91	91	91	91
БиоТЭЦ	ч/год					4300

Таблица 2.3.2.7 – Баланс электроэнергии ОЭС Сибири на 2010—2015—2020—2025—2030 годы

Наименование	Единицы измерения	Факт 2010 год	ПРОГНОЗ			
			2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
Электропотребление	млрд кВт.ч	208,35	238,72	259,86	281,58	304,90
Экспорт	млрд кВт.ч	0,19	0,21	0,21	0,21	0,21
Импорт	млрд кВт.ч	5,98				
Передача внутри РФ	млрд кВт.ч					
Получение внутри РФ	млрд кВт.ч	2,02	1,00			
Потребность в электроэнергии – итого	млрд кВт.ч	200,54	237,93	260,07	281,79	305,11
Производство электроэнергии – всего, в т.ч.:	млрд кВт.ч	200,54	237,93	260,07	281,79	305,11
ГЭС	млрд кВт.ч	86,62	104,75	105,69	112,87	116,27
АЭС	млрд кВт.ч			8,50	17,10	17,10
ТЭС	млрд кВт.ч	113,91	133,06	145,27	150,49	167,88
ВИЭ – всего, в т.ч.:	млрд кВт.ч	0,02	0,12	0,61	1,33	3,86
Малые ГЭС	млрд кВт.ч		0,12	0,61	1,33	2,53
БиоТЭЦ	млрд кВт.ч					1,32
Установленная мощность – всего, в т.ч.:	тыс. кВт	46899,8	52122,3	54894,6	58879,6	63363,2
ГЭС	тыс. кВт	22264,4	25264,1	25264,1	27221,5	27756,1
АЭС	тыс. кВт			1198,8	2397,6	2397,6
ТЭС	тыс. кВт	24630,4	26829,2	28302,7	28981,5	32372,5
ВИЭ – всего, в т.ч.:	тыс. кВт	5,0	29,0	129,0	279,0	837,0
Малые ГЭС	тыс. кВт	5,0	29,0	129,0	279,0	529,0
БиоТЭЦ	тыс. кВт					308,0
Число часов использования установленной мощности, в т.ч.:						
АЭС	ч/год			7090	7132	7132
ТЭС	ч/год	4625	4960	5133	5193	5186
ВИЭ – всего, в т.ч.:						
БиоТЭЦ	ч/год					4299

Таблица 2.3.2.8 – Баланс электроэнергии ОЭС Сибири на 2010—2015—2020—2025—2030 годы (маловодный год)

Наименование	Единицы измерения	Факт 2010 год	ПРОГНОЗ			
			2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
Электропотребление	млрд кВт.ч	208,35	238,72	259,86	281,58	304,90
Экспорт	млрд кВт.ч	0,19	0,21	0,21	0,21	0,21
Импорт	млрд кВт.ч	5,98				
Передача внутри РФ	млрд кВт.ч					
Получение внутри РФ	млрд кВт.ч	2,02	1,00			
Потребность в электроэнергии – итого	млрд кВт.ч	200,54	237,93	260,07	281,79	305,11
Производство электроэнергии – всего, в т.ч.:	млрд кВт.ч	200,54	237,93	260,07	281,79	305,11
ГЭС	млрд кВт.ч	86,62	94,91	96,36	102,06	105,06
АЭС	млрд кВт.ч			8,50	17,10	17,10
ТЭС	млрд кВт.ч	113,91	142,92	154,62	161,32	179,11
ВИЭ – всего, в т.ч.:	млрд кВт.ч	0,02	0,10	0,59	1,31	3,84
Малые ГЭС	млрд кВт.ч		0,10	0,59	1,31	2,51
БиоТЭЦ	млрд кВт.ч					1,32
Установленная мощность – всего, в т.ч.:	тыс. кВт	46899,8	52122,3	54894,6	58879,6	63363,2
ГЭС	тыс. кВт	22264,4	25264,1	25264,1	27221,5	27756,1
АЭС	тыс. кВт			1198,8	2397,6	2397,6
ТЭС	тыс. кВт	24630,4	26829,2	28302,7	28981,5	32372,5
ВИЭ – всего, в т.ч.:	тыс. кВт	5,0	29,0	129,0	279,0	837,0
Малые ГЭС	тыс. кВт	5,0	29,0	129,0	279,0	529,0
БиоТЭЦ	тыс. кВт					308,0
Число часов использования установленной мощности, в т.ч.:						
АЭС	ч/год			7090	7132	7132
ТЭС	ч/год	4625	5327	5463	5566	5533
ВИЭ – всего, в т.ч.:						
БиоТЭЦ	ч/год					4299

Таблица 2.3.2.9 – Баланс электроэнергии ОЭС Востока на 2010—2015—2020—2025—2030 годы

Наименование	Единицы измерения	Факт 2010 год	ПРОГНОЗ			
			2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
Электропотребление	млрд кВт.ч	29,91	36,30	40,59	45,44	49,85
Экспорт в Китай	млрд кВт.ч	0,98	5,00	20,61	22,67	23,37
Импорт	млрд кВт.ч					
Передача внутри РФ	млрд кВт.ч	0,20			0,20	1,20
Получение внутри РФ	млрд кВт.ч					
Потребность в электроэнергии – итого	млрд кВт.ч	31,09	41,30	61,20	68,31	74,42
Производство электроэнергии – всего, в т.ч.:	млрд кВт.ч	31,09	41,30	61,20	68,31	74,42
ГЭС	млрд кВт.ч	11,46	12,22	13,17	13,82	15,98
АЭС	млрд кВт.ч					
ТЭС	млрд кВт.ч	19,63	29,02	47,71	54,02	57,16
ВИЭ – всего, в т.ч.:	млрд кВт.ч		0,06	0,32	0,48	1,28
ВЭС	млрд кВт.ч		0,06	0,32	0,32	0,32
Малые ГЭС	млрд кВт.ч				0,10	0,70
БиоТЭЦ	млрд кВт.ч				0,06	0,26
Установленная мощность – всего, в т.ч.:	тыс. кВт	9116,0	10331,5	13709,6	14633,6	15463,6
ГЭС	тыс. кВт	3340,0	3660,0	3660,0	3860,0	4360,0
АЭС	тыс. кВт					
ТЭС	тыс. кВт	5776,0	6648,5	9926,6	10612,6	10669,6
ВИЭ – всего, в т.ч.:	тыс. кВт		23,0	123,0	161,0	434,0
ВЭС	тыс. кВт		23,0	123,0	123,0	123,0
Малые ГЭС	тыс. кВт				25,0	250,0
БиоТЭЦ	тыс. кВт				13,0	61,0
Число часов использования установленной мощности, в т.ч.:						
ТЭС	ч/год	3398	4365	4806	5090	5358
ВИЭ – всего, в т.ч.:						
БиоТЭЦ	ч/год				4308	4295

Таблица 2.3.2.10 – Баланс электроэнергии ОЭС Востока на 2010—2015—2020—2025—2030 годы (маловодный год)

Наименование	Единицы измерения	Факт 2010 год	ПРОГНОЗ			
			2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
Электропотребление	млрд кВт.ч	29,91	36,30	40,59	45,44	49,85
Экспорт в Китай	млрд кВт.ч	0,98	5,00	20,61	22,67	23,37
Импорт	млрд кВт.ч					
Передача внутри РФ	млрд кВт.ч	0,20			0,20	1,20
Получение внутри РФ	млрд кВт.ч					
Потребность в электроэнергии – итого	млрд кВт.ч	31,09	41,30	61,20	68,31	74,42
Производство электроэнергии – всего, в т.ч.:	млрд кВт.ч	31,09	41,30	61,20	68,31	74,42
ГЭС	млрд кВт.ч	11,46	9,12	9,92	10,47	12,37
АЭС	млрд кВт.ч					
ТЭС	млрд кВт.ч	19,63	32,12	50,96	57,37	60,77
ВИЭ – всего, в т.ч.:	млрд кВт.ч		0,06	0,32	0,48	1,28
ВЭС	млрд кВт.ч		0,06	0,32	0,32	0,32
Малые ГЭС	млрд кВт.ч				0,10	0,70
БиоТЭЦ	млрд кВт.ч				0,06	0,26
Установленная мощность – всего, в т.ч.:	тыс. кВт	9116,0	10331,5	13709,6	14633,6	15463,6
ГЭС	тыс. кВт	3340,0	3660,0	3660,0	3860,0	4360,0
АЭС	тыс. кВт					
ТЭС	тыс. кВт	5776,0	6648,5	9926,6	10612,6	10669,6
ВИЭ – всего, в т.ч.:	тыс. кВт		23,0	123,0	161,0	434,0
ВЭС	тыс. кВт		23,0	123,0	123,0	123,0
Малые ГЭС	тыс. кВт				25,0	250,0
БиоТЭЦ	тыс. кВт				13,0	61,0
Число часов использования установленной мощности, в т.ч.:						
ТЭС	ч/год	3398	4831	5134	5406	5695
ВИЭ – всего, в т.ч.:	ч/год					
БиоТЭЦ	ч/год				4308	4295

Таблица 2.3.2.11 – Баланс электроэнергии ОЭС по Изолированным энергосистемам Дальнего Востока на 2010—2015—2020—2025—2030 годы

Наименование	Единицы измерения	Факт 2010 год	ПРОГНОЗ			
			2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
Электропотребление	млрд кВт.ч	11,56	13,58	15,05	17,23	20,07
Передача внутри РФ	млрд кВт.ч					
Получение внутри РФ	млрд кВт.ч				0,20	1,20
Потребность в электроэнергии – итого	млрд кВт.ч	11,56	13,58	15,05	17,03	18,87
Производство электроэнергии – всего, в т.ч.:	млрд кВт.ч	11,56	13,58	15,05	17,03	18,87
ГЭС	млрд кВт.ч	4,68	5,73	6,06	6,52	6,80
АЭС	млрд кВт.ч	0,17	0,37	0,30	0,40	0,40
ТЭС	млрд кВт.ч	6,22	6,83	7,67	9,09	10,65
ВИЭ – всего, в т.ч.:	млрд кВт.ч	0,50	0,65	1,03	1,03	1,03
ВЭС	млрд кВт.ч		0,00	0,00	0,00	0,00
Малые ГЭС	млрд кВт.ч		0,17	0,17	0,17	0,17
Геотерм	млрд кВт.ч		0,48	0,85	0,85	0,85
Установленная мощность – всего, в т.ч.:	тыс. кВт	4511,0	5576,2	5839,5	5846,5	6061,5
ГЭС	тыс. кВт	1857,5	2369,5	2517,5	2517,5	2517,5
АЭС	тыс. кВт	48,0	83,0	82,0	70,0	70,0
ТЭС	тыс. кВт	2508,5	2974,6	3040,9	3059,9	3274,9
ВИЭ – всего, в т.ч.:	тыс. кВт	97,0	149,1	199,1	199,1	199,1
ВЭС	тыс. кВт	0,8	2,2	2,2	2,2	2,2
Малые ГЭС	тыс. кВт	22,2	57,4	57,4	57,4	57,4
ГеоЭС	тыс. кВт	74,0	89,5	139,5	139,5	139,5
Число часов использования установленной мощности, в т.ч.:						
АЭС	ч/год	3535	4458	3659	5716	5716
ТЭС	ч/год	2480	2298	2523	2969	3252
ВИЭ – всего, в т.ч.:						
ВЭС	ч/год		1500	1500	1500	1500
ГеоЭС	ч/год		5330	6122	6122	6122

2.4 Рекомендации по развитию электросетевых объектов

Развитие электрических сетей должно быть направлено на обеспечение надежного электроснабжения потребителей и выдачи мощности электростанций, устойчивой работы ЕЭС России, а также обеспечение функционирования конкурентного оптового рынка мощности и электроэнергии, то есть создание всем субъектам оптового рынка условий для беспрепятственной поставки на рынок своей продукции при наличии спроса на нее.

2.4.1 Требования к развитию электрической сети напряжением 220 кВ и выше

В основу перспективного развития электрических сетей России должны быть положены следующие основные принципы, определенные Генеральной схемой:

- схема основной электрической сети ЕЭС России должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять ее поэтапное развитие и обеспечить возможность приспособливаться к изменению условий роста нагрузки и развития электростанций;
- схема и параметры распределительных сетей должны обеспечивать надежность электроснабжения, при которой питание потребителей осуществляется без ограничения нагрузки, с соблюдением нормативных требований к качеству электроэнергии при полной схеме сети и при отключении одной ВЛ или трансформатора (принцип “N-1” для потребителей);
- схемы выдачи мощности крупных электростанций в нормальных режимах работы энергосистемы должны обеспечивать возможность выдачи всей располагаемой мощности электростанции без применения устройств противоаварийной автоматики как в полной схеме сети, так и при отключении любой из отходящей линии на всех этапах сооружения электростанции (принцип “N-1”). Для АЭС указанное условие должно выполняться как в нормальных режимах, так и в ремонтных режимах работы энергосистемы (принцип “N-2”);
- электрическая сеть должна обеспечивать всем субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности условия для беспрепятственной поставки на рынок своей продукции на конкурентной основе при наличии спроса на нее; обеспечивать всем субъектам рынка возможность получения продукции с рынка электроэнергии

и мощности в необходимом объеме с требуемой надежностью и нормативными стандартами качества на базе обоснованных цен;

- управляемость основной электрической сети должна обеспечиваться за счет использования устройств FACTS: статических компенсаторов (СТАТКОМ, СТК), управляемых и неуправляемых устройств продольной компенсации (УУПК и УПК), управляемых шунтирующих реакторов (УШР), вставок несинхронной связи (ВНС), в том числе и вставок постоянного тока (ВПТ), электромеханических преобразователей, фазоповоротных устройств (ФПУ) и других;

- схема основной электрической сети должна соответствовать требованиям охраны окружающей среды, главным образом уменьшению площади подлежащих изъятию для нового строительства земельных угодий и общей площади охранных зон линий электропередачи, в которых ограничивается хозяйственная деятельность и пребывание людей.

Балансовые требования к развитию электросетевых объектов

Балансовые требования к развитию электросетевых объектов на период до 2030 года включают:

- минимизацию ограничений на прием и выдачу мощности в отдельных энергосистемах и узлах,

- приведение параметров электросетевых объектов к нормативным требованиям по надежности электроснабжения потребителей;

- снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, обеспечивающих сокращение издержек электросетевых компаний;

- развитие электрических связей между основными энергозонами для обеспечения балансовых перетоков мощности и реализации межсистемных эффектов от совместной работы ОЭС в составе ЕЭС России.

Для минимизации сетевых ограничений на прием и выдачу мощности в отдельных энергозонах и энергоузлах, существующих в настоящее время и возможных в перспективе, необходим своевременный ввод электросетевых объектов, обеспечивающих:

- выдачу «запертой» мощности, если это экономически эффективно (выдачу «запертой» электроэнергии Кольской АЭС, запертой мощности Кольской

и Карельской энергосистем, Печорской ГРЭС, Саяно-Шушенской ГЭС (после ее восстановления), Зейской ГЭС);

- надежное электроснабжение регионов, в которых прогнозируются высокие темпы роста спроса на электроэнергию (г. Москвы и Московской области, г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, Тюменской, Кубанской и Приморской энергосистем и других регионов);

- надежное электроснабжение дефицитных энергоузлов (Котласского энергоузла Архангельской энергосистемы, Карельской энергосистемы, Белгородского энергоузла, Крымско-Новороссийского и Сочинского энергоузлов Кубанской энергосистемы, Казанского района Татарской энергосистемы, Саратовского и Самарского энергоузлов, юга Кузбасской энергосистемы, юга Приморского края и др.);

- приведение схем выдачи мощности атомных электростанций к нормативным требованиям по надежности (Ленинградской, Нововоронежской и Балаковской АЭС).

Для предотвращения появления новых сетевых ограничений в перспективный период необходим своевременный ввод электросетевых объектов, обеспечивающих:

- выдачу мощности новых и расширяемых электростанций, намечаемых к сооружению энергетическими компаниями – генерирующими компаниями, Корпорацией «Росэнергоатом» и независимыми производителями энергии;

- надежное электроснабжение новых потребителей в соответствии с прогнозируемыми темпами спроса на электроэнергию;

- экспортные поставки мощности и электроэнергии в соответствии с прогнозируемыми направлениями и объемами при коммерческой эффективности проектов;

- усиление межсистемных сечений.

Требования к пропускной способности межсистемных электрических связей

Требования к пропускной способности межсистемных электрических связей должны соответствовать Методическим рекомендациям по проектированию развития

энергосистем, утвержденными Минэнерго России приказом от 30.06.2003 № 281 (далее – Методические рекомендации).

Согласно Методическим рекомендациям, пропускная способность системообразующих связей ЕЭС России в сечениях между ОЭС определяется по максимальным перетокам мощности, которые обусловлены балансовыми перетоками мощности между ОЭС и перетоками взаиморезервирования. Балансовые перетоки мощности в рассматриваемый период принимаются равными нулю.

Перетоки взаиморезервирования обусловлены: совмещением максимумов нагрузок рассматриваемых частей энергосистем, сокращением расчетного оперативного резерва энергосистем при их совместной работе в ЕЭС России, несовпадением отклонений нагрузки от прогнозируемого уровня по разным ОЭС, несоответствием ввода мощности крупных энергоблоков на электростанциях с приростом максимума нагрузки ОЭС и др. факторов.

Эти перетоки позволяют без снижения нормативов надежности уменьшить в каждой ОЭС потребность в оперативном резерве по сравнению с тем резервом, который был бы необходим при их изолированной работе. При аварийной ситуации в каждой ОЭС недостающая мощность может поступать по межсистемным электрическим связям из других ОЭС. Для реализации этого межсистемного эффекта основная электрическая сеть ЕЭС России должна иметь дополнительную (по сравнению с балансовыми перетоками) пропускную способность.

В соответствии с методическими рекомендациями пропускная способность межсистемных связей ЕЭС в сечениях между ОЭС не должна быть меньше величины, принимаемой процентом от максимума нагрузки меньшей из рассматриваемых частей ЕЭС России согласно таблице 2.4.1.1.

Таблица 2.4.1.1 – Пропускная способность межсистемных связей

Максимум нагрузки меньшей из частей ЕЭС России, млн кВт	10 и менее	15	20	25	30	35	40	45	50	60
Пропускная способность, %	18,0	13,5	11,0	9,5	8,3	7,5	6,8	6,3	5,8	5,1

Для обеспечения требуемой пропускной способности межсистемных связей в период до 2020 года потребуется дополнительное усиление межсистемного сечения: Центр – Северо-Запад; Средняя Волга – Урал и Урал – Сибирь. Пропускная способность остальных межсистемных сечений ЕЭС России до 2020 года удовлетворяет требованиям без дополнительного усиления.

Выбор и обоснование конкретных ЛЭП (ППТ) для усиления пропускных способностей между ОЭС, в том числе основного транзита Европейская часть страны – Урал – Сибирь, должны выполняться на 7-летний период в Схеме и программе развития ЕЭС России, а на дальнейшую перспективу до 2030 года – в Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики и Прогнозном балансе развития электроэнергетики, а также, при необходимости, в отдельных специализированных работах.

Интеллектуальная активно–адаптивная сеть

В настоящее время разрабатывается новая современная технологическая платформа Единой энергетической системы России – интеллектуальная активно–адаптивная сеть, которая позволит обеспечить надежность связи генерации и потребителей с повышением качества услуг. Сеть ЕНЭС должна развиваться в направлении перехода к активно–адаптивной сети за счет:

- системной установки в сети активных технических средств, дающих эффект при развитии энергосистемы в целом;
- применения новых информационно – технологических систем;
- применения быстродействующих программ для оценки состояния и управления в режиме on-line и off- line, в т.ч. электропотреблением;
- применения адаптивной системы централизованного и местного управления в нормальных и аварийных режимах.

2.4.2 Требования к развитию распределительной сети напряжением 110 кВ и ниже

Распределительная сеть должна обеспечивать надежность электроснабжения, при которой питание потребителей осуществляется без ограничений нагрузки с соблюдением нормативных требований к качеству электроэнергии при нормальной

схеме сети и при отключении одной ВЛ (одной цепи двухцепной ВЛ) или трансформатора с учетом допустимой перегрузки оставшихся в работе.

Развитие распределительных сетей класса напряжения 110 кВ и ниже на период 2011—2030 годы предусматривает выполнение следующих основных задач:

- повышение надежности энергоснабжения потребителей;
- обеспечение выдачи мощности новых генерирующих объектов;
- присоединение новых промышленных, потребителей, электрифицированных участков железных дорог, перекачивающих станций нефтепроводов и газопроводов и коммунально-бытовых потребителей;
- снятие сетевых ограничений при росте нагрузки энергоузлов;
- реконструкцию и техническое перевооружение объектов, исчерпавших физический срок службы оборудования.

3 ИННОВАЦИОННОЕ РАЗВИТИЕ И ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

3.1 Основные цели и задачи инновационного развития и технической политики

Основной целью инновационного развития и технической политики является создание конкурентоспособной экономически эффективной и экологически чистой электроэнергетики, повышение технического уровня генерации и сетей, энергосбережение, применение новейших отечественных и зарубежных технологий, реализация на этой основе отраслевых целевых показателей Генеральной схемы.

Основной задачей в период до 2016-2020 годов является освоение на стадии демонстрационных проектов и подготовка к серийному внедрению на последующих этапах до 2030 года следующих технологий и оборудования во всех секторах электроэнергетики:

В теплоэнергетике:

- отечественных ГТУ в широком диапазоне мощности (65—350 МВт), одновальных и многовальных парогазовых установок на их основе с термическим КПД 60% и выше;
- экологически чистых угольных технологий на основе циркулирующего кипящего слоя и пылевидного сжигания твёрдого топлива в энергоустановках на суперсверхкритические (ССКП) параметры пара с термическим КПД 45 % и выше;
- экологически чистых угольных технологий на основе внутрицикловой (ВЦГ) газификации твёрдого топлива и использования синтез-газа в ПГУ с термическим КПД до 50%;
- мощных мегаваттного класса пилотных батарей топливных элементов на природном и синтез-газе для крупноблочной и децентрализованной энергетики с КИТ до 90 %;
- пилотных систем выделения из уходящих газов, компримирования и захоронения двуокиси углерода.

В теплоснабжении:

- модульных одновальных ПГУ-ТЭЦ мощностью 80—100—170 МВт и удельной выработкой на тепловом потреблении 1200—1500 кВт.ч/Гкал;

- производство в России высокоэффективных газовых турбин MS6001FA фирмы General Electric и реализация масштабной инновационной программы строительства теплофикационных ПГУ на их базе;

- тепловых насосов и типовых технических решений по использованию возобновляемых источников низкопотенциального тепла с коэффициентом преобразования 3—5 в теплоснабжении и холодоснабжении (тригенерация);

- телекоммуникационных IT-систем централизованного технологического управления системами теплоснабжения.

В гидроэнергетике:

- многофункциональных интеллектуальных АСУ ТП и централизованных систем контроля безопасности напорных сооружений ГЭС и каскадов ГЭС, обеспечивающих их работу без постоянного присутствия эксплуатационного персонала;

- экологически чистого силового гидроэнергетического оборудования, систем регулирования и автоматического управления для модернизации и реконструкции действующих ГЭС;

- обратимых гидроагрегатов ГАЭС с переменной скоростью вращения единичной мощностью 250—300 МВт;

- гидроагрегатов для приливных электростанций (ПЭС) и средств их сооружения с помощью наплавных блоков.

В атомной энергетике:

- демонстрационного реактора на быстрых нейтронах со свинцово-висмутовым теплоносителем электрической мощностью 100 МВт;

- демонстрационного реактора на быстрых нейтронах со свинцовым теплоносителем электрической мощностью 300 МВт на базе Белоярской АЭС.

В электрических сетях:

- комплекса нового электросетевого оборудования, формирующего активно-адаптивную сеть;

- системообразующих сетей постоянного тока и оснащённых устройствами векторного регулирования сетей переменного тока;

- интеллектуальных распределительных сетей с использованием цифровых систем противоаварийного управления;

- сетей большой пропускной способности на базе ВТСП кабелей, трансформаторов, синхронных компенсаторов, ограничителей тока, СПИНЭ.

В электротехнической промышленности:

- синхронных турбогенераторов с воздушным и водяным охлаждением большой мощности для ТЭС и АЭС;
- асинхронизированных гидрогенераторов-двигателей для ГАЭС (АСГГД) и асинхронизированных компенсаторов для электрических сетей (АСК);
- генераторов мощностью 1000—5000 кВт для ВЭУ, ПЭС и других электростанций на возобновляемых источниках энергии;
- статических тиристорных компенсаторов (СТК), статических компенсаторов на базе мощных IGBT транзисторов (СТАТКОМ), электромашинных асинхронизированных компенсаторов (АСК) для регулирования (компенсации) реактивной мощности и напряжения;
- управляемых устройств продольной компенсации; фазоповоротных устройств, устройств продольно-поперечного включения для регулирования параметров сети (управление топологией сети);
- ограничителей токов короткого замыкания на базе: высокотемпературных сверхпроводников, силовой электроники, быстродействующих коммутационных устройств с элементом взрывного типа;
- преобразователей рода тока: вставок постоянного тока на основе СТАТКОМов (ВПТН), электромашинных преобразователей частоты (ЭМПЧ);
- нового поколения оборудования на базе ВТСП: трансформаторов, синхронных компенсаторов, кабельных линий большой пропускной способности;
- низко- и высокотемпературных сверхпроводниковых индукционных накопителей энергии (СПИНЭ) для электрических сетей и гарантированно надёжного энергоснабжения ответственных потребителей;
- КРУ на базе полупроводниковых выключателей с управляемой коммутацией и с использованием новых диэлектрических материалов для изоляции и дугогашения;
- проводов с повышенной пропускной способностью и рабочей температурой, низкими коэффициентами линейного расширения и встроенными ВОЛС для ВЛ системообразующих и распределительных электрических сетей;

- силовых полупроводниковых приборов (СПП) на основе нанотехнологий на токи 6—7 кА и напряжения 10—12 кВ, переход на SiC-технологии производства СПП всех назначений.

В области возобновляемых источников энергии:

- полностью автоматизированных автономных и работающих параллельно с системой малых и микроГЭС;
- геотермальных электростанций (ГЕОЭС) на основе бинарного цикла;
- мощных (2—5 МВт) ветроэлектрических установок (ВЭУ),
- ветроэлектрических установок в составе ветродизельных комплексов;
- технологий и оборудования для использования энергии биомассы, отходов производства и потребления.

В результате освоения и внедрения новых технологий должно быть обеспечено достижение следующих основных целевых показателей технического уровня электроэнергетики (таблица 3.1.1).

Таблица 3.1.1 – Целевые показатели технического уровня электроэнергетики

№ п/п	Наименование показателей	1 этап (2010—2015 годы)	2 этап (2016—2020 годы)	3 этап (2021—2030 годы)
1	<i>Эффективность топливоиспользования, наилучший достигнутый термический КПД, %:</i> -ТЭС на газе (ПГУ); -ТЭС на твёрдом топливе; -АЭС;	57 44 32	60 51 34	65 53 36
2	<i>Средний эксплуатационный удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от ТЭС:</i> -г у.т./кВт.ч, (средний КПД, %);	315 (38,7 %)	300 (40,6 %)	270 (45,1%)
3	Потери в электрических сетях, % от отпуска электроэнергии в сеть	до 12	до 10	до 8,0

3.2 Организационное и финансовое обеспечение создания новых технологий

Реализация основных задач и ключевых проблем электроэнергетики осуществляется на основании детальных планов-программ (дорожных карт) разработки и освоения демонстрационных проектов новых технологий в рамках

заданий Генеральной схемы. Демонстрационные установки новых технологий в электроэнергетике представлены в приложении Г.

Важнейшая роль в реализации этих масштабных задач отводится отечественным предприятиям энергомашиностроения, электроаппаратостроения и приборостроения, которые в сжатые сроки должны обновить и расширить собственную производственно-технологическую базу, а также обеспечить необходимый кадровый потенциал.

Для ускорения ликвидации существующего технологического отставания должны быть использованы возможности международного сотрудничества: от приобретения лицензий и организации производства нового оборудования на территории России до полномасштабного участия российских организаций в наиболее важных международных и национальных проектах других стран.

Для обеспечения финансирования разработки головных образцов новой техники необходимы консолидация федерального бюджета и бюджетов субъектов Российской Федерации, средств машиностроительных компаний, выпускающих энергетическое оборудование, прибыли генерирующих и электросетевых компаний, средств отраслевых энергетических фондов, а также привлечение банковских кредитов и участие в пулах иных неэнергетических организаций.

Для организационного обеспечения инновационного развития российской электроэнергетики в 2010—2011 годах сформировались новые инструменты: программы инновационного развития компаний и технологические платформы. Если программы инновационного развития разрабатывались госкомпаниями (или компаниями с ведущим государственным участием), то технологические платформы представляют собой форму частно-государственного партнерства в сфере НИОКР и технологических инноваций, объединяющего академические и прикладные институты, инжиниринговые компании, частные и государственные корпорации. В дополнение к этому в настоящее время формируется еще один механизм инновационного развития, основанный на принципах частно-государственного партнерства, – инновационные кластеры.

Программы инновационного развития

Программы инновационного развития были разработаны энергетическими компаниями с государственным участием – ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС»,

ОАО «Холдинг МРСК», ОАО «РАО ЭС Востока», ОАО «РусГидро»,
ОАО «Иркутскэнерго», ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС».

Программа инновационного развития является документом, описывающим комплекс мероприятий, направленных на разработку и внедрение новых технологий, разработку, производство и вывод на рынок новых инновационных продуктов и услуг, соответствующих мировому уровню. Программы инновационного развития интегрированы в бизнес-стратегию развития компаний и формируются на среднесрочный период с учетом приоритетов государственной научно-технической политики. Основой для разработки данных программ является технологический аудит - независимый, комплексный и документированный анализ, содержащий адекватную оценку существующего технологического уровня компании в сравнении с сопоставимыми компаниями в России и за рубежом, относительно доступных лучших аналогов (в соответствии с мировым уровнем развития науки, техники и технологий).

Программы инновационного развития позволят энергетическим компаниям с государственным участием сконцентрироваться на приоритетных для их развития технологиях, более эффективно осуществлять НИОКР, сформировать современную систему управления инновационной деятельностью и соответствующую инфраструктуру.

Ожидается, что демонстрационные проекты новых технологий будут реализовываться при ведущей роли энергетических компаний с государственным участием.

Технологические платформы

При содействии Минэнерго России в сфере электроэнергетики были сформированы четыре технологические платформы:

- «Интеллектуальная энергетическая система России» (координатор – ФГУ «Российское энергетическое агентство»);
- «Малая распределенная энергетика» (координатор - ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике»);
- «Перспективные технологии возобновляемой энергетики» (координатор – ОАО «РусГидро»);

- «Экологически чистая тепловая энергетика высокой эффективности» (координатор – ОАО «Всероссийский теплотехнический институт»).

Под технологической платформой понимается коммуникационный инструмент, направленный на активизацию усилий по созданию перспективных коммерческих технологий, новых продуктов (услуг), на привлечение дополнительных ресурсов для проведения исследований и разработок на основе участия всех заинтересованных сторон (бизнеса, науки, государства, гражданского общества), совершенствование нормативно-правовой базы в области научно-технологического, инновационного развития. В результате деятельности технологических платформ обеспечивается возможность координации инновационной деятельности различных организаций, проведения совместных исследований и разработок технологий на их доконкурентных стадиях, совместного использования научного и экспериментального лабораторного оборудования, формирования регуляторных и институциональных предпосылок для широкого распространения новых технологий.

Технологическая платформа «Интеллектуальная энергетическая система России» направлена на технологическое и нормативно-правовое обеспечение формирования в России интеллектуальной энергетической системы на базе активно-адаптивной сети. Новая система взглядов, определяющая требования к энергетике будущего, нашла свое отражение в идеологии создания технологической платформы :

- возможность потребителей участвовать в управлении спросом и продавать энергию, выработанную на собственном генерирующем оборудовании;
- увеличение доли возобновляемой и распределенной генерации, работающих в составе ЕЭС России;
- прозрачная система учета и расчета стоимости электроэнергии и сопутствующих инфраструктурных услуг;
- повышение экономической эффективности генерации за счет гибкого управления;
- переход на интеллектуальные технологии контроля, учета и диагностики производственных активов, позволяющих обеспечить их эффективное функционирование и эксплуатацию;

- существенное повышение энергоэффективности на основе внедрения современных информационных технологий и систем управления.

Технологическая платформа «Малая распределенная энергетика» направлена на повышение эффективности систем энергоснабжения за счет размещения объектов генерации малой и средней мощности вблизи потребителей, использования потенциала когенерации и тригенерации, использования местного топлива.

Технологическая платформа организована для решения следующих задач:

- формирование внутреннего спроса на инновационные решения в сфере малой распределенной энергетике;
- создание национальной научно-технологической и производственно-инжиниринговой базы, способной обслуживать масштабное создание систем распределенной энергетике на основе передовых технологий;
- достижение технологического лидерства и конкурентоспособности в выбранных направлениях (технологиях) и развитие деятельности участников платформы на глобальных рынках;
- развитие законодательной и нормативно-правовой базы в целях создания благоприятных условий развития малой распределенной энергетике в России.

В рамках технологической платформы «Перспективные технологии возобновляемой энергетике» будут решаться задачи вовлечения в хозяйственный оборот неиспользуемых в настоящее время возобновляемых и экологических энергетических ресурсов и создания в России производственной базы для создания необходимого для этого оборудования.

Технологическая платформа «Экологически чистая тепловая энергетика высокой эффективности» направлена на достижение предельных уровней эффективности в тепловой энергетике путем вывода из эксплуатации старого низкоэкономического оборудования и замены его перспективными решениями, а также создание в России производственной базы для изготовления современного оборудования.

Финансирование деятельности технологических платформ осуществляется путем привлечения бюджетных средств посредством Государственных программ (ранее ФЦП), а также средств компаний – участников технологических платформ.

Инновационные кластеры

Инновационный кластер – объединение предприятий, поставщиков оборудования, комплектующих, специализированных производственных и сервисных услуг, научно-исследовательских и образовательных организаций, связанных отношениями территориальной близости и функциональной зависимости в сфере производства и реализации товаров и услуг. Инновационные кластеры отличаются от территориально-производственных кластеров наличием мощных научных и образовательных центров, существенно влияющих на инновационные процессы участников кластера.

В настоящее время определяется состав пилотных проектов создания инновационных кластеров. Предполагается, что данные пилотные кластеры получат необходимый уровень государственной поддержки посредством целевых субсидий (трансфертов муниципальным бюджетам) или бюджетных инвестиционных кредитов.

4 ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ И ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Одной из основных задач, стоящих перед электроэнергетикой, является ограничение техногенного воздействия электростанций на окружающую среду.

В связи с этим Генеральной схемой и другими стратегическими и программными документами, определяющими перспективы развития электроэнергетики, в качестве одного из наиболее важных приоритетов развития энергетического комплекса определен переход на путь инновационного и энергоэффективного развития, последовательное ограничение нагрузки топливно-энергетического комплекса на окружающую среду и климат путем снижения выбросов загрязняющих веществ, сброса загрязненных сточных вод, а также эмиссии парниковых газов, сокращение золошлаковых отходов.

Достижение целевых показателей экологической эффективности, предусмотренных этими документами, может быть достигнуто на основе сочетания общесистемных мер и мер технологического характера.

К общесистемным мерам следует отнести:

- учет в нормативных документах электроэнергетики требований меняющегося природоохранного законодательства в части перехода к технологическому нормированию, внедрению методологии НДТ (наилучших доступных технологий), внедрению новых механизмов платы за негативное воздействие;
- развитие нормативно-правовой базы и экономических механизмов, стимулирующих внедрение экологически чистых и энергосберегающих технологий, возобновляемых источников энергии (включая механизмы «белых» и «зеленых» сертификатов, ЦЭИ (целевых экологических инвестиций), рыночных механизмов торговли квотами на выбросы CO₂, SO₂, NO_x, получивших широкое распространение в зарубежных странах;
- ужесточение требований государственного регулирования в сфере охраны окружающей среды и природопользования, в том числе и в электроэнергетической отрасли;
- подготовку документов стратегического планирования воздействия электроэнергетики на окружающую среду, нормативно-методических документов

по учету экологической составляющей в стратегических и инвестиционных планах и программах энергокомпаний;

- развитие систем производственного экологического мониторинга, экологического менеджмента и аудита, совершенствование системы экологической отчетности;

- внедрение механизмов государственно-частного партнерства при внедрении энергосберегающих технологий на предприятиях электроэнергетической отрасли;

- создание вертикально-интегрированной системы управления внедрением технологий в электроэнергетике, направленной на реализацию проектов повышения экологической эффективности;

- разработку предложений по созданию и введению в действие базы данных (реестра НДТ) в сфере повышения экологической эффективности в электроэнергетической отрасли (с учетом мирового опыта использования подобных технологий и имеющегося отечественного опыта в этой области);

- проведение широкой популяризации экологически чистых технологий, обеспечивающих снижение негативного воздействия на окружающую среду в электроэнергетической отрасли.

К технологическим мерам следует отнести:

- проведение комплекса мероприятий по внедрению наилучших доступных технологий (НДТ) производства электрической и тепловой энергии за счет повышения КПД (установки с использованием газотурбинных и парогазовых технологий, угольное оборудование на суперсверхкритические параметры пара), внедрение котлов с ЦКС и т.д.;

- строительство новых блоков на площадках существующих электростанций, не требующее дополнительного отчуждения земель;

- внедрение наилучших доступных технологий на этапах доставки и переработки сырья, которые непосредственно связаны с процессом сжигания;

- модернизация и реконструкция низкоэффективных установок очистки дымовых газов;

- снижение сброса загрязняющих веществ в водные объекты (внедрение проектов по минимизации сброса, строительство очистного оборудования

и внедрение передовых технологий очистки) с целью сохранения водных объектов и биоресурсов (снижение удельного объема использования свежей воды и безвозвратных потерь);

- расширение деятельности по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений (обеспечение режима наполнения и сработки водохранилищ с соблюдением приоритета питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения, а также потребности рыбного хозяйства);

- и другие мероприятия по охране окружающей среды.

Новый этап природоохранной деятельности в энергетике будет проходить в качественно новых условиях:

- экономический кризис затормозил обновление основных производственных фондов ТЭС;

- смена экономической системы, развитие рыночных механизмов способствовали формированию рынка природоохранного оборудования и услуг по экологизации ТЭС с активным участием энергомашиностроительного комплекса. В то же время резко уменьшились инвестиционные возможности развития и технического перевооружения ТЭС;

- реорганизация природоохранных федеральных органов, перераспределение их полномочий привели, в определенной степени, к дезорганизации природоохранной деятельности в ряде ведущих отраслевых организаций отрасли;

- значительно возросла роль экологических факторов глобального порядка (проблемы сохранения климата планеты, озонового слоя атмосферы, трансграничного переноса выбросов, загрязнения мирового океана).

При планировании инвестиционной деятельности существенные эколого-экономические риски для субъектов электроэнергетики связаны с применением экологических ограничений, которые могут быть приняты Российской Федерацией в рамках подготовки пост-Киотского соглашения. Принятие новых обязательств существенно отразится на экономике угольных ТЭС в будущем и может стать определяющим фактором снижения их конкурентоспособности. Согласно экспертным оценкам, использование технологии улавливания CO₂ на угольных ТЭС

приведёт к снижению их КПД на 8—12 % и увеличению стоимости выработки электроэнергии не менее чем на 30 %.

Для объектов электроэнергетики, расположенных и/или планируемых к размещению на Европейской территории России (ЕТР), эколого-экономические риски связаны с требованиями ряда международных соглашений и конвенций в области охраны окружающей среды, участницей которых является Российская Федерация. Наиболее важной для отрасли является Конвенция о трансграничном загрязнении воздуха на большие расстояния. Природоохранные требования по выбросам загрязняющих веществ (ЗВ), содержащиеся в ряде Протоколов к указанной конвенции, являются более жесткими, чем аналогичные, принятые в нашей стране. В настоящее время истекает срок применения требований некоторых протоколов и рассматривается вопрос модификации Конвенции и Протоколов к ней, в которых оговорены специальные районы регулирования выбросов загрязнителей (РРВЗ).

При формировании портфеля инвестиционных проектов энергокомпаний актуальным является заблаговременный учёт намечаемых существенных изменений в природоохранном законодательстве страны. В ближайшие годы предусматривается переход на новые принципы разработки нормативов допустимого воздействия на окружающую среду, внедрение экономических механизмов стимулирования хозяйствующих субъектов, применяющих энергосберегающие и экологически чистые технологии, введение с 2016 года системы нормирования на основе наилучших доступных технологий (НДТ) и многократное увеличение размера платежей за сверхнормативные выбросы/сбросы и размещение отходов.

Энергокомпаниям электроэнергетики, имеющим в своем составе угольную генерацию, в среднесрочной и долгосрочной перспективе серьезное внимание необходимо уделить проблеме образования и накопления золошлаковых отходов (ЗШО). В настоящее время в золошлакоотвалах угольных электростанций их накоплено порядка 1,5 млрд т. Увеличение использования угля на электростанциях, а, следовательно, увеличение выхода золы и шлака, приведут к обострению проблемы их размещения и хранения. Если не будут применены эффективные меры по использованию ЗШО – объем их накопления к 2030 году составит величину порядка 2,0 млрд т. В этом случае золошлаковые отвалы большинства

электростанций будут переполнены, а землеотвод для их расширения в ряде случаев будет невозможен (или это потребует значительных капитальных затрат). В результате для электростанций с заполненными/переполненными золошлакоотвалами создаются риски ограничения мощности/вывода их из энергетического баланса.

В то же время, ЗШО являются качественным и дешёвым минеральным сырьем, крупными потребителями которого на товарном рынке в России могут являться: строительная индустрия и промышленность строительных материалов, отрасль дорожного строительства и другие секторы и сферы экономики страны. Это подтверждается зарубежными данными (в Германии, например, уровень использования ЗШО составляет 100 % и на практике реализуется принцип – «угольная электростанция без золошлакоотвала»).

Для расширения использования ЗШО угольных электростанций:

- депутатами Госдумы Российской Федерации Туголуковым Е.А. (Председатель Комитета по природным ресурсам, природопользованию и экологии) и Липатовым Ю.А. (Председатель Комитета по энергетике) внесен проект Федерального закона «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в целях улучшения использования золошлаковых отходов» (законопроект от 06.12.2010 № 466482-5);

- Федеральным дорожным агентством (Росавтодором) рассматриваются предложения по использованию ЗШО электростанций в дорожном строительстве (в настоящее время Росавтодор предусматривает актуализацию нормативных документов по применению ЗШО в дорожном строительстве и реализацию пилотных проектов по использованию ЗШО при строительстве дорог с привлечением органов управления дорожным хозяйством (ОУДХ) Росавтодора).

По действующим объектам тепловой генерации рекомендуется:

- вывод из эксплуатации физически изношенного и морально устаревшего оборудования электростанций, включая демонтаж котельных установок с пониженными параметрами (9 МПа/510 °С и 2,9 МПа/420 °С) и сданных в эксплуатацию еще в 50—е годы прошлого века;

- для котлов, которые еще длительное время будут работать на твердом и газомазутном топливе – внедрение следующих технологических природоохранных мер:

- малотоксичных горелок;
- двух- и/или трехступенчатого сжигания топлива;
- предварительного подогрева угольной пыли;
- рециркуляции дымовых газов в топку котла;
- комбинации указанных методов;
- природоохранного газоочистного оборудования (серо- и азотоочистные установки, высокоэффективные золоуловители;
- передовых технологий обработки воды;
- переработки золошлаков в товарные продукты для их использования в других отраслях;
- мероприятий для снижения выбросов NOx в атмосферу;

- при использовании на блоках единичной мощностью 300—500 МВт каменных углей Кузнецкого бассейна для уменьшения образования NOx – применение малотоксичных горелок и ступенчатое сжигание топлива. Сочетание этих мероприятий способно обеспечить концентрацию NOx менее 350 мг/куб.м и удовлетворить нормы на вновь вводимое оборудование ТЭС;

- при сжигании малореакционных топлив (АШ и кузнецкий «тощий») в котлах с жидким шлакоудалением, при наличии на электростанциях природного газа – внедрение трехступенчатого сжигания с восстановлением NOx в верхней части топки (ребенинг-процесс);

- кроме этого, на действующих ТЭС рекомендуется предусматривать технологические решения, обеспечивающие достижение ПДК основных загрязнителей и снижение количества загрязненных стоков в водные бассейны, в частности, от химических «промывок» оборудования, нефтесодержащих вод, сточных вод систем гидрозоло- и шлакоудаления и водоподготовительных установок. По водоподготовке прогресс достигается переходом на экологически совершенные мембранные технологии и термообессоливающие в условиях вакуума, применение которых позволяет безреагентно на 95 % решить проблему солевых стоков ТЭС и в значительной мере упростить проблему сточных вод ТЭС в целом.

Для объектов гидроэнергетики необходимо предусматривать:

- модернизацию систем мониторинга состояния напорных гидротехнических сооружений с длительным сроком эксплуатации, оснащение сооружений современной контрольно-измерительной аппаратурой;
- замену устаревшего основного и вспомогательного оборудования на оборудование, отвечающее современным экологическим требованиям и обеспечивающее повышение надежности эксплуатации объектов;
- выбор типов гидротурбинного оборудования и системы его обслуживания должен производиться с учетом исключения (минимизации) возможных протечек масел.

Для объектов электросетевого комплекса рекомендуется:

- вывод из эксплуатации и утилизация оборудования, в котором используется трихлордифенил;
- применение оборудования и энергосберегающих технологий, обеспечивающих снижение потерь электрической энергии, в том числе: трансформаторов с пониженными потерями, компактных линий, оптимизации использования статических компенсаторов реактивной мощности, оптимизации регулирования напряжения, снижение потерь холостого хода путем внедрения средств автоматизации;
- использование на территориях крупных населенных пунктов компактных закрытых распределительных устройств и подстанций наземного и подземного расположения.

Снижение нагрузки электроэнергетической отрасли на окружающую среду становится возможным при внедрении экономических механизмов, стимулирующих хозяйствующих субъектов, применяющих энергосберегающие и экологически чистые технологии. В соответствии с Перечнем поручений Президента Российской Федерации Д.А. Медведева по итогам заседания Государственного Совета Российской Федерации по вопросам экологической политики (9 июня 2011 года, г. Дзержинск), в Госдуму Российской Федерации внесен проект федерального закона

«О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в части совершенствования нормирования воздействия на окружающую среду и введения мер экономического стимулирования хозяйствующих субъектов для внедрения наилучших технологий».

Указанным проектом федерального закона предусмотрено:

- дифференциация предприятий по значимости воздействия на окружающую среду и применения к ним пропорциональных мер государственного регулирования;
- создание основ технологического нормирования, внедрения и регулирования наилучших существующих технологий;
- введение методов экономического стимулирования хозяйствующих субъектов, применяющих наилучшие существующие технологии.

Одновременно законопроектом предлагается ужесточить экономические санкции к хозяйствующим субъектам, осуществляющим свою деятельность с превышением нормативов допустимого воздействия, введя по истечению 3 лет с момента вступления закона в силу коэффициенты к ставкам платы за негативное воздействие 25 и 100 (вместо применяемых в настоящее время 5 и 25).

Указанный законопроект находится в завершающей стадии согласования.

ПРИЛОЖЕНИЯ

**ПРИЛОЖЕНИЕ А ПРОГНОЗ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ПО ТЕРРИТОРИАЛЬНЫМ ЭНЕРГОСИСТЕМАМ НА ПЕРСПЕКТИВУ
ДО 2030 ГОДА**

млрд кВт.ч

	Отчёт	Оценка	Прогноз - Базовый вариант										
	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
ОЭС Северо-Запада	92.723	94.035	96.534	98.783	100.684	102.611	104.980	107.379	110.341	113.862	116.809	128.286	140.199
годовой темп прироста, %	4.40	1.41	2.66	2.33	1.92	1.91	2.31	2.29	2.76	3.19	2.59	1.89	1.79
ОЭС Центра	221.847	225.963	236.115	245.782	252.772	259.496	266.731	273.389	277.060	280.416	284.238	318.082	353.207
годовой темп прироста, %	4.79	1.86	4.49	4.09	2.84	2.66	2.79	2.50	1.34	1.21	1.36	2.28	2.12
ОЭС Средней Волги	104.992	107.830	110.436	113.806	116.327	118.430	120.847	123.342	125.244	127.873	130.742	142.626	155.398
годовой темп прироста, %	5.69	2.70	2.42	3.05	2.22	1.81	2.04	2.06	1.54	2.10	2.24	1.76	1.73
ОЭС Юга	82.408	85.444	89.283	95.197	98.671	101.118	103.854	106.326	107.179	108.034	108.993	123.254	138.801
годовой темп прироста, %	5.52	3.68	4.49	6.62	3.65	2.48	2.71	2.38	0.80	0.80	0.89	2.49	2.40
ОЭС Урала *	248.731	255.220	257.627	263.715	268.747	273.529	278.038	283.056	289.350	296.388	304.362	332.706	358.815
годовой темп прироста, %	3.93	2.61	0.94	2.36	1.91	1.78	1.65	1.80	2.22	2.43	2.69	1.80	1.52
ОЭС Сибири **	208.354	206.461	217.911	224.170	229.278	238.723	246.308	251.518	254.224	256.850	259.860	281.583	304.897
годовой темп прироста, %	3.70	-0.91	5.55	2.87	2.28	4.12	3.18	2.12	1.08	1.03	1.17	1.62	1.60
Энергозона Востока	41.470	42.070	44.397	47.087	48.522	49.878	51.083	52.769	53.888	54.779	55.640	62.667	69.917
годовой темп прироста, %	4.21	1.45	5.53	6.06	3.05	2.79	2.42	3.30	2.12	1.65	1.57	2.41	2.21
РОССИЯ (централизованное электропотребление)	1000.525	1017.023	1052.303	1088.540	1115.001	1143.785	1171.841	1197.779	1217.286	1238.202	1260.644	1389.204	1521.234
годовой темп прироста, %	4.44	1.65	3.47	3.44	2.43	2.58	2.45	2.21	1.63	1.72	1.81	1.96	1.83
Децентрализованные э/у	11.377	11.770	12.229	13.139	14.139	14.989	15.214	15.518	15.768	16.018	18.018	19.746	21.425
годовой темп прироста, %	17.17	3.45	3.90	7.44	7.61	6.01	1.50	2.00	1.61	1.59	12.49	1.85	1.65
НТЭК	9.530	9.484	9.616	9.659	9.702	9.744	9.787	9.830	9.873	9.972	10.072	10.612	11.196
годовой темп прироста, %	1.25	-0.48	1.39	0.45	0.45	0.43	0.44	0.44	0.44	1.00	1.00	1.05	1.08
РОССИЯ	1021.432	1038.277	1074.148	1111.338	1138.842	1168.518	1196.842	1223.127	1242.927	1264.192	1288.734	1419.562	1553.855
годовой темп прироста, %	4.53	1.65	3.45	3.46	2.47	2.61	2.42	2.20	1.62	1.71	1.94	1.95	1.82

*с учетом Сургутнефтегаз с 2009 г.

** без НТЭК

Примечание: здесь и далее годовой темп прироста указан в среднем за период 2021—2025 гг. в 2025 г. и за период 2026—2030 гг. – в 2030 г.

Таблица А.1 – Прогноз электропотребления ОЭС Северо-Запада

млрд кВт.ч

	Отчёт	Оценка	Прогноз - Базовый вариант										
	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
ОЭС Северо-Запада	92.723	94.035	96.534	98.783	100.684	102.611	104.980	107.379	110.341	113.862	116.809	128.286	140.199
годовой темп прироста, %	4.40	1.41	2.66	2.33	1.92	1.91	2.31	2.29	2.76	3.19	2.59	1.89	1.79
Архангельская	7.746	7.727	7.899	8.038	8.180	8.312	8.448	8.588	8.870	9.000	9.150	9.792	10.652
годовой темп прироста, %	2.81	-0.25	2.23	1.76	1.77	1.61	1.64	1.66	3.28	1.47	1.67	1.37	1.70
Калининградская	4.093	4.266	4.296	4.398	4.503	4.611	4.922	5.485	5.790	5.973	6.167	7.399	8.551
годовой темп прироста, %	5.93	4.23	0.70	2.37	2.39	2.40	6.74	11.44	5.56	3.16	3.25	3.71	2.94
Республика Карелия	9.127	9.148	9.414	9.523	9.640	9.763	10.141	10.276	10.281	10.293	10.296	10.889	11.661
годовой темп прироста, %	5.72	0.23	2.91	1.16	1.23	1.28	3.87	1.33	0.05	0.12	0.03	1.13	1.38
Мурманская	13.270	13.347	13.749	13.896	14.013	14.157	14.309	14.468	15.660	16.910	17.596	19.051	20.792
годовой темп прироста, %	1.12	0.58	3.01	1.07	0.84	1.03	1.07	1.11	8.24	7.98	4.06	1.60	1.76
Республика Коми	8.747	8.901	8.929	9.088	9.219	9.352	9.489	9.629	9.820	10.070	10.237	10.970	11.790
годовой темп прироста, %	0.38	1.76	0.31	1.78	1.44	1.44	1.46	1.48	1.98	2.55	1.66	1.39	1.45
Санкт-Петербург и Ленинградская обл.	43.393	44.210	45.583	46.994	48.101	49.273	50.414	51.560	52.483	54.109	55.728	61.964	67.780
годовой темп прироста, %	5.98	1.88	3.11	3.10	2.36	2.44	2.32	2.27	1.79	3.10	2.99	2.14	1.81
Новгородская	4.164	4.241	4.392	4.530	4.671	4.744	4.819	4.896	4.925	4.967	5.064	5.353	5.858
годовой темп прироста, %	6.36	1.85	3.56	3.14	3.11	1.56	1.58	1.60	0.59	0.85	1.95	1.12	1.82
Псковская	2.183	2.195	2.272	2.316	2.357	2.399	2.438	2.477	2.512	2.540	2.571	2.868	3.115
годовой темп прироста, %	4.70	0.55	3.51	1.94	1.77	1.78	1.63	1.60	1.41	1.11	1.22	2.21	1.67

Таблица А.2 – Прогноз электропотребления ОЭС Центра

млрд кВт.ч

	Отчёт	Оценка	Прогноз - Базовый вариант										
	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
ОЭС Центра	221.847	225.963	236.115	245.782	252.772	259.496	266.731	273.389	277.060	280.416	284.238	318.082	353.207
годовой темп прироста, %	4.79	1.86	4.49	4.09	2.84	2.66	2.79	2.50	1.34	1.21	1.36	2.28	2.12
Белгородская область	14.144	14.740	14.815	15.482	15.970	16.350	16.615	16.925	16.981	17.054	17.144	18.427	20.384
годовой темп прироста, %	8.41	4.21	0.51	4.50	3.15	2.38	1.62	1.87	0.33	0.43	0.53	1.45	2.04
Брянская область	4.290	4.343	4.457	4.513	4.565	4.618	4.671	4.725	4.750	4.820	4.871	5.276	5.676
годовой темп прироста, %	5.04	1.24	2.62	1.26	1.15	1.16	1.15	1.16	0.53	1.47	1.06	1.61	1.47
Владимирская область	6.947	7.049	7.900	8.108	8.255	8.372	8.498	8.626	8.639	8.648	8.663	8.758	9.074
годовой темп прироста, %	4.01	1.47	12.07	2.63	1.81	1.42	1.51	1.51	0.15	0.10	0.17	0.22	0.71
Вологодская область	13.606	14.007	13.973	14.222	14.458	14.872	15.886	16.908	16.935	16.982	17.008	18.054	20.417
годовой темп прироста, %	5.77	2.95	-0.24	1.78	1.66	2.86	6.82	6.43	0.16	0.28	0.15	1.20	2.49
Воронежская область	9.651	9.758	10.393	11.078	11.308	11.902	12.392	12.684	12.697	12.707	12.726	13.037	14.240
годовой темп прироста, %	5.80	1.11	6.51	6.59	2.08	5.25	4.12	2.36	0.10	0.08	0.15	0.48	1.78
Ивановская область	3.812	3.748	4.087	4.160	4.219	4.268	4.320	4.373	4.420	4.470	4.542	4.896	5.248
годовой темп прироста, %	2.80	-1.68	9.04	1.79	1.42	1.16	1.22	1.23	1.07	1.13	1.61	1.51	1.40
Калужская область	5.041	5.111	5.845	6.857	7.781	8.412	8.947	9.249	9.343	9.378	9.412	9.987	10.541
годовой темп прироста, %	5.31	1.39	14.36	17.31	13.48	8.11	6.36	3.38	1.02	0.37	0.36	1.19	1.09
Костромская область	3.682	3.757	3.793	3.863	3.913	3.955	4.087	4.170	4.220	4.267	4.293	5.493	6.353
годовой темп прироста, %	3.46	2.04	0.96	1.85	1.29	1.07	3.34	2.03	1.20	1.11	0.61	5.05	2.95
Курская область	7.996	8.170	8.505	8.588	8.673	8.760	8.900	8.992	9.395	9.790	10.211	11.248	12.118
годовой темп прироста, %	3.63	2.18	4.10	0.98	0.99	1.00	1.60	1.03	4.48	4.20	4.30	1.95	1.50
Орловская область	2.694	2.716	2.765	2.791	2.819	2.847	2.876	2.905	3.030	3.180	3.364	3.739	4.108
годовой темп прироста, %	2.47	0.82	1.80	0.94	1.00	0.99	1.02	1.01	4.30	4.95	5.79	2.14	1.90
Рязанская область	6.368	6.370	6.856	7.008	7.193	7.282	7.363	7.447	7.487	7.514	7.529	7.990	8.726
годовой темп прироста, %	5.03	0.03	7.63	2.22	2.64	1.24	1.11	1.14	0.54	0.36	0.20	1.20	1.78
Смоленская область	6.288	6.128	6.644	6.711	6.781	6.853	6.928	7.006	7.080	7.110	7.165	7.732	8.654
годовой темп прироста, %	2.38	-2.54	8.42	1.01	1.04	1.06	1.09	1.13	1.06	0.42	0.77	1.53	2.28
Тамбовская область	3.381	3.472	3.539	3.630	3.696	3.782	3.827	3.872	3.970	4.040	4.099	4.570	5.024
годовой темп прироста, %	6.66	2.69	1.93	2.57	1.82	2.33	1.19	1.18	2.53	1.76	1.46	2.20	1.91
Тверская область	7.676	7.788	8.233	8.574	8.745	8.882	9.024	9.169	9.329	9.476	9.615	10.993	14.345
годовой темп прироста, %	3.98	1.46	5.71	4.14	1.99	1.57	1.60	1.61	1.75	1.58	1.47	2.71	5.47
Тульская область	10.008	10.018	10.549	10.780	10.998	11.228	11.418	11.609	11.708	11.798	11.924	13.828	15.260
годовой темп прироста, %	5.43	0.10	5.30	2.19	2.02	2.09	1.69	1.67	0.85	0.77	1.07	3.01	1.99
Ярославская область	8.133	8.278	8.597	8.776	9.184	9.382	9.588	9.802	9.848	9.879	9.886	10.556	11.096
годовой темп прироста, %	4.66	1.78	3.85	2.08	4.65	2.16	2.20	2.23	0.47	0.31	0.07	1.32	1.00
г. Москва и Московская обл.	97.730	99.611	103.091	108.258	111.516	114.686	118.024	121.280	123.500	125.500	127.909	148.685	165.856
годовой темп прироста, %	3.97	1.92	3.49	5.01	3.01	2.84	2.91	2.76	1.83	1.62	1.92	3.06	2.21

Таблица А.3 – Прогноз электропотребления ОЭС Средней Волги

млрд кВт.ч

	Отчёт	Оценка	Прогноз - Базовый вариант										
	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
ОЭС Средней Волги	104.992	107.830	110.436	113.806	116.327	118.430	120.847	123.342	125.244	127.873	130.742	142.626	155.398
годовой темп прироста, %	5.69	2.70	2.42	3.05	2.22	1.81	2.04	2.06	1.54	2.10	2.24	1.76	1.73
Нижегородская	22.205	22.786	22.712	23.440	24.372	24.918	25.388	25.830	26.391	27.055	27.795	30.402	33.308
годовой темп прироста, %	11.06	2.62	-0.32	3.21	3.98	2.24	1.89	1.74	2.17	2.52	2.74	1.81	1.84
Самарская	23.439	24.031	24.781	25.442	26.044	26.680	27.329	27.969	28.082	28.204	28.420	31.465	34.196
годовой темп прироста, %	4.72	2.53	3.12	2.67	2.37	2.44	2.43	2.34	0.40	0.43	0.77	2.06	1.68
Республика Марий-Эл	3.165	3.219	3.308	3.355	3.400	3.446	3.492	3.538	3.573	3.617	3.667	3.911	4.139
годовой темп прироста, %	13.60	1.71	2.76	1.42	1.34	1.35	1.33	1.32	0.99	1.23	1.38	1.30	1.14
Республика Мордовия	3.047	3.142	3.356	3.408	3.450	3.484	3.520	3.556	3.560	3.564	3.566	3.620	3.849
годовой темп прироста, %	3.71	3.12	6.81	1.55	1.23	0.99	1.03	1.02	0.11	0.11	0.06	0.30	1.23
Пензенская	4.469	4.531	4.814	4.923	5.031	5.153	5.242	5.333	5.408	5.476	5.570	6.250	6.695
годовой темп прироста, %	2.03	1.39	6.25	2.26	2.19	2.42	1.73	1.74	1.41	1.26	1.72	2.33	1.39
Саратовская	12.906	13.402	13.554	14.060	14.195	14.339	14.485	14.635	14.862	15.195	15.572	15.987	16.801
годовой темп прироста, %	4.35	3.84	1.13	3.73	0.96	1.01	1.02	1.04	1.55	2.24	2.48	0.53	1.00
Ульяновская	5.900	6.030	6.109	6.214	6.268	6.326	6.385	6.447	6.518	6.596	6.699	7.211	7.717
годовой темп прироста, %	3.85	2.20	1.31	1.72	0.87	0.93	0.93	0.97	1.10	1.20	1.56	1.48	1.37
Республика Чувашия	5.008	5.301	5.158	5.251	5.313	5.373	5.437	5.505	5.620	5.769	5.885	6.059	6.408
годовой темп прироста, %	4.14	5.85	-2.70	1.80	1.18	1.13	1.19	1.25	2.09	2.65	2.01	0.58	1.13
Республика Татарстан	24.853	25.388	26.644	27.713	28.254	28.711	29.569	30.529	31.230	32.397	33.568	37.721	42.285
годовой темп прироста, %	3.53	2.15	4.95	4.01	1.95	1.62	2.99	3.25	2.30	3.74	3.61	2.36	2.31

Таблица А.4 – Прогноз электропотребления ОЭС Юга

млрд кВт.ч

	Отчёт	Оценка	Прогноз - Базовый вариант										
	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
ОЭС Юга	82.408	85.444	89.283	95.197	98.671	101.118	103.854	106.326	107.179	108.034	108.993	123.254	138.801
годовой темп прироста, %	5.52	3.68	4.49	6.62	3.65	2.48	2.71	2.38	0.80	0.80	0.89	2.49	2.40
Астраханская	4.203	4.315	4.527	4.631	4.706	4.819	4.920	5.029	5.039	5.091	5.133	6.156	6.831
годовой темп прироста, %	5.42	2.66	4.91	2.30	1.62	2.40	2.10	2.22	0.20	1.03	0.82	3.70	2.10
Волгоградская	18.714	19.329	19.615	19.976	20.297	20.568	20.858	21.158	21.400	21.605	21.866	26.784	30.055
годовой темп прироста, %	6.63	3.29	1.48	1.84	1.61	1.34	1.41	1.44	1.14	0.96	1.21	4.14	2.33
Чеченская Республика	2.146	2.287	2.279	2.324	2.371	2.418	2.466	2.515	2.546	2.580	2.621	2.811	3.062
годовой темп прироста, %	2.78	6.57	-0.35	1.97	2.02	1.98	1.99	1.99	1.23	1.34	1.59	1.41	1.73
Республика Дагестан	5.019	5.333	5.237	5.388	5.533	5.695	5.858	6.026	6.073	6.174	6.304	7.446	8.970
годовой темп прироста, %	6.47	6.26	-1.80	2.88	2.69	2.93	2.86	2.87	0.78	1.66	2.11	3.39	3.79
Каб-Балкарская Респ.	1.491	1.541	1.576	1.599	1.624	1.651	1.679	1.711	1.726	1.740	1.757	1.939	2.103
годовой темп прироста, %	1.91	3.35	2.27	1.46	1.56	1.66	1.70	1.91	0.88	0.81	0.98	1.99	1.64
Республика Калмыкия	0.483	0.482	0.679	0.929	0.998	1.003	1.008	1.013	1.017	1.020	1.025	1.034	1.045
годовой темп прироста, %	4.32	-0.21	40.87	36.82	7.43	0.50	0.50	0.50	0.39	0.29	0.49	0.17	0.21
Краснодарский край	20.682	21.642	23.642	27.376	28.925	29.984	31.057	32.076	32.179	32.262	32.304	33.972	37.230
годовой темп прироста, %	5.31	4.64	9.24	15.79	5.66	3.66	3.58	3.28	0.32	0.26	0.13	1.01	1.85
Ростовская	16.651	17.056	17.913	18.709	19.470	19.963	20.716	21.131	21.275	21.443	21.627	24.719	29.168
годовой темп прироста, %	6.40	2.43	5.02	4.44	4.07	2.53	3.77	2.00	0.68	0.79	0.86	2.71	3.37
Республика Сев.Осетия	2.166	2.281	2.279	2.315	2.362	2.400	2.434	2.470	2.507	2.534	2.617	3.103	3.490
годовой темп прироста, %	1.17	5.31	-0.09	1.58	2.03	1.61	1.42	1.48	1.50	1.08	3.28	3.47	2.38
Кар-Черкесская Респ.	1.232	1.283	1.273	1.299	1.497	1.528	1.563	1.600	1.601	1.601	1.601	1.696	1.811
годовой темп прироста, %	3.97	4.14	-0.78	2.04	15.24	2.07	2.29	2.37	0.06	0.00	0.00	1.16	1.32
Ставропольский край	9.068	9.299	9.652	10.017	10.231	10.408	10.589	10.864	11.070	11.230	11.381	12.810	14.162
годовой темп прироста, %	4.39	2.55	3.80	3.78	2.14	1.73	1.74	2.60	1.90	1.45	1.34	2.39	2.03
Республика Ингушетия	0.553	0.596	0.611	0.634	0.657	0.681	0.706	0.733	0.746	0.754	0.757	0.784	0.874
годовой темп прироста, %	4.14	7.78	2.52	3.76	3.63	3.65	3.67	3.82	1.77	1.07	0.40	0.70	2.20

Таблица А.5 – Прогноз электропотребления ОЭС Урала

млрд кВт.ч

	Отчёт	Оценка	Прогноз - Базовый вариант										
	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
ОЭС Урала	248.731	255.220	257.627	263.715	268.747	273.529	278.038	283.056	289.350	296.388	304.362	332.706	358.815
годовой темп прироста, %	3.93	2.61	0.94	2.36	1.91	1.78	1.65	1.80	2.22	2.43	2.69	1.80	1.52
Республика Башкортостан	24.162	24.869	25.067	25.768	26.515	26.902	27.289	27.688	27.917	28.037	28.174	29.518	31.855
годовой темп прироста, %	2.37	2.93	0.80	2.80	2.90	1.46	1.44	1.46	0.83	0.43	0.49	0.94	1.54
Кировская	7.280	7.462	7.379	7.462	7.631	7.833	7.922	8.012	8.085	8.170	8.252	8.961	9.836
годовой темп прироста, %	3.38	2.50	-1.11	1.12	2.26	2.65	1.14	1.14	0.91	1.05	1.00	1.66	1.88
Курганская	4.311	4.440	4.430	4.514	4.569	4.610	4.652	4.694	4.824	5.004	5.163	5.635	6.110
годовой темп прироста, %	3.18	2.99	-0.23	1.90	1.22	0.90	0.91	0.90	2.77	3.73	3.18	1.76	1.63
Оренбургская	15.976	16.358	16.545	17.171	17.583	17.841	18.144	18.454	18.471	18.512	18.537	19.548	21.088
годовой темп прироста, %	5.32	2.39	1.14	3.78	2.40	1.47	1.70	1.71	0.09	0.22	0.14	1.07	1.53
Пермский край	22.882	23.596	24.143	25.251	25.654	26.018	26.550	27.040	27.112	27.128	27.144	29.656	32.047
годовой темп прироста, %	4.36	3.12	2.32	4.59	1.60	1.42	2.04	1.85	0.27	0.06	0.06	1.79	1.56
Свердловская	44.714	46.321	46.444	47.781	48.747	50.137	51.185	52.760	55.580	57.664	60.135	67.795	74.801
годовой темп прироста, %	6.28	3.59	0.27	2.88	2.02	2.85	2.09	3.08	5.34	3.75	4.29	2.43	1.99
Удмуртская Республика	8.637	9.060	9.115	9.336	9.580	9.718	9.887	10.060	10.124	10.199	10.285	11.041	11.915
годовой темп прироста, %	3.34	4.90	0.61	2.42	2.61	1.44	1.74	1.75	0.64	0.74	0.84	1.43	1.54
Челябинская	35.048	36.242	36.560	37.495	38.442	39.283	40.168	41.089	41.730	42.291	42.829	47.366	51.573
годовой темп прироста, %	8.45	3.41	0.88	2.56	2.53	2.19	2.25	2.29	1.56	1.34	1.27	2.03	1.72
Тюменская *	85.721	86.872	87.944	88.937	90.026	91.187	92.241	93.259	95.507	99.383	103.843	113.186	119.590
годовой темп прироста, %	1.26	1.34	1.23	1.13	1.22	1.29	1.16	1.10	2.41	4.06	4.49	1.74	1.11

Таблица А.6 – Прогноз электропотребления ОЭС Сибири

млрд кВт.ч

	Отчёт	Оценка	Прогноз - Базовый вариант										
	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
ОЭС Сибири	208.354	206.461	217.911	224.170	229.278	238.723	246.308	251.518	254.224	256.850	259.860	281.583	304.897
годовой темп прироста, %	3.70	-0.91	5.55	2.87	2.28	4.12	3.18	2.12	1.08	1.03	1.17	1.62	1.60
Алтайский край	10.921	10.855	11.288	11.470	11.660	11.858	12.083	12.321	12.680	13.141	13.570	15.684	17.568
годовой темп прироста, %	4.29	-0.60	3.99	1.61	1.66	1.70	1.90	1.97	2.91	3.64	3.26	2.94	2.29
Республика Бурятия	5.490	5.356	5.843	6.077	6.255	6.388	6.578	6.723	6.857	7.157	7.766	9.098	10.534
годовой темп прироста, %	4.91	-2.44	9.09	4.00	2.93	2.13	2.97	2.20	1.99	4.38	8.51	3.22	2.97
Иркутская	54.422	53.556	57.233	59.112	60.231	64.631	67.420	69.192	69.985	70.835	71.934	75.878	80.573
годовой темп прироста, %	3.60	-1.59	6.87	3.28	1.89	7.31	4.32	2.63	1.15	1.21	1.55	1.07	1.21
Красноярский край*	43.261	42.740	45.176	47.193	48.775	51.538	54.043	55.215	55.438	55.468	55.492	58.874	64.111
годовой темп прироста, %	3.17	-1.20	5.70	4.46	3.35	5.66	4.86	2.17	0.40	0.05	0.04	1.19	1.72
Республика Тыва	0.710	0.716	0.765	0.818	0.979	1.095	1.104	1.113	1.137	1.167	1.198	1.463	1.737
годовой темп прироста, %	4.87	0.85	6.84	6.93	19.68	11.85	0.82	0.82	2.16	2.64	2.66	4.08	3.49
Новосибирская	14.949	14.897	15.667	16.157	16.566	16.886	17.213	17.549	17.796	18.012	18.212	19.950	21.713
годовой темп прироста, %	5.00	-0.35	5.17	3.13	2.53	1.93	1.94	1.95	1.41	1.21	1.11	1.84	1.71
Омская	10.392	10.546	10.793	11.073	11.290	11.536	11.868	12.158	12.384	12.571	12.732	14.872	16.466
годовой темп прироста, %	2.04	1.48	2.34	2.59	1.96	2.18	2.88	2.44	1.86	1.51	1.28	3.16	2.06
Томская	9.051	8.952	9.494	9.683	9.935	10.209	10.488	10.778	10.831	10.899	10.987	12.756	14.173
годовой темп прироста, %	3.55	-1.09	6.05	1.99	2.60	2.76	2.73	2.77	0.49	0.63	0.81	3.03	2.13
Забайкальский край (Читинская)	7.569	7.544	7.974	8.057	8.166	8.371	8.495	8.621	9.000	9.220	9.425	10.304	11.122
годовой темп прироста, %	2.04	-0.33	5.70	1.04	1.35	2.51	1.48	1.48	4.40	2.44	2.22	1.80	1.54
Республика Хакасия	17.609	16.866	18.047	18.273	18.549	18.776	19.007	19.223	19.416	19.580	19.690	20.816	21.867
годовой темп прироста, %	0.61	-4.22	7.00	1.25	1.51	1.22	1.23	1.14	1.00	0.84	0.56	1.12	0.99
Кемеровская	33.980	34.433	35.631	36.257	36.872	37.435	38.009	38.625	38.700	38.800	38.854	41.888	45.033
годовой темп прироста, %	6.20	1.33	3.48	1.76	1.70	1.53	1.53	1.62	0.19	0.26	0.14	1.52	1.46

Таблица А.7 – Прогноз электропотребления энергозоны Востока

млрд кВт.ч

	Отчёт	Оценка	Прогноз - Базовый вариант										
	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Энергозона Востока	41.470	42.070	44.397	47.087	48.522	49.878	51.083	52.769	53.888	54.779	55.640	62.667	69.917
годовой темп прироста, %	4.21	1.45	5.53	6.06	3.05	2.79	2.42	3.30	2.12	1.65	1.57	2.41	2.21
Амурская	7.218	7.400	7.542	8.208	8.402	8.552	8.700	8.893	9.133	9.324	9.437	10.023	10.764
годовой темп прироста, %	8.28	2.52	1.92	8.83	2.36	1.79	1.73	2.22	2.70	2.09	1.21	1.21	1.44
Приморский край	12.136	12.434	12.957	13.350	13.533	13.825	14.120	14.963	15.206	15.470	15.718	17.884	19.809
годовой темп прироста, %	5.87	2.46	4.21	3.03	1.37	2.16	2.13	5.97	1.62	1.74	1.60	2.62	2.07
Камчатская	1.595	1.602	1.635	1.696	1.744	1.781	1.824	1.856	1.876	1.894	1.911	2.206	2.595
годовой темп прироста, %	0.25	0.44	2.06	3.73	2.83	2.12	2.41	1.75	1.08	0.96	0.90	2.91	3.30
Магаданская с учётом Чукотки	2.534	2.518	2.750	2.834	3.013	3.169	3.318	3.442	3.491	3.527	3.567	4.088	4.624
годовой темп прироста, %	0.88	-0.63	9.21	3.05	6.32	5.18	4.70	3.74	1.42	1.03	1.13	2.76	2.49
в т.ч Магаданская	2.117	2.117	2.260	2.320	2.475	2.622	2.760	2.870	2.904	2.928	2.950	3.390	3.847
годовой темп прироста, %	1.63	0.00	6.75	2.65	6.68	5.94	5.26	3.99	1.18	0.83	0.75	2.82	2.56
Чукотский АО	0.417	0.401	0.490	0.514	0.538	0.547	0.558	0.572	0.587	0.599	0.617	0.698	0.777
годовой темп прироста, %	-2.80	-3.84	22.19	4.90	4.67	1.67	2.01	2.51	2.62	2.04	3.01	2.50	2.17
Сахалинская	2.581	2.629	2.600	2.633	2.681	2.782	2.899	3.019	3.300	3.310	3.370	3.826	4.333
годовой темп прироста, %	0.00	1.86	-1.10	1.27	1.82	3.77	4.21	4.14	9.31	0.30	1.81	2.57	2.52
Хабаровский край	9.064	9.108	9.754	10.767	11.144	11.498	11.725	11.953	12.105	12.271	12.717	14.329	15.576
годовой темп прироста, %	3.72	0.49	7.09	10.39	3.50	3.18	1.97	1.94	1.27	1.37	3.63	2.42	1.68
Николаевский э/у*	0.242	0.250	0.253	0.257	0.259	0.262	0.266	0.268	0.268	0.268			
годовой темп прироста, %	-2.42	3.31	1.20	1.58	0.78	1.16	1.53	0.75	0.00	0.00			
Респ.Саха (Якутия)	6.100	6.129	6.906	7.342	7.746	8.009	8.231	8.375	8.509	8.715	8.920	10.311	12.216
годовой темп прироста, %	1.73	0.48	12.68	6.31	5.50	3.40	2.77	1.75	1.60	2.42	2.35	2.94	3.45
в т.ч. Южн. Якутия	1.488	1.566	1.630	1.958	2.268	2.423	2.578	2.606	2.633	2.677	2.714	3.203	3.696
годовой темп прироста, %	7.98	5.24	4.09	20.12	15.83	6.83	6.40	1.09	1.04	1.67	1.38	3.37	2.90
изол р-ны Якутии	4.612	4.563	5.276	5.384	5.478	5.586	5.653	5.769	5.876	6.038	6.206	7.108	8.520
годовой темп прироста, %	-0.13	-1.06	15.63	2.05	1.75	1.97	1.20	2.05	1.85	2.76	2.78	2.75	3.69

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ДЕМОНТАЖУ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ
НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ В ЗОНЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
РОССИИ В 2011—2030 ГОДАХ, МВт

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
<u>ОЭС Северо-Запада</u>					
<u>Энергосистема Архангельской области</u>					
<u>Архангельская ТЭЦ</u>	ТГК-2				
1 ПТ-60-130				60,0	
2 ПТ-60-130					60,0
5 Т-110-130				110,0	
6 Т-110-130					110,0
<u>Мезенская ДЭС</u>	Архэнерго РСК				
Агр. дизельных эл.ст.				6,7	
<u>Энергосистема Калининградской области</u>					
<u>Светловская ГРЭС-2</u>	Калининградская ГК				
2 Р-21-90		20,8			
<u>ТЭЦ-5 (Гусевская) Янтарьэнерго</u>	Калининградская ГК				
1 Р-7-29				7,0	
<u>Энергосистема Республики Карелия</u>					
<u>Кривопорожская ГЭС</u>	ТГК-1				
3 г/а пов.-лопаст. верт.			45,0		
<u>Петрозаводская ТЭЦ</u>	ТГК-1				
1 ПТ-60-130				60,0	
<u>Энергосистема Республики Коми</u>					
<u>Печорская ГРЭС</u>	ОГК-3				
2 К-210-130					210,0
<u>Воркутинская ТЭЦ-1</u>	ЗАО "КЭС"				
4 К-7-29		7,0			
<u>Воркутинская ТЭЦ-2</u>	ЗАО "КЭС"				
1 Т-35-90			35,0		
2 К-...-90		28,0			
3 Т-25-90			25,0		
4 Т-25-90			25,0		
5 К-50-90		50,0			
<u>Интинская ТЭЦ</u>	ЗАО "КЭС"				
1 ПР-6-35				6,0	
<u>Сосногорская ТЭЦ</u>	ЗАО "КЭС"				
3 К-55-90			55,0		
4 К-55-90				55,0	
5 К-55-90				55,0	
8 К-110-90				110,0	
<u>Печорские эл.сети</u>	АЭК "Комиэнерго"				
Агр. дизельных эл.ст.				3,7	
<u>Энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области</u>					
<u>Ленинградская АЭС</u>	Росэнергоатом				
1 РБМК-1000			1000,0		
2 РБМК-1000			1000,0		

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
3 РБМК-1000				1000,0	
4 РБМК-1000					1000,0
ГРЭС-19 Киришская	ОГК-6				
1 ПТ-50-130		50,0			
3 ПТ-50-130			50,0		
4 ПТ-60-130			60,0		
6 Р-40-130		40,0			
7 К-300-240				300,0	
8 К-300-240					300,0
9 К-300-240				300,0	
11 К-300-240					300,0
ТЭЦ-8 (Дубровская)	ТГК-1				
1 К-50-90				50,0	
2 К-50-90				50,0	
5 Т-37-90				37,0	
6 К-50-90				50,0	
7 Р-5-90				5,0	
ТЭЦ-14 (Первомайская)	ТГК-1				
1 ПТ-30-90		30,0			
2 ПТ-30-90		30,0			
3 ПТ-...-130		58,0			
4 ПТ-60-130		60,0			
5 Т-...-130		46,0			
7 Т-50-130		50,0			
ТЭЦ-17 Выборгская	ТГК-1				
1 Т-28-90				27,5	
Центральная ТЭЦ (Лен)	ТГК-1				
4 Р-...-29			20,5		
5 Т-23-90			23,0		
7 Т-30-90			30,0		
11 Р-2-29			2,0		
ТЭЦ-15 Автовская	ТГК-1				
1 Т-22-90				22,0	
4 Т-20-90				20,0	
7 Т-...-130			97,0		
ТЭЦ-7 Василеостровская	ТГК-1				
4 ПТ-25-90			25,0		
5 ПТ-60-90		60,0			
ТЭЦ-21 Северная (Ленэнерго)	ТГК-1				
1 Т-100-130					100,0
2 Т-100-130					100,0
3 Т-100-130					100,0
ТЭЦ-22 Южная (г.СПб)	ТГК-1				
1 Т-250-240					250,0
2 Т-250-240					250,0
ТЭЦ-1 Обуховэнерго	Обуховэнерго				
1 П-25-29			25,0		
2 Р-12-35			12,0		
Энергосистема Мурманской области					
Янискоски ГЭС-5	ТГК-1				
1 г/а пов.-лопаст. верт.		15,1			

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
2 г/а пов.-лопаст. верт.			15,1		
<u>Раякоски ГЭС-6</u>	ТГК-1				
1 г/а пов.-лопаст. верт.			14,4		
2 г/а пов.-лопаст. верт.			14,4		
3 г/а пов.-лопаст. верт.			14,4		
<u>Князегубская ГЭС-11</u>	ТГК-1				
4 г/а рад.-осевой			40,0		
<u>Кольская АЭС</u>	Росэнергоатом				
1 ВВЭР-440			440,0		
2 ВВЭР-440			440,0		
3 ВВЭР-440					440,0
4 ВВЭР-440					440,0
<u>Апатитская ТЭЦ</u>	ТГК-1				
2 Т-36-90				36,0	
<u>Мурманская ТЭЦ</u>	ТГК-1				
3 ПР-6-35				6,0	
4 ПР-6-35				6,0	
<u>ОЭС Центра</u>					
<u>Энергосистема Белгородской области</u>					
<u>Губкинская ТЭЦ</u>	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				
1 Р-9-35		9,0			
2 Р-10-35		10,0			
3 Р-10-35		10,0			
4 Р-17-29		17,0			
<u>Энергосистема Брянской области</u>					
<u>Брянская ГРЭС</u>	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				
2 К-28-29		28,0			
4 Р-10-35		10,0			
<u>Клинцовская ТЭЦ</u>	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				
3 Р-6-35		6,0			
4 Р-6-35		6,0			
<u>Энергосистема Владимирской области</u>					
<u>Владимирская ТЭЦ-2</u>	ЗАО "КЭС"				
2 ПТ-55-130		54,5			
<u>Кот. Владимирских ТС</u>	ЗАО "КЭС"				
1 ПР-6-35		6,0			
<u>Энергосистема Вологодской области</u>					
<u>Вологодская ТЭЦ-4</u>	ТГК-2				
1 ПТ-12-35			12,0		
2 ПТ-12-35			12,0		
3 Р-10-35			10,0		
<u>Энергосистема Воронежской области</u>					
<u>Нововоронежская АЭС</u>	Росэнергоатом				
3 ВВЭР-417			417,0		
4 ВВЭР-417			417,0		
<u>Воронежская ТЭЦ-1</u>	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				
3 ПТ-30-90				30,0	
4 ПТ-30-90				30,0	
<u>Воронежская ТЭЦ-2</u>	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
2 ПР-12-35		12,0			
<u>Энергосистема Ивановской области</u>					
<u>Ивановская ТЭЦ-2</u>					
	ЗАО "КЭС"				
1 ПТ-25-90				25,0	
2 ПТ-25-90				25,0	
5 ПТ-60-90		60,0			
<u>Ивановская ТЭЦ-1(кот.)</u>					
	ЗАО "КЭС"				
1 ГТУ-6 (Т)		6,0			
2 ГТУ-6 (Т)		6,0			
<u>Энергосистема Калужской области</u>					
<u>Калужская ТЭЦ-1</u>					
	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				
3 Р-6-35				6,0	
<u>Энергосистема Костромской области</u>					
<u>Костромская ГРЭС</u>					
	ОГК-3				
1 К-300-240				300,0	
2 К-300-240				300,0	
3 К-300-240					300,0
<u>Костромская ТЭЦ-1</u>					
	ТГК-2				
4 П-6-35			6,0		
<u>Энергосистема Курской области</u>					
<u>Курская АЭС</u>					
	Росэнергоатом				
1 РБМК-1000				1000,0	
2 РБМК-1000				1000,0	
3 РБМК-1000					1000,0
4 РБМК-1000					1000,0
<u>Курская ТЭЦ-1</u>					
	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				
2 Т-27-90			27,0		
5 ПТ-50-90			50,0		
<u>Энергосистема Липецкой области</u>					
<u>Елецкая ТЭЦ</u>					
	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				
1 Р-3-35		3,0			
3 ПР-10-35		10,0			
4 Р-5-35		5,0			
<u>Данковская ТЭЦ</u>					
	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				
1 Т-6-35				6,0	
2 Р-4-35				4,0	
<u>Липецкая ТЭЦ-2</u>					
	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				
1 ПТ-135-130				135,0	
2 ПТ-80-130				80,0	
3 ПТ-80-130					80,0
<u>ТЭЦ ОАО "НЛМК"</u>					
	ОАО "Новолип.мет.комб"				
3 Р-12-90			12,0		
4 Т-50-90		50,0			
5 ПТ-60-90		60,0			
6 ПТ-60-90			60,0		
<u>Энергосистема г.Москвы и Московской области</u>					
<u>ГРЭС-5 Шатурская</u>					
	Э.ОН Россия (ОГК-4)				
1 К-200-130				200,0	
2 К-200-130				200,0	

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
3 К-200-130				200,0	
4 К-210-130					210,0
5 К-210-130					210,0
ГРЭС-4 Каширская	ОГК-1				
4 К-300-240				300,0	
5 К-300-240					300,0
ТЭЦ-22 Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)				
1 ПТ-60-130					60,0
ТЭЦ-20 Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)				
4 ПТ-35-90				35,0	
6 Т-110-130					110,0
ТЭЦ-21 Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)				
1 Т-110-130					110,0
2 Т-110-130					110,0
10 Т-110-130				110,0	
ТЭЦ-23 Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)				
5 Т-250-240					250,0
ТЭЦ-12 с филиалом (ТЭЦ-7) Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)				
1 Р-6-29		6,0			
2 Р-6-29		6,0			
3 Р-6-35		6,0			
5 ПТ-60-130				60,0	
6 ПТ-60-130					60,0
8 ПТ-80-130					80,0
9 ПТ-90-130					90,0
ТЭЦ-16 Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)				
5 ПТ-60-130					60,0
ТЭЦ-11 Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)				
9 ПТ-80-130					80,0
ТЭЦ-9 Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)				
4 ПТ-60-130				60,0	
5 ПТ-70-130				70,0	
ТЭЦ-8 филиал ТЭЦ-9 Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)				
5 Р-25-130				25,0	
6 Т-105-130				105,0	
7 Т-110-130				110,0	
ТЭЦ-6 Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)				
4 Р-6-29				6,0	
ГЭС-1 им.Смидовича	Мосэнерго (ТГК-3)				
7 Р-10-35		10,0			
ТЭЦ-25 Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)				
3 Т-250-240				250,0	
4 Т-250-240				250,0	
5 Т-250-240				250,0	
ТЭЦ-26 Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)				
1 ПТ-90-130				90,0	
2 ПТ-80-130				80,0	
3 Т-250-240				250,0	
4 Т-250-240					250,0
5 Т-250-240					250,0
6 Т-250-240					250,0

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
Энергосистема Орловской области					
Орловская ТЭЦ	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				
5 Т-110-130					110,0
6 Т-110-130					110,0
Ливенская ТЭЦ	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				
1 К-6-35				6,0	
2 Т-6-35				6,0	
Энергосистема Рязанской области					
Рязанская ГРЭС	ОГК-6				
5 К-800-240				800,0	
6 К-800-240				800,0	
Дягилевская ТЭЦ	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				
3 ПТ-60-130					60,0
4 Т-50-130				50,0	
Энергосистема Смоленской области					
Смоленская АЭС	Росэнергоатом				
1 РБМК-1000					1000,0
2 РБМК-1000					1000,0
Смоленская ГРЭС	Э.ОН Россия (ОГК-4)				
1 К-210-130					210,0
2 К-210-130					210,0
3 К-210-130					210,0
Дорогобужская ТЭЦ	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				
1 Р-18-90			18,0		
2 Т-...-90			38,0		
Смоленская ТЭЦ-2	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				
3 Т-110-130				110,0	
Энергосистема Тамбовской области					
Тамбовская ТЭЦ	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				
5 ПТ-40-90				40,0	
6 ПТ-25-90				25,0	
8 Т-110-130				110,0	
Энергосистема Тверской области					
Конаковская ГРЭС	Энел ОГК-5				
6 К-300-240				300,0	
Энергосистема Тульской области					
ГРЭС Черепетская	ОГК-3				
1 К-140-130			140,0		
2 К-140-130			140,0		
3 К-140-130			140,0		
ГРЭС Щекинская	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				
11 К-200-130				200,0	
12 К-200-130				200,0	
ГРЭС Новомосковская	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				
5 Т-90-90				90,0	
6 П-20-29		20,0			
Ефремовская ТЭЦ	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				
4 ПР-25-90					25,0
5 ПР-25-90					25,0
Алексинская ТЭЦ	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
3 Т-50-90			50,0		
4 П-40-90		40,0			
<u>Энергосистема Ярославской области</u>					
<u>Ярославская ТЭЦ-3</u>	ТГК-2				
2 ПТ-50-130					50,0
6 Р-50-130					50,0
<u>Ярославская ТЭЦ-2</u>	ТГК-2				
3 Р-50-130		50,0			
<u>ОЭС Средней Волги</u>					
<u>Энергосистема Республики Мордовия</u>					
<u>Саранская ТЭЦ-2</u>	ЗАО "КЭС"				
3 ПТ-60-90		60,0			
<u>Энергосистема Нижегородской области</u>					
<u>Нижегородская ГРЭС</u>	ЗАО "КЭС"				
1 Р-32-130			32,0		
2 Р-32-130			32,0		
<u>Дзержинская ТЭЦ</u>	ЗАО "КЭС"				
1 ПТ-60-130				60,0	
6 ПТ-135-130				135,0	
<u>Сормовская ТЭЦ</u>	ЗАО "КЭС"				
3 Т-110-130				110,0	
<u>Новогорьковская ТЭЦ</u>	ЗАО "КЭС"				
1 ПТ-25-90		25,0			
2 ПТ-25-90		25,0			
7 Р-50-130		50,0			
<u>Игумновская ТЭЦ</u>	ЗАО "КЭС"				
5 ПТ-25-90		25,0			
6 ПТ-25-90		25,0			
7 ПТ-25-90		25,0			
<u>Автозаводская ТЭЦ</u>	ООО "Автозаводская ТЭЦ"				
3 Р-25-90		25,0			
4 Т-25-29		25,0			
5 Т-25-90		25,0			
6 Т-25-90		25,0			
<u>Энергосистема Пензенской области</u>					
<u>Пензенская ТЭЦ-1</u>	ЗАО "КЭС"				
3 ПТ-25-90		25,0			
6 ПТ-50-90			50,0		
<u>Кузнецкая ТЭЦ-3 (Пензаэнерго)</u>	ЗАО "КЭС"				
1 Р-4-35		4,0			
<u>Энергосистема Самарской области</u>					
<u>Самарская ГРЭС</u>	ЗАО "КЭС"				
5 Р-25-29			25,0		
<u>Новокуйбышевская ТЭЦ-2</u>	ЗАО "КЭС"				
6 Р-25-130		25,0			
9 Р-...-130		75,0			
10 Р-...-130		75,0			
<u>Тольяттинская ТЭЦ-1</u>	ЗАО "КЭС"				

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
7 Т-100-130			100,0		
8 Т-100-130			100,0		
10 Р-...-130		90,0			
ТЭЦ ВАЗ	ЗАО "КЭС"				
3 Т-105-130				105,0	
4 Т-105-130					105,0
5 Т-105-130					105,0
6 Т-105-130			105,0		
9 ПТ-135-130				135,0	
10 ПТ-135-130					135,0
11 ПТ-...-130					142,0
Сызранская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"				
2 П-12-29		12,0			
3 Р-16-90		16,0			
4 ПР-25-90		25,0			
5 ПР-25-90		25,0			
6 Р-12-90		12,0			
Самарская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"				
2 Т-110-130				110,0	
3 Т-110-130					110,0
5 Р-50-130				50,0	
Новокуйбышевская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"				
1 ПТ-25-90				25,0	
3 Р-22-90		22,0			
4 Т-25-90				25,0	
6 ПТ-25-90				25,0	
Безьянская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"				
1 Р-14-29				13,7	
2 Т-25-29				25,0	
3 Т-25-29				25,0	
5 Т-46-90				46,0	
6 ПТ-25-90				25,0	
7 Т-25-90				25,0	
8 ПР-...-90				24,0	
ТЭЦ ОАО "Куйбышевский НПЗ"	ОАО "НК"Роснефть"				
1 Р-6-35				6,0	
3 ПТ-12-35				12,0	
Энергосистема Саратовской области					
Саратовская ГРЭС	ЗАО "КЭС"				
4 Р-15-35			15,0		
Саратовская ТЭЦ-2	ЗАО "КЭС"				
2 Р-20-90		20,0			
3 ПР-25-90			25,0		
4 ПТ-25-90				25,0	
6 Р-50-130		50,0			
Балаковская ТЭЦ-4	ЗАО "КЭС"				
1 ПТ-50-130				50,0	
2 ПТ-50-130				50,0	
3 Р-50-130		50,0			
4 Т-50-130					50,0
8 Р-50-130		50,0			

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
Энгельская ТЭЦ-3	ЗАО "КЭС"				
1 ПТ-11-35		11,0			
2 ПТ-11-35		11,0			
3 ПТ-50-130				50,0	
5 ПТ-80-130				80,0	
Саратовская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"				
1 ПТ-...-35				9,0	
2 ПТ-...-35				9,0	
3 Р-4-35		4,0			
Саратовская ТЭЦ-5	ЗАО "КЭС"				
1 Т-110-130					110,0
2 Т-110-130					110,0
3 Т-110-130					110,0
Энергосистема Республики Татарстан					
Заинская ГРЭС	Татэнерго				
2 К-200-130			200,0		
3 К-200-130			200,0		
4 К-200-130			200,0		
5 К-200-130			200,0		
6 К-200-130				200,0	
7 К-200-130					200,0
8 К-200-130					200,0
9 К-200-130					200,0
10 К-200-130					200,0
11 К-200-130					200,0
12 К-200-130					200,0
Урусинская ГРЭС	Урусинская ГРЭС				
5 Т-25-90			25,0		
7 К-53-90				53,0	
8 К-53-90				53,0	
Нижекамская ТЭЦ-1	ТГК-16				
5 Т-105-130				105,0	
7 Т-105-130				105,0	
Казанская ТЭЦ-3	ТГК-16				
6 ПТ-135-130					135,0
Казанская ТЭЦ-1	Татэнерго				
5 ПТ-60-130				60,0	
6 ПТ-60-130				60,0	
Набережночелнинская ТЭЦ	Татэнерго				
2 ПТ-60-130				60,0	
3 Т-105-130				105,0	
Нижекамская ТЭЦ-2	ОАО "Татнефть"				
1 ПТ-135-130				135,0	
2 ПТ-135-130				135,0	
4 Р-40-130				40,0	
Энергосистема Ульяновской области					
Ульяновская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"				
6 ПТ-60-130				60,0	
7 Т-105-130				105,0	
8 Т-110-130					110,0

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
Ульяновская ТЭЦ-2	ЗАО "КЭС"				
1 ПТ-...-130					142,0
Энергосистема Республики Чувашия					
Новочебоксарская ТЭЦ-3	ЗАО "КЭС"				
1 ПТ-50-130		50,0			
2 Р-30-130		30,0			
3 Т-50-130				50,0	
5 Т-110-130			110,0		
Чебоксарская ТЭЦ-2	ЗАО "КЭС"				
1 ПТ-135-130					135,0
ОЭС Юга					
Энергосистема Астраханской области					
Астраханская ТЭЦ-2	ОАО "ЛУКОЙЛ"				
1 ПТ-80-130					80,0
2 ПТ-80-130					80,0
3 Т-110-130					110,0
Энергосистема Волгоградской области					
Волгоградская ГРЭС	ОАО "ЛУКОЙЛ"				
1 Т-20-29			20,0		
3 Р-12-90			12,0		
7 Р-22-90			22,0		
8 Р-18-29			18,0		
Волжская ТЭЦ-1	ОАО "ЛУКОЙЛ"				
3 Р-...-130			44,0		
5 Т-...-130			48,0		
Волгоградская ТЭЦ-2	ОАО "ЛУКОЙЛ"				
2 ПТ-25-90			25,0		
3 Р-25-90			25,0		
4 Р-25-90		25,0			
Камышинская ТЭЦ	ОАО "ЛУКОЙЛ"				
1 ПТ-11-35			11,0		
3 ПТ-11-35			11,0		
Волгоградская ТЭЦ-3	ОАО "ЛУКОЙЛ"				
2 ПТ-...-130				106,0	
Энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея					
Краснодарская ТЭЦ	ОАО "ЛУКОЙЛ"				
2 Р-20-90		20,0			
3 Р-22-90		22,0			
5 Т-42-90		42,0			
6 К-150-130					150,0
Туапсе НПС	ОАО "НК"Роснефть"				
1 Р-6-35		6,0			
2 Р-6-35		6,0			
3 П-6-35		6,0			
Энергосистема Ростовской области					
Новочеркасская ГРЭС	ОГК-6				
8 К-...-240		264,0			
Экспериментальная ТЭС Несветай	Экспер. ТЭС Несветай				
5 К-...-90			79,2		

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
<u>Ростовская ТЭЦ-2</u>	ОАО "ЛУКОЙЛ"				
1 ПТ-80-130				80,0	
2 ПТ-80-130					80,0
<u>Волгодонская ТЭЦ-2</u>	ОАО "ЛУКОЙЛ"				
1 ПТ-60-130				60,0	
3 Т-110-130					110,0
<u>Энергосистема Ставропольского края</u>					
<u>Ставропольская ГРЭС</u>	ОГК-2				
1 К-300-240				300,0	
2 К-300-240				300,0	
3 К-300-240				300,0	
5 К-300-240					300,0
6 К-300-240					300,0
7 К-300-240					300,0
<u>Невинномысская ГРЭС</u>	Энел ОГК-5				
5 Р-30-130			30,0		
6 К-150-130				150,0	
7 К-150-130				150,0	
8 К-150-130				150,0	
9 К-150-130				150,0	
10 К-150-130				150,0	
11 К-160-130				160,0	
13 ПГУ-170					170,0
<u>ОЭС Урала</u>					
<u>Энергосистема Республики Башкортостан</u>					
<u>Стерлитамакская ТЭЦ</u>	Башкирэнерго				
1 ПТ-30-90		30,0			
3 ПТ-25-90		25,0			
<u>Уфимская ТЭЦ-4</u>	Башкирэнерго				
1 ПТ-30-90		30,0			
2 ПТ-30-90		30,0			
<u>Салаватская ТЭЦ</u>	Башкирэнерго				
3 ПТ-24-90				24,0	
4 ПТ-20-90				20,0	
7 ПТ-65-90				65,0	
8 Р-6-90				6,0	
<u>Ново-Салаватская ТЭЦ</u>	ООО "Ново-Салав. ТЭЦ"				
1 ПТ-50-130		50,0			
2 Т-50-130		50,0			
3 Р-40-130			40,0		
4 Р-40-130			40,0		
6 ПТ-135-130				135,0	
<u>Уфимская ТЭЦ-2</u>	Башкирэнерго				
3 Р-12-29				12,0	
6 Т-100-130				100,0	
7 Т-110-130				110,0	
<u>Кумертауская ТЭЦ</u>	Башкирэнерго				
1 ПТ-25-90				25,0	
6 ПТ-60-90					60,0

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
Уфимская ТЭЦ-3	Башкирэнерго				
1 Р-10-29				10,0	
2 Р-25-90				25,0	
5 ПТ-30-90				30,0	
Ново-Стерлитамакская ТЭЦ	Башкирэнерго				
3 ПТ-135-130				135,0	
Приуфимская ТЭЦ	Башкирэнерго				
1 ПТ-60-130				60,0	
3 ПТ-80-130					80,0
Уфимская ТЭЦ-1	Башкирэнерго				
3 Р-10-29		10,0			
5 ПР-9-90				9,0	
6 ПР-25-90					25,0
7 ПР-25-90					25,0
Энергосистема Кировской области					
Кировская ТЭЦ-4	ЗАО "КЭС"				
1 ПТ-60-130				60,0	
2 ПТ-60-130		60,0			
3 Т-50-130				50,0	
4 Т-50-130		50,0			
5 Т-50-130		50,0			
6 Т-50-130		50,0			
Кировская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"				
3 Р-5-35				5,3	
Кировская ТЭЦ-3	ЗАО "КЭС"				
3 ПТ-25-90		25,0			
4 Т-25-90		25,0			
5 Т-27-90		27,0			
Энергосистема Курганской области					
Энергосистема Оренбургской области					
Ириклинская ГРЭС	ОГК-1				
1 К-300-240				300,0	
2 К-300-240					300,0
4 К-300-240					300,0
Орская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"				
12 Р-50-130				50,0	
Сакмарская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"				
3 Т-50-130			50,0		
Каргалинская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"				
3 Р-50-130				50,0	
5 Р-50-130				50,0	
6 Р-50-130				50,0	
Энергосистема Пермского края					
Яйвинская ГРЭС	Э.ОН Россия (ОГК-4)				
1 К-150-130			150,0		
2 К-150-130			150,0		
3 К-150-130			150,0		
4 К-150-130				150,0	
Пермская ГРЭС	ОГК-1				
1 К-800-240					800,0

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
2 К-800-240					800,0
3 К-800-240					800,0
Пермская ТЭЦ-9	ЗАО "КЭС"				
3 Р-25-90		25,0			
6 ПТ-65-130				65,0	
Пермская ТЭЦ-14	ЗАО "КЭС"				
1 ПТ-60-130				60,0	
4 ПТ-135-130			135,0		
5 Т-50-130			50,0		
Закамская ТЭЦ-5	ЗАО "КЭС"				
1 ПТ-25-29					25,0
2 Р-15-29		15,0			
Пермская ТЭЦ-6	ЗАО "КЭС"				
2 Т-25-29		24,5			
3 Р-5-35		5,2			
4 Р-4-35		4,0			
5 Т-23-90		23,0			
Березниковская ТЭЦ-10	ЗАО "КЭС"				
2 ПР-12-35		12,0			
3 ПР-6-35		6,0			
4 ПР-6-35		6,0			
5 Р-9-35		9,0			
Пермская ТЭЦ-13	ЗАО "КЭС"				
2 Р-6-35				6,0	
3 Р-12-35					12,0
Березниковская ТЭЦ-2	ЗАО "КЭС"				
3 ПТ-30-29		30,0			
4 Р-12-29		12,0			
6 Р-6-90		6,0			
7 ПТ-50-90		50,0			
Березниковская ТЭЦ-4	ЗАО "КЭС"				
1 Р-10-90		10,0			
3 Р-13-90		12,8			
7 Р-6-90		6,4			
Чайковская ТЭЦ-18	ЗАО "КЭС"				
1 ПТ-60-130		60,0			
ЛЭМ-Энерго	Блок-станции				
Энергосистема Свердловской области					
Белоярская АЭС	Росэнергоатом				
3 БН-600				600,0	
Верхнетагильская ГРЭС	ОГК-1				
9 К-205-130					205,0
10 К-205-130					205,0
11 К-205-130					205,0
Серовская ГРЭС	ОГК-2				
1 К-50-90		50,0			
2 К-50-90		50,0			
4 К-50-90		50,0			
5 Т-88-90			88,0		
6 К-100-90			100,0		
7 К-100-90			100,0		

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
8 К-100-90			100,0		
<u>Среднеуральская ГРЭС</u>	Энел ОГК-5				
1 Р-16-29				16,0	
2 ПР-46-29				46,0	
5 Р-16-29				16,0	
<u>Нижнетуринская ГРЭС</u>	ЗАО "КЭС"				
4 Р-...-130			17,0		
8 КТ-100-90			100,0		
9 КТ-100-90			100,0		
10 КТ-100-90			100,0		
<u>Первоуральская ТЭЦ</u>	ЗАО "КЭС"				
1 ПР-12-35				12,0	
2 Р-6-35				6,0	
3 Р-6-35				6,0	
4 Р-6-35					6,0
5 ПР-6-29					6,0
<u>Свердловская ТЭЦ</u>	ЗАО "КЭС"				
3 ПР-12-29		12,0			
<u>Красногорская ТЭЦ</u>	ЗАО "КЭС"				
1 Р-14-29				14,0	
2 Р-17-29				17,0	
4 Р-14-29				14,0	
5 Р-14-29				14,0	
6 Т-25-29				25,0	
9 Р-17-29				17,0	
10 Р-20-29				20,0	
<u>Богословская ТЭЦ</u>	ЗАО "КЭС"				
1 Р-20-29			20,0		
2 Р-20-29			20,0		
3 Р-10-29			10,0		
6 Т-33-29			33,0		
7 Р-...-29		41,0			
8 Р-6-29			6,0		
10 Р-6-29		5,5			
<u>Ново-Свердловская ТЭЦ</u>	ЗАО "КЭС"				
1 Т-110-130					110,0
2 Т-110-130					110,0
<u>Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО</u>					
<u>Сургутская ГРЭС-1</u>	ОГК-2				
1 К-210-130				210,0	
2 К-210-130				210,0	
3 К-210-130				210,0	
4 К-210-130				210,0	
5 К-210-130				210,0	
6 К-210-130				210,0	
7 К-210-130				210,0	
8 К-210-130				210,0	
9 К-210-130				210,0	
10 К-210-130				210,0	
11 К-210-130				210,0	
12 Т-...-130				178,0	

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
13 К-210-130				210,0	
14 Т-180-130				180,0	
15 Т-180-130				180,0	
16 К-210-130				210,0	
52 П-...-35		12,0			
Сургутская ГРЭС-2	Э.ОН Россия (ОГК-4)				
1 К-800-240				800,0	
2 К-800-240				800,0	
3 К-800-240				800,0	
4 К-800-240					800,0
5 К-800-240					800,0
6 К-800-240					800,0
Нижневартовская ГРЭС	ОГК-1				
1 К-800-240					800,0
Тюменская ТЭЦ-2	Фортум(ТГК-10)				
1 Т-180-130					180,0
2 Т-180-130					180,0
Тобольская ТЭЦ	Фортум(ТГК-10)				
1 ПТ-135-130				135,0	
2 Т-175-130					175,0
4 Р-142-130					142,0
Энергосистема Республики Удмуртия					
Ижевская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"				
1 ПТ-12-35				12,0	
2 Р-12-35		12,0			
6 ПТ-...-35		9,0			
Сарапульская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"				
1 ПР-5-35			4,7		
Ижевская ТЭЦ-2	ЗАО "КЭС"				
2 Т-110-130			110,0		
3 Т-110-130				110,0	
Энергосистема Челябинской области					
Троицкая ГРЭС	ОГК-2				
1 Т-85-90			85,0		
2 Т-85-90		85,0			
3 Т-85-90		85,0			
Южно-Уральская ГРЭС	ОГК-3				
2 К-50-90		50,0			
3 К-50-90		50,0			
4 П-35-90		35,0			
9 К-200-130				200,0	
10 К-200-130				200,0	
7 Р-5-29				5,0	
8 Р-5-29				5,0	
Челябинская ТЭЦ-1	Фортум (ТГК-10)				
1 Р-26-29				25,5	
2 Р-24-29				23,5	
9 Р-4-29				4,0	
ОЭС Сибири					

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
<u>Энергосистема Алтайского края и Республики Алтай</u>					
<u>Барнаульская ТЭЦ-2</u>	Кузбассэнерго (ТГК-12)				
7 Р-25-130				25,0	
8 Т-55-130		55,0			
9 Т-55-130		55,0			
<u>Барнаульская ТЭЦ-1</u>	Кузбассэнерго (ТГК-12)				
5 Т-10-29				10,0	
6 Р-4-29				4,2	
<u>Энергосистема Иркутской области</u>					
<u>Иркутская ТЭЦ-11</u>	Иркутскэнерго				
1 ПТ-24-90				24,0	
2 ПТ-19-90				19,0	
<u>Уч.№1 Иркутской ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)</u>	Иркутскэнерго				
1 ПТ-21-90				21,0	
4 ПТ-19-90			19,0		
5 ПТ-19-90				19,0	
9 ПТ-30-90				30,0	
10 ПТ-25-90				25,0	
11 Т-22-90				22,0	
12 Т-25-90				25,0	
<u>Иркутская ТЭЦ-9</u>	Иркутскэнерго				
4 Р-50-130				50,0	
<u>Шел.уч.Ново-Иркутской ТЭЦ (ТЭЦ-5)</u>	Иркутскэнерго				
1 Р-6-35				6,0	
2 Р-6-35				6,0	
3 Р-6-35				6,0	
<u>Иркутская ТЭЦ-10</u>	Иркутскэнерго				
1 ПТ-60-90				60,0	
<u>Усть-Илимская ТЭЦ</u>	Иркутскэнерго				
2 Р-10-130			10,0		
<u>Энергосистема Красноярского края</u>					
<u>Красноярская ГРЭС-2</u>	ОГК-6				
5 ПТ-50-90			50,0		
<u>Красноярская ТЭЦ-1</u>	Енисейская ТГК (ТГК-13)				
4 ПТ-25-90					25,0
5 ПТ-25-90					25,0
6 ПТ-25-90					25,0
8 ПТ-60-90					60,0
<u>Энергосистема Кемеровской области</u>					
<u>Томь-Усинская ГРЭС</u>	Кузбассэнерго (ТГК-12)				
2 К-100-90				100,0	
3 К-100-90					100,0
4 Т-86-90		86,0			
5 Т-86-90		86,0			
<u>Беловская ГРЭС</u>	Кузбассэнерго (ТГК-12)				
4 К-200-130		200,0			
6 К-200-130		200,0			
<u>Южно-Кузбасская ГРЭС</u>	Южно-Кузбасская ГРЭС				

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
1 К-53-90				53,0	
9 Р-35-130				35,0	
Кемеровская ТЭЦ	Кузбассэнерго (ТГК-12)				
1 Р-5-35		5,0			
Ново-Кемеровская ТЭЦ	Кузбассэнерго (ТГК-12)				
9 Р-50-130				50,0	
13 Р-50-130				50,0	
Кузнецкая ТЭЦ (Кузбассэнерго)	Кузбассэнерго (ТГК-12)				
11 Т-20-90		20,0			
Энергосистема Новосибирской области					
Новосибирская ТЭЦ-4	Новосибирскэнерго				
3 ПТ-22-90					22,0
4 ПТ-22-90					22,0
5 Т-30-90					30,0
Новосибирская ТЭЦ-3	Новосибирскэнерго				
5 Р-15-90					15,0
10 Р-25-130					25,0
Новосибирская ТЭЦ-2	Новосибирскэнерго				
3 Т-20-90					20,0
4 Т-20-90					20,0
5 Т-20-90					20,0
Энергосистема Омской области					
Омская ТЭЦ-3	ТГК-11				
10 ПТ-50-130		50,0			
Энергосистема Республики Тыва					
Кызылская ТЭЦ	ОАО "Кызылская ТЭЦ"				
2 К-3-35			2,5		
Энергосистема Томской области					
Томская ГРЭС-2	ТГК-11				
3 Т-43-90				43,0	
7 ПТ-60-90				60,0	
ОЭС Востока					
Энергосистема Амурской области					
Райчихинская ГРЭС	РАО ЭС Востока				
4 К-12-29		12,0			
5 Р-7-29		7,0			
Энергосистема Приморского края					
Владивостокская ТЭЦ-2	РАО ЭС Востока				
1 Т-80-130				80,0	
4 Т-...-130			109,0		
Партизанская ГРЭС	РАО ЭС Востока				
2 К-...-90				82,0	
3 К-...-90				41,0	
Энергосистема Хабаровского края					
Майская ГРЭС	РАО ЭС Востока				
1 К-12-35		12,0			
3 К-6-35		6,0			
4 К-12-35		12,0			
5 ГТ-12		12,0			
6 ГТ-12		12,0			
7 ГТ-12		12,0			

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
8 ГТ-12		12,0			
9 ГТ-12		12,0			
<u>Хабаровская ТЭЦ-1</u>	РАО ЭС Востока				
1 Р-25-90			25,0		
2 ПТ-30-90			30,0		
3 Р-25-90			25,0		
6 ПТ-50-90			50,0		
9 Т-105-130			105,0		
<u>Комсомольская ТЭЦ-2</u>	РАО ЭС Востока				
1 Р-10-29		10,0			
2 Р-15-29		15,0			
3 Т-25-29		25,0			
4 Р-9-29		9,0			
5 Т-28-90			27,5		
6 ПТ-60-90			60,0		
13 Р-9-29		9,0			
<u>Амурская ТЭЦ-1</u>	РАО ЭС Востока				
1 Р-25-90			25,0		
2 ПТ-60-90			60,0		
<u>Южно-Якутский энергорайон</u>					
<u>Чульманская ТЭЦ</u>	РАО ЭС Востока				
3 ПТ-12-35		12,0			
5 К-12-35		12,0			
6 ПТ-12-35		12,0			
7 ПТ-12-35		12,0			
<u>Изолированные энергосистемы Востока</u>					
<u>Энергосистема Камчатского края</u>					
<u>ДЭС-5 п.Октябрьский</u>	РАО ЭС Востока				
Агр. дизельных эл.ст.					
<u>Энергосистема Магаданской области</u>					
<u>Аркагалинская ГРЭС</u>	РАО ЭС Востока				
2 К-35-29		35,0			
5 ПТ-12-29		12,0			
<u>Магаданская ДЭС</u>	РАО ЭС Востока				
Агр. дизельных эл.ст.				21,0	
<u>Николаевский энергоузел</u>					
<u>Николаевская ТЭЦ</u>	РАО ЭС Востока				
1 ПТ-12-35			12,0		
2 ПТ-12-35			12,0		
<u>Энергосистема Сахалинской области</u>					
<u>Сахалинская ГРЭС</u>	РАО ЭС Востока				
1 К-50-90			50,0		
2 К-50-90			50,0		
3 К-50-90			50,0		
4 К-50-90			50,0		
5 К-50-90			50,0		
6 К-50-90			50,0		
<u>ГТЭС в Ногликах</u>	ОАО "Ногликская ГТЭС"				
1 ГТ-12			12,0		

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
2 ГТ-12			12,0		
3 ГТ-12			12,0		
4 ГТ-12			12,0		
<u>Охинская ТЭЦ</u>	Охинская ТЭЦ				
1 ГТ ТЭЦ					2,5
2 ГТ ТЭЦ					2,5
6 ПТ-25-90		25,0			
<u>Чаун-Билибинский энергоузел</u>					
<u>Билибинская АЭС</u>	Росэнергоатом				
1 ЭГП-12			12,0		
2 ЭГП-12			12,0		
3 ЭГП-12			12,0		
4 ЭГП-12				12,0	
<u>Якутский северный энергорайон</u>					
<u>ДЭС Янских ЭС (п.Депутатский)</u>	РАО ЭС Востока				
Агр. дизельных эл.ст.		26,4			
<u>Южно-Якутские электрические сети (Алданская РЭС)</u>	РАО ЭС Востока				
Агр. дизельных эл.ст.		0,8			
<u>ДЭС ОАО Сахаэнерго</u>	РАО ЭС Востока				
Агр. дизельных эл.ст.		120,6	0,6		
<u>Якутский центральный энергорайон</u>					
<u>Якутская ТЭЦ</u>	РАО ЭС Востока				
2 Т-6-35		6,0			

ПРИЛОЖЕНИЕ В
РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВВОДУ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ
НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ В ЗОНЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
РОССИИ В 2011—2030 ГОДАХ, МВт

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
<u>ОЭС Северо-Запада</u>					
<u>Энергосистема Архангельской области</u>					
<u>Архангельская ТЭЦ</u>	ТГК-2				
7 ПГУ-200(Т)				200,0	
8 ПГУ-200(Т)					200,0
<u>Новые Био-ТЭС в Архангельской области</u>	Заказчик не определен				
агрегаты БиоТЭС					235,0
<u>Распределенная генерация Архангельской области</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭС РГ				10,0	19,0
<u>Энергосистема Калининградской области</u>					
<u>Балтийская АЭС</u>	Росэнергоатом				
1 ВВЭР-1200			1150,0		
2 ВВЭР-1200			1150,0		
<u>Распределенная генерация Калининградской области</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭС РГ				10,0	12,0
<u>Энергосистема Республики Карелия</u>					
<u>Кривопорожская ГЭС</u>	ТГК-1				
3 г/а пов.-лопаст. верт.			45,0		
<u>Петрозаводская ТЭЦ</u>	ТГК-1				
4 ПГУ-180(Т)			180,0		
<u>Медвежьегорская ТЭС</u>	Заказчик не определен				
1 ПГУ-500					500,0
2 ПГУ-500					500,0
<u>Новые малые ГЭС Карельской ЭС</u>	РусГидро				
агрегаты малых ГЭС			15,0	30,0	50,0
<u>Новые Био-ТЭС в Карелии</u>	Заказчик не определен				
агрегаты БиоТЭС					60,0
<u>Распределенная генерация Карелии</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭС РГ				10,0	10,0
<u>Энергосистема Республики Коми</u>					
<u>Сосногорская ТЭЦ</u>	ЗАО "КЭС"				
9 ПГУ-200				200,0	
<u>Воркутинский ЭТК</u>	РусГидро				
ветровые агрегаты				50,0	
<u>Новые Био-ТЭС в Коми</u>	Заказчик не определен				
агрегаты БиоТЭС					180,0
<u>Распределенная генерация Коми</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭС РГ				10,0	12,0
<u>Энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области</u>					
<u>Ленинградская АЭС-2</u>	Росэнергоатом				
1 ВВЭР		1176,0			
2 ВВЭР			1176,0		

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
3 ВВЭР-1200				1198,8	
4 ВВЭР-1200				1198,8	
ГРЭС-19 Киришская	ОГК-6				
7 ПГУ-400				400,0	
8 ПГУ-400					400,0
9 ПГУ-400					400,0
13 ГТ-270		270,0			
14 ГТ-270		270,0			
ТЭЦ-8 (Дубровская)	ТГК-1				
8 ПГУ-400				400,0	
ТЭЦ-14 (Первомайская)	ТГК-1				
11 ПГУ-180(Т)		180,0			
ТЭЦ-17 Выборгская	ТГК-1				
1 ГТУ-25 (Т)				25,0	
Центральная ТЭЦ (Ленэнерго)	ТГК-1				
15 ГТ-50(Т)			50,0		
16 ГТ-50(Т)			50,0		
ТЭЦ-15 Автоовская	ТГК-1				
7 Т-...-130			123,0		
ТЭЦ-7 Василеостровская	ТГК-1				
4 ПТ-35-90			35,0		
5 ПТ-...-90			70,0		
ТЭЦ-21 Северная (Ленэнерго)	ТГК-1				
7 ПГУ-180(Т)					180,0
ТЭЦ-22 Южная (г.СПб)	ТГК-1				
5 ПГУ-450(Т)		450,0			
6 ПГУ-450(Т)					450,0
ТЭЦ-5 Правобережная	ТГК-1				
6 ПГУ-450(Т)		450,0			
ТЭЦ-1 Обуховэнерго	Обуховэнерго				
3 ПГУ(Т)			64,0		
4 ПГУ(Т)			64,0		
ТЭЦ ПГУ "ГСР Энерго" (Колпино)	ЗАО "УК"ГСР ЭНЕРГО"				
2 ПГУ-110(Т)		110,0			
3 ПГУ-110(Т)		110,0			
Юго-Западная ТЭЦ	ОАО "Юго-Западная ТЭЦ"				
1 ПГУ-200(Т)		200,0			
2 ПГУ-300(Т)		300,0			
3 ГТ ТЭЦ		67,8			
Ленинградская ГАЭС	РусГидро				
1 ГАЭС			195,0		
2 ГАЭС			195,0		
3 ГАЭС			195,0		
4 ГАЭС			195,0		
5 ГАЭС			195,0		
6 ГАЭС			195,0		
7 ГАЭС				195,0	
8 ГАЭС				195,0	
ТЭЦ "Парнас"	ОАО "ТЭЦ "Парнас"				
1 ПГУ-240(Т)				240,0	
2 ПГУ-240(Т)				240,0	
Новые Био-ТЭЦ-1 (Ленингр)	Заказчик не определен				

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
агрегаты БиоТЭЦ					250,0
<u>Распределенная генерация Ленинградской области</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				60,0	120,0
<u>Энергосистема Мурманской области</u>					
<u>Янискоски ГЭС-5</u>	ТГК-1				
3 г/а пов.-лопаст. верт.			43,8		
<u>Раякоски ГЭС-6</u>	ТГК-1				
1 г/а пов.-лопаст. верт.			14,4		
2 г/а пов.-лопаст. верт.			14,4		
3 г/а пов.-лопаст. верт.			14,4		
<u>Князегубская ГЭС-11</u>	ТГК-1				
4 г/а рад.-осевой			40,0		
<u>Кольская АЭС-2</u>	Росэнергоатом				
1 ВВЭР-1200			1150,0		
2 ВВЭР-1200					1150,0
<u>Северная ПЭС</u>	РусГидро				
приливные агрегаты		12,0			
<u>Распределенная генерация Мурманской области</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				10,0	20,0
<u>Энергосистема Новгородской области</u>					
<u>Новгородская ТЭЦ</u>	ТГК-2				
4 ГТ-160		160,0			
<u>Распределенная генерация Новгородской области</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				9,0	9,0
<u>Энергосистема Псковской области</u>					
<u>Распределенная генерация Псковской области</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				10,0	10,0
<u>ОЭС Центра</u>					
<u>Энергосистема Белгородской области</u>					
<u>Распределенная генерация Белгородской области</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				10,0	50,0
<u>Энергосистема Брянской области</u>					
<u>Распределенная генерация Брянской области</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				10,0	20,0
<u>Энергосистема Владимирской области</u>					
<u>Владимирская ТЭЦ-2</u>	ЗАО "КЭС"				
7 ПГУ-230(Т)		230,0			
<u>Александровская ГТ-ТЭЦ</u>	ГТ-ТЭЦ Энерго				
1 ГТ-9 (Т)		9,0			
2 ГТ-9 (Т)		9,0			
<u>Распределенная генерация Владимирской области</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				10,0	20,0
<u>Энергосистема Вологодской области</u>					
<u>Череповецкая ГРЭС</u>	ОГК-6				
4 ПГУ-420		420,0			
<u>Вологодская ТЭЦ-4</u>	ТГК-2				

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
4 ПГУ-110(Т)		110,0			
<u>Новые малые ГЭС Вологодской ЭС</u>	РусГидро				
агрегаты малых ГЭС				20,0	30,0
<u>Вологодская БИО-ТЭЦ</u>	Заказчик не определен				
агрегаты БиоТЭЦ					150,0
<u>Вологодская ГТ-ТЭЦ-1</u>	ГТ-ТЭЦ Энерго				
1 ГТ-9 (Т)		9,0			
2 ГТ-9 (Т)		9,0			
<u>Распределенная генерация Вологодской области</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				10,0	20,0
<u>Энергосистема Воронежской области</u>					
<u>Воронежская ТЭЦ-1</u>	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				
10 ПГУ(Т)		223,0			
<u>Нововоронежская АЭС-2</u>	Росэнергоатом				
1 ВВЭР		1180,0			
2 ВВЭР		1180,0			
<u>Распределенная генерация Воронежской области</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				15,0	30,0
<u>Энергосистема Ивановской области</u>					
<u>Ивановские ПГУ</u>	ИНТЕР РАО				
2 ПГУ-325		325,0			
<u>РГ Ивановской области</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				10,0	20,0
<u>Энергосистема Калужской области</u>					
<u>Калужская ТЭЦ-1</u>	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				
4 ГТУ-30 (Т)		30,0			
<u>РГ Калужской области</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				10,0	22,0
<u>Энергосистема Костромской области</u>					
<u>Центральная (Костромская) АЭС</u>	Росэнергоатом				
1 ВВЭР-1200				1198,8	
2 ВВЭР-1200				1198,8	
3 ВВЭР-1200				1150,0	
4 ВВЭР-1200					1150,0
<u>Костромская ГРЭС</u>	ОГК-3				
1 ПГУ-400				400,0	
3 ПГУ-400					400,0
<u>Распределенная генерация Костромской области</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				10,0	10,0
<u>Энергосистема Курской области</u>					
<u>Курская АЭС-2</u>	Росэнергоатом				
1 ВВЭР-1200				1150,0	
2 ВВЭР-1200				1150,0	
3 ВВЭР-1200					1150,0
4 ВВЭР-1200					1150,0
<u>Курская ТЭЦ-1</u>	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				
6 ПГУ(Т)		107,0			
<u>Курская ГАЭС</u>	РусГидро				
1 ГАЭС			155,0		

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
2 ГАЭС			155,0		
3 ГАЭС			155,0		
Северо-Западная котельная г.Курск	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				
1 ПГУ(Т)		115,0			
Распределенная генерация Курской области	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РФ				10,0	15,0
Энергосистема Липецкой области					
Данковская ТЭЦ	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				
1 ГТ-12(Т)				12,0	
Липецкая ТЭЦ-2	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				
1 ПГУ-200(Т)				200,0	
3 ПГУ-200(Т)					200,0
ТЭЦ ОАО "НЛМК"	ОАО "Новолип.мет.комб"				
3 Р-12-90			12,0		
4 ПТ-50-90		50,0			
5 ПТ-60-90			60,0		
6 ПТ-60-90			60,0		
УТЭЦ ОАО "НЛМК"	ОАО "Новолип.мет.комб"				
1 ПТ-50-90		50,0			
2 ПТ-50-90		50,0			
3 ПТ-50-90		50,0			
4 ПТ-50-90		50,0			
ГТРС ОАО "НЛМК"	ОАО "Новолип.мет.комб"				
6 ТДЭ-0,5/2		25,0			
7 ТДЭ-0,5/2		25,0			
Распределенная генерация Липецкой области	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РФ				10,0	15,0
Липецкая ТЭС	ЗАО "Энергокаскад"				
1 ПГУ(Т)				191,0	
2 ПГУ(Т)				191,0	
3 ПГУ(Т)				191,0	
Энергосистема г.Москвы и Московской области					
ГРЭС-5 Шатурская	Э.ОН Россия (ОГК-4)				
3 ПГУ-400				400,0	
4 ПГУ-400					400,0
ГРЭС-4 Каширская	ОГК-1				
4 ПГУ-400				400,0	
5 ПГУ-400					400,0
ТЭЦ-20 Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)				
6 ПГУ-200(Т)					200,0
11 ПГУ(Т)		420,0			
ТЭЦ-21 Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)				
1 ПГУ(Т)					420,0
ТЭЦ-23 Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)				
5 ПГУ-200(Т)					200,0
ТЭЦ-12 с филиалом (ТЭЦ-7) Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)				
8 ПГУ-200(Т)					200,0
10 ПГУ-220(Т)		220,0			
11 ПГУ-220(Т)			220,0		

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
<u>ТЭЦ-16 Мосэнерго</u>	Мосэнерго (ТГК-3)				
8 ПГУ(Т)		420,0			
<u>ТЭЦ-11 Мосэнерго</u>	Мосэнерго (ТГК-3)				
9 ПГУ-110(Т)					110,0
<u>ТЭЦ-9 Мосэнерго</u>	Мосэнерго (ТГК-3)				
6 ГТ ТЭЦ		61,5			
<u>ТЭЦ-8 филиал ТЭЦ-9 Мосэнерго</u>	Мосэнерго (ТГК-3)				
12 ПГУ-180(Т)			180,0		
<u>ТЭЦ-25 Мосэнерго</u>	Мосэнерго (ТГК-3)				
8 ПГУ(Т)			420,0		
9 ПГУ(Т)				420,0	
<u>ТЭЦ-26 Мосэнерго</u>	Мосэнерго (ТГК-3)				
3 ПГУ(Т)				420,0	
5 ПГУ(Т)					420,0
6 ПГУ(Т)					420,0
8 ПГУ(Т)		420,0			
<u>Петровская ТЭС (Московская область)</u>	Заказчик не определен				
1 ПГУ-800				800,0	
2 ПГУ-800				800,0	
3 ПГУ-800				800,0	
4 ПГУ-800					800,0
<u>Загорская ГАЭС-2</u>	РусГидро				
1 ГАЭС		210,0			
2 ГАЭС		210,0			
3 ГАЭС		210,0			
4 ГАЭС		210,0			
<u>ГТЭС "Городецкая" (Кожухово)</u>	Станции Правит. Москвы				
1 ПГУ(Т)		130,0			
<u>ГТЭС "Молжаниновка"</u>	Станции Правит. Москвы				
1 ГТ-45(Т)			45,0		
2 ГТ-45(Т)			45,0		
3 ГТ-45(Т)			45,0		
4 ГТ-45(Т)			45,0		
<u>ГТЭС "Терешково"</u>	Станции Правит. Москвы				
1 ПГУ-170(Т)		170,0			
<u>РТС-4 в "Зеленоград"</u>	МОЭК				
1 ГТ-12(Т)		12,0			
2 ГТ-12(Т)		12,0			
3 ГТ-12(Т)		12,0			
4 ГТ-12(Т)		12,0			
5 ГТ-12(Т)		12,0			
6 ГТ-12(Т)		12,0			
<u>ГТЭС "Постниково" (Внуково)</u>	МОЭК				
1 ГТ-45		45,0			
2 ГТ-45		45,0			
<u>ГТС Шербинка</u>	МОЭК				
1 ПГУ(Т)			125,0		
2 ПГУ(Т)			125,0		
3 ПГУ(Т)			125,0		
<u>РТС "Южное Бутово"</u>	МОЭК				
1 ГТ-12(Т)			12,0		

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
2 ГТ-12(Т)			12,0		
3 ГТ-12(Т)			12,0		
<u>ГТ ТЭЦ "Щелковская"</u>	ГТ-ТЭЦ Энерго				
1 ГТ-9 (Т)		9,0			
2 ГТ-9 (Т)		9,0			
<u>Московская БИО-ТЭЦ-1</u>	Заказчик не определен				
агрегаты БиоТЭЦ					330,0
<u>Распределенная генерация г.Москвы и Московской области</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				170,0	355,0
<u>ТЭЦ в Огородном проезде</u>	Станции Правит. Москвы				
1 ПГУ-200(Т)			200,0		
2 ПГУ-200(Т)			200,0		
3 ПГУ-200(Т)				200,0	
<u>Энергосистема Орловской области</u>					
<u>Орловская ТЭЦ</u>	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				
5 ГТ-110(Т)					110,0
6 ГТ-110(Т)					110,0
<u>Ливенская ТЭЦ</u>	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				
3 ГТУ-30 (Т)		30,0			
<u>Распределенная генерация Орловской области</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				10,0	15,0
<u>Энергосистема Рязанской области</u>					
<u>Рязанская ГРЭС</u>	ОГК-6				
6 ПГУ-800				800,0	
8 ПГУ-800				800,0	
<u>Дягилевская ТЭЦ</u>	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				
4 ГТ-110(Т)				110,0	
5 ПГУ(Т)		115,0			
<u>Касимовская ГТ-ТЭЦ</u>	ГТ-ТЭЦ Энерго				
1 ГТ-9 (Т)		9,0			
2 ГТ-9 (Т)		9,0			
<u>Распределенная генерация Рязанской области</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				10,0	15,0
<u>Энергосистема Смоленской области</u>					
<u>Смоленская ГРЭС</u>	Э.ОН Россия (ОГК-4)				
4 ПГУ-500					500,0
<u>Смоленская ТЭЦ-2</u>	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				
3 ГТ-110(Т)				110,0	
<u>Смоленская АЭС-2</u>	Росэнергоатом				
1 ВВЭР-1200					1150,0
2 ВВЭР-1200					1150,0
<u>Распределенная генерация Смоленской области</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				10,0	15,0
<u>Энергосистема Тамбовской области</u>					
<u>Тамбовская ТЭЦ</u>	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				
8 ГТ-110(Т)				110,0	
<u>Распределенная генерация Тамбовской области</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				10,0	15,0

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
<u>Энергосистема Тверской области</u>					
<u>Калининская АЭС</u>	Росэнергоатом				
4 ВВЭР-1000		1000,0			
<u>Центральная ГАЭС (Ржев)</u>	РусГидро				
1 ГАЭС					260,0
2 ГАЭС					260,0
<u>Тверская АЭС</u>	Росэнергоатом				
1 ВВЭР-1200					1150,0
<u>Распределенная генерация Тверской области</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				10,0	20,0
<u>Энергосистема Тульской области</u>					
<u>ГРЭС Черепетская</u>	ОГК-3				
8 К-...-130		213,8			
9 К-...-130		213,8			
<u>ГРЭС Щекинская</u>	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				
13 ПГУ-500				500,0	
14 ПГУ-500					500,0
<u>ГРЭС Новомосковская</u>	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				
8 ПГУ-190(Т)		190,0			
<u>Ефремовская ТЭЦ</u>	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				
4 ГТУ-65(Т)					65,0
<u>Алексинская ТЭЦ</u>	ОАО "Квадра" (ТГК-4)				
5 ПГУ(Т)		115,0			
<u>Распределенная генерация Тульской области</u>	Заказчик не определен				
1 ГТ ТЭЦ РГ				15,0	
2 ГТ ТЭЦ РГ					25,0
<u>Энергосистема Ярославской области</u>					
<u>Ярославская ТЭЦ-3</u>	ТГК-2				
7 ГТ-110(Т)					110,0
<u>Тенинская водогрейная котельная</u>	ТГК-2				
1 ПГУ-450(Т)		450,0			
<u>Ярославская БИО-ТЭЦ</u>	Заказчик не определен				
агрегаты БиоТЭЦ					65,0
<u>Распределенная генерация Ярославской области</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				12,0	25,0
<u>ОЭС Средней Волги</u>					
<u>Энергосистема Республики Марий Эл</u>					
<u>Распределенная генерация Республики Марий Эл</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				10,0	10,0
<u>Энергосистема Республики Мордовия</u>					
<u>Саранская ТЭЦ-2</u>	ЗАО "КЭС"				
3 ГТУ-65(Т)				65,0	
<u>Распределенная генерация Республики Мордовия</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				10,0	10,0
<u>Энергосистема Нижегородской области</u>					
<u>Нижегородская ГРЭС</u>	ЗАО "КЭС"				
4 ГТ-110(Т)			110,0		

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
<u>Дзержинская ТЭЦ</u>	ЗАО "КЭС"				
6 ГТ-110(Т)				110,0	
<u>Сормовская ТЭЦ</u>	ЗАО "КЭС"				
3 ГТ-110(Т)				110,0	
<u>Новогорьковская ТЭЦ</u>	ЗАО "КЭС"				
9 ГТ-165		165,0			
10 ГТ-165		165,0			
<u>Автозаводская ТЭЦ</u>	ООО"Автозаводская ТЭЦ"				
13 ПГУ-400(Т)			400,0		
<u>Нижегородская АЭС</u>	Росэнергоатом				
1 ВВЭР-1200			1170,0		
2 ВВЭР-1200				1170,0	
3 ВВЭР-1200					1150,0
<u>Нижегородская ТЭЦ</u>	ОАО "ВВГК"				
1 ПГУ-450(Т)				450,0	
2 ПГУ-450(Т)					450,0
<u>Распределенная генерация Нижегородской области</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				30,0	60,0
<u>Энергосистема Пензенской области</u>					
<u>Пензенская ТЭЦ-1</u>	ЗАО "КЭС"				
6 ГТ-110(Т)			110,0		
<u>Распределенная генерация Пензенской области</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				10,0	20,0
<u>Энергосистема Самарской области</u>					
<u>Самарская ГРЭС</u>	ЗАО "КЭС"				
6 ГТ ТЭЦ				47,0	
<u>Тольяттинская ТЭЦ-1</u>	ЗАО "КЭС"				
11 ГТ ТЭЦ			160,0		
<u>ТЭЦ ВАЗ</u>	ЗАО "КЭС"				
3 ГТ-110(Т)				110,0	
4 ГТ-110(Т)					110,0
5 ГТ-110(Т)					110,0
12 ГТ ТЭЦ					160,0
13 ГТ ТЭЦ			160,0		
<u>Сызранская ТЭЦ</u>	ЗАО "КЭС"				
9 ПГУ-225(Т)		225,0			
<u>Самарская ТЭЦ</u>	ЗАО "КЭС"				
2 ГТ-110(Т)					110,0
7 ГТ ТЭЦ			160,0		
<u>Новокуйбышевская ТЭЦ-1</u>	ЗАО "КЭС"				
13 ГТУ-80(Т)		80,0			
14 ГТУ-80(Т)		80,0			
15 ГТУ-80(Т)		80,0			
<u>Безымянская ТЭЦ</u>	ЗАО "КЭС"				
13 ПГУ-230(Т)			230,0		
<u>*ТЭЦ ОАО "Куйбышевский НПЗ"</u>	ОАО "НК"Роснефть"				
5 Р-6-90		6,0			
6 Р-6-90		6,0			
7 Р-6-90		6,0			
<u>Новая Био ТЭЦ-1 (Самара)</u>	Заказчик не определен				

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
агрегаты БиоТЭЦ					212,0
Распределенная генерация Самарской области	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				30,0	55,0
Энергосистема Саратовской области					
Саратовская ГРЭС	ЗАО "КЭС"				
6 ГТ ТЭЦ				47,0	
Саратовская ТЭЦ-2	ЗАО "КЭС"				
9 ПГУ-230(Т)				230,0	
Балаковская ТЭЦ-4	ЗАО "КЭС"				
10 ПГУ-230(Т)					230,0
Энгельсская ТЭЦ-3	ЗАО "КЭС"				
3 ГТ-110(Т)				110,0	
Саратовская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"				
4 ГТ ТЭЦ				47,0	
Саратовская ТЭЦ-5	ЗАО "КЭС"				
1 ГТ-110(Т)					110,0
2 ГТ-110(Т)					110,0
3 ГТ-110(Т)					110,0
Саратовская ГТ-ТЭЦ-1	ГТ-ТЭЦ Энерго				
1 ГТ-9 (Т)		9,0			
2 ГТ-9 (Т)		9,0			
Саратовская ГТ-ТЭЦ-2	ГТ-ТЭЦ Энерго				
1 ГТ-9 (Т)		9,0			
2 ГТ-9 (Т)		9,0			
Распределенная генерация Саратовской области	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				20,0	40,0
Энергосистема Республики Татарстан					
Зайнская ГРЭС	Татэнерго				
2 ПГУ-400			400,0		
3 ПГУ-500					500,0
4 ПГУ-400			400,0		
5 ПГУ-500					500,0
Урусинская ГРЭС	Урусинская ГРЭС				
9 ГТ-45				45,0	
10 ГТ-45			45,0		
Нижнекамская ТЭЦ-1	ТГК-16				
5 ГТ-110(Т)				110,0	
12 ПГУ-80 (Т)				80,0	
Казанская ТЭЦ-2	Татэнерго				
10 ПГУ-110(Т)			110,0		
11 ПГУ-110(Т)			110,0		
Казанская ТЭЦ-3	ТГК-16				
7 ПГУ(Т)					175,0
Казанская ТЭЦ-1	Татэнерго				
10 ПГУ-110(Т)			110,0		
Набережночелнинская ТЭЦ	Татэнерго				
2 ГТУ-65(Т)				65,0	
12 ПГУ-200(Т)					200,0
Казанская ТЭЦ-4	ЗАО "БАСКО"				
1 ПГУ(Т)			121,0		

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
<u>Нижнекамская ТЭЦ-2</u>	ОАО "Татнефть"				
2 ПГУ-200(Т)				200,0	
3 Р-100-130			100,0		
6 К-110-16			110,0		
<u>Елабужская ТЭЦ</u>	Татэнерго				
1 ПГУ(Т)				95,0	
2 ПГУ(Т)				95,0	
<u>Энергосистема Ульяновской области</u>					
<u>Ульяновская ТЭЦ-1</u>	ЗАО "КЭС"				
12 ГТ ТЭЦ					160,0
<u>Ульяновская ТЭЦ-2</u>	ЗАО "КЭС"				
4 ПГУ-230(Т)					230,0
<u>Распределенная генерация Ульяновской области</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				10,0	20,0
<u>Энергосистема Республики Чувашия</u>					
<u>Новочебоксарская ТЭЦ-3</u>	ЗАО "КЭС"				
5 ГТ-110(Т)				110,0	
7 ПТ-80-130		80,0			
<u>Чебоксарская ТЭЦ-2</u>	ЗАО "КЭС"				
5 ПГУ-160(Т)					160,0
<u>Распределенная генерация Чувашской республики</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				10,0	15,0
<u>ОЭС Юга</u>					
<u>Энергосистема Астраханской области</u>					
<u>Астраханская ГРЭС</u>	ОАО "ЛУКОЙЛ"				
1 ПГУ-110(Т)		110,0			
<u>Астраханская ТЭЦ-2</u>	ОАО "ЛУКОЙЛ"				
5 ПГУ-200(Т)					200,0
6 ПГУ-200(Т)					200,0
<u>Центральная котельная (г.Астрахань)</u>	ОАО "ЛУКОЙЛ"				
1 ПГУ-120(Т)		120,0			
2 ПГУ(Т)		115,0			
<u>Распределенная генерация Астраханской области</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				10,0	15,0
<u>Энергосистема Волгоградской области</u>					
<u>Волгоградская ГРЭС</u>	ОАО "ЛУКОЙЛ"				
9 Р-25-90		25,0			
10 ПГУ-180(Т)			180,0		
11 ПГУ-180(Т)			180,0		
<u>Волжская ТЭЦ-1</u>	ОАО "ЛУКОЙЛ"				
9 ПГУ-180(Т)			180,0		
<u>Волгоградская ТЭЦ-2</u>	ОАО "ЛУКОЙЛ"				
11 ПГУ-180(Т)			180,0		
<u>Камышинская ТЭЦ</u>	ОАО "ЛУКОЙЛ"				
2 ПТ-12-35			12,0		
6 ПГУ(Т)			75,0		
<u>Волгоградская ТЭЦ-3</u>	ОАО "ЛУКОЙЛ"				
2 ГТ-110(Т)				110,0	
4 Т-35-16			35,0		

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
<u>Волжская ТЭЦ-2</u>	ОАО "ЛУКОЙЛ"				
3 Т-35-16			35,0		
<u>Камышинская ТЭС</u>	Заказчик не определен				
1 ПГУ-500				500,0	
2 ПГУ-500				500,0	
3 ПГУ-500					500,0
4 ПГУ-500					500,0
<u>Ветропарк "Нижняя Волга"</u>	РусГидро				
ветровые агрегаты					300,0
<u>Распределенная генерация Волгоградской области</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				22,0	45,0
<u>Энергосистема Республики Дагестан</u>					
<u>Каскад Андийск.Агвали ГЭС</u>	РусГидро				
1 гидроагрегат				110,0	
2 гидроагрегат				110,0	
<u>Каскад Андийск.Тиндийская ГЭС</u>	РусГидро				
1 гидроагрегат					51,0
2 гидроагрегат					51,0
<u>Гоцатлинская ГЭС каскад Зирани</u>	РусГидро				
1 гидроагрегат		50,0			
2 гидроагрегат		50,0			
<u>Малые ГЭС Дагестана</u>	РусГидро				
агрегаты малых ГЭС			80,0		
<u>Распределенная генерация Дагестанской республики</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				10,0	25,0
<u>Энергосистема Республики Ингушетия</u>					
<u>Ингушская ГТУ-ТЭЦ</u>	Заказчик не определен				
1 ГТ-40(Т)			40,0		
2 ГТУ-16 (Т)			16,0		
3 ГТУ-16 (Т)			16,0		
4 ГТУ-16 (Т)			16,0		
5 ГТУ-16 (Т)			16,0		
<u>Энергосистема Республики Кабардино-Балкария</u>					
<u>Малые ГЭС Кабардино-Балкарии</u>	РусГидро				
агрегаты малых ГЭС			40,0		45,0
<u>Черек-Балкарский каскад ГЭС Голубые озера</u>	РусГидро				
1 гидроагрегат				55,0	
2 гидроагрегат				55,0	
<u>Распределенная генерация Кабардино-Балкарии</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				10,0	12,0
<u>Зарагижская ГЭС</u>	РусГидро				
1 агрегаты малых ГЭС		4,1			
2 агрегаты малых ГЭС		4,1			
3 агрегаты малых ГЭС		4,1			
4 агрегаты малых ГЭС		4,1			
<u>Верхнебалкарская ГЭС</u>	РусГидро				
1 агрегаты малых ГЭС		3,7			

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
2 агрегаты малых ГЭС		3,7			
3 агрегаты малых ГЭС		3,7			
4 агрегаты малых ГЭС		3,7			
<u>Энергосистема Республики Калмыкия</u>					
<u>Калмыцкая ВЭС</u>	РусГидро				
1 ветровые агрегаты			50,0		
2 ветровые агрегаты			50,0		
3 ветровые агрегаты			50,0		
4 ветровые агрегаты					50,0
5 ветровые агрегаты					50,0
6 ветровые агрегаты					50,0
<u>Распределенная генерация Калмыкии</u>					
ГТ ТЭЦ РГ	Заказчик не определен			3,0	6,0
<u>Энергосистема Республики Карачаево-Черкессия</u>					
<u>Зеленчукская ГЭС-ГАЭС (каскад Зеленчукский)</u>	РусГидро				
1 ГАЭС		70,0			
2 ГАЭС		70,0			
<u>Верхнекрасногорская ГЭС (каскад Зеленчукский)</u>					
1 г/а рад.-осевой	РусГидро			35,5	
2 г/а рад.-осевой				35,5	
3 г/а рад.-осевой				8,2	
4 г/а рад.-осевой				8,1	
<u>Нижнекрасногорская ГЭС (каскад Зеленчукский)</u>					
1 г/а пов.-лопаст. верт.	РусГидро				25,3
2 г/а пов.-лопаст. верт.					25,3
3 г/а пов.-лопаст. верт.					5,7
4 г/а пов.-лопаст. верт.					5,7
<u>Малые ГЭС Карачаево-Черкессии</u>					
агрегаты малых ГЭС	РусГидро		30,0		55,0
<u>Распределенная генерация Республики Карачаево-Черкессия</u>					
ГТ ТЭЦ РГ	Заказчик не определен			4,0	8,0
<u>МГЭС на водозборе р. Б.Зеленчук</u>					
1 агрегаты малых ГЭС			0,6		
2 агрегаты малых ГЭС			0,6		
<u>Энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея</u>					
<u>Краснодарская ТЭЦ</u>	ОАО "ЛУКОЙЛ"				
13 ПГУ-410(Т)		410,0			
<u>Кудепстинская ТЭС</u>					
1 ГТ-160	ТГК-2	160,0			
2 ГТ-160		160,0			
3 ГТ-40		40,0			
<u>Новороссийская ТЭС</u>					
1 ПГУ-200(Т)	Заказчик не определен			200,0	
2 ПГУ-200(Т)					200,0
3 ПГУ-200(Т)					200,0
<u>Туапсинская (Джубгинская) ТЭС</u>	ОГК-3				

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
1 ГТ КЭС		90,0			
2 ГТ КЭС		90,0			
Адлерская ТЭС	ОГК-2				
1 ПГУ-180(Т)		180,0			
2 ПГУ-180(Т)		180,0			
Малые ГЭС Кубани	РусГидро				
агрегаты малых ГЭС				60,0	
Туапсе НПЗ	ОАО "НК"Роснефть"				
4 ГТ ТЭЦ		47,0			
5 ГТ ТЭЦ		47,0			
6 ГТ ТЭЦ		47,0			
7 Р-6-35		6,0			
8 ГТ ТЭЦ			47,0		
9 ГТ ТЭЦ			47,0		
10 ГТ ТЭЦ			47,0		
Анастасиевская ТЭС	Заказчик не определен				
1 ПГУ КЭС				175,0	
2 ПГУ КЭС					175,0
3 ПГУ КЭС					175,0
4 ПГУ КЭС					175,0
Новые Био-ТЭЦ-1 в Кубани	Заказчик не определен				
агрегаты БиоТЭЦ				150,0	
Новые Био-ТЭЦ-2 в Кубани	Заказчик не определен				
агрегаты БиоТЭЦ					150,0
Распределенная генерация Краснодарского края	Заказчик не определен				
1 ГТ ТЭЦ РГ				83,0	
2 ГТ ТЭЦ РГ					116,0
Абинская ТЭС	Заказчик не определен				
1 ПГУ-180				180,0	
2 ПГУ-180				180,0	
3 ПГУ-180					180,0
Энергосистема Ростовской области					
Ростовская АЭС	Росэнергоатом				
3 ВВЭР		1070,0			
4 ВВЭР			1070,0		
Новочеркасская ГРЭС	ОГК-6				
9 К-330-240		330,0			
Ростовская ТЭЦ-2	ОАО "ЛУКОЙЛ"				
3 ПГУ-200(Т)				200,0	
Волгодонская ТЭЦ-2	ОАО "ЛУКОЙЛ"				
5 ПГУ-200(Т)					200,0
Шахтинская ТЭЦ-ГТУ	ОАО"ШахтинскаяТЭЦ-ГТУ"				
6 Т-25-35		25,0			
Новочеркасская ГТ-ТЭЦ	ГТ-ТЭЦ Энерго				
1 ГТ-9 (Т)		9,0			
2 ГТ-9 (Т)		9,0			
Новоростовская ТЭС	ЗАО"НоворостовскаяТЭС"				
1 К-330-240			330,0		
2 К-330-240			330,0		
3 К-330-240			330,0		

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
Распределенная генерация Ростовской области	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				30,0	65,0
Энергосистема Республики Северная Осетия - Алания					
Зарамагская ГЭС-1	РусГидро				
2 гидроагрегат		171,0			
3 гидроагрегат		171,0			
Фиагдонская ГЭС	РусГидро				
1 агрегаты малых ГЭС		2,5			
2 агрегаты малых ГЭС		2,5			
Малые ГЭС Сев.Осетии	РусГидро				
агрегаты малых ГЭС				45,0	50,0
Распределенная генерация Северной Осетии	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				10,0	10,0
Энергосистема Ставропольского края					
Ставропольская ГРЭС	ОГК-2				
9 ПГУ-420			420,0		
10 ПГУ-400				400,0	
11 ПГУ-400					400,0
12 ПГУ-400					400,0
Невинномысская ГРЭС	Энел ОГК-5				
6 ПГУ-400				400,0	
7 ПГУ-400				400,0	
14 ПГУ-400		400,0			
Егорлыкская ГЭС-2	РусГидро				
1 агрегаты малых ГЭС		3,5			
2 агрегаты малых ГЭС		3,5			
3 агрегаты малых ГЭС		3,6			
4 агрегаты малых ГЭС		3,6			
Малые ГЭС Ставрополя	РусГидро				
агрегаты малых ГЭС				45,0	
ООО "Ставролен" (ЛУКОЙЛ)	ОАО "ЛУКОЙЛ"				
1 ПГУ-135(Т)		135,0			
Ставропольская Био-ТЭЦ	Заказчик не определен				
агрегаты БиоТЭЦ					70,0
Распределенная генерация Ставропольского края	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				65,0	85,0
Барсучковская МГЭС	РусГидро				
1 агрегаты малых ГЭС			2,4		
2 агрегаты малых ГЭС			2,4		
Энергосистема Чеченской Республики					
ТЭЦ-3 Грозэнерго	Станции Правит. Чечни				
1 ПГУ-200(Т)				200,0	
2 ПГУ-200(Т)					200,0
Аргунская ТЭЦ-4	Станции Правит. Чечни				
2 ПГУ-50(Т)				50,0	
Распределенная генерация Чеченской республики	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				10,0	10,0
ОЭС Урала					

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
<u>Энергосистема Республики Башкортостан</u>					
<u>Башкирская АЭС</u>	Росэнергоатом				
1 ВВЭР-1200				1150,0	
2 ВВЭР-1200					1150,0
<u>Стерлитамакская ТЭЦ</u>	Башкирэнерго				
13 ПГУ-200(Т)				200,0	
<u>Уфимская ТЭЦ-4</u>	Башкирэнерго				
11 ПГУ-220(Т)					220,0
<u>Салаватская ТЭЦ</u>	Башкирэнерго				
11 ГТ-77(Т)					77,0
12 ГТ-77(Т)					77,0
<u>Ново-Салаватская ТЭЦ</u>	ООО "Ново-Салав. ТЭЦ"				
8 ПГУ(Т)			420,0		
9 ПГУ-240(Т)				240,0	
10 ПГУ-450(Т)				450,0	
<u>Уфимская ТЭЦ-2</u>	Башкирэнерго				
6 ГТ-110(Т)				110,0	
9 ПГУ-120(Т)				120,0	
<u>Кумертауская ТЭЦ</u>	Башкирэнерго				
9 ГТ-29(Т)			29,0		
10 ГТ-29(Т)			29,0		
<u>Уфимская ТЭЦ-3</u>	Башкирэнерго				
6 ГТ ТЭЦ			47,0		
7 ГТ ТЭЦ				47,0	
<u>Ново-Стерлитамакская ТЭЦ</u>	Башкирэнерго				
5 ПГУ-200(Т)				200,0	
<u>Приуфимская ТЭЦ</u>	Башкирэнерго				
4 ГТ-110(Т)					110,0
<u>Уфимская ТЭЦ-1</u>	Башкирэнерго				
8 ГТ-29(Т)					29,0
9 ГТ-29(Т)					29,0
<u>Уфимская ТЭЦ-5</u>	Башкирэнерго				
1 ПГУ-220(Т)		220,0			
2 ПГУ-220(Т)		220,0			
<u>Распределенная генерация Башкирии</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				25,0	55,0
<u>Нижнесуянская ГЭС</u>	РусГидро				
1 гидроагрегат				34,8	
2 гидроагрегат				34,8	
3 гидроагрегат				34,8	
4 гидроагрегат				34,8	
5 гидроагрегат				34,8	
6 гидроагрегат				34,8	
<u>Энергосистема Кировской области</u>					
<u>Кировская ТЭЦ-4</u>	ЗАО "КЭС"				
3 Тп-115-130				115,0	
7 Т-65-130		65,0			
8 Тп-115-130		115,0			
<u>Кировская ТЭЦ-3</u>	ЗАО "КЭС"				
9 ПГУ-220(Т)		220,0			
<u>Распределенная генерация Кировской</u>	Заказчик не определен				

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
области					
ГТ ТЭЦ РГ				10,0	23,0
Энергосистема Курганской области					
Курганская ТЭЦ-2	ИнтерТехэлектро-Новая Генерация				
1 ПГУ(Т)		111,0			
2 ПГУ(Т)		111,0			
3 ПГУ-110(Т)				110,0	
Распределенная генерация Курганской области	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				6,0	12,0
Энергосистема Оренбургской области					
Ириклинская ГРЭС	ОГК-1				
1 ПГУ-400				400,0	
2 ПГУ-400					400,0
Каргалинская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"				
7 ГТ ТЭЦ				160,0	
8 ГТ ТЭЦ				160,0	
ОАО "Оренбургнефть" (Покровский УКПГ)	ТЭС "ТНК-ВР"				
1 ГТ-10(т)			10,4		
Распределенная генерация Оренбургской области	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				14,0	25,0
ООО "Бугурусланнефть" (Загорская)	ТЭС "ТНК-ВР"				
1 ГТ-75			75,0		
2 ГТ КЭС			80,0		
ОАО "Оренбургнефть" (Савельевская)	ТЭС "ТНК-ВР"				
1 ГТ КЭС			62,0		
2 ГТ КЭС			62,0		
3 ГТ КЭС			62,0		
4 ГТ КЭС			62,0		
Энергосистема Пермского края					
Камская ГЭС	РусГидро				
24 г/а пов.-лопаст. гор.			30,0		
Яйвинская ГРЭС	Э.ОН Россия (ОГК-4)				
3 ПГУ-400				400,0	
5 ПГУ КЭС		422,3			
Пермская ГРЭС	ОГК-1				
1 ПГУ-800					800,0
2 ПГУ-800					800,0
3 ПГУ-800					800,0
4 ПГУ-410		410,0			
Пермская ТЭЦ-9	ЗАО "КЭС"				
12 ГТ ТЭЦ		165,0			
13 ГТ ТЭЦ			165,0		
Пермская ТЭЦ-14	ЗАО "КЭС"				
7 ПГУ-230(Т)			230,0		
Закамская ТЭЦ-5	ЗАО "КЭС"				
6 ГТУ-80(Т)			80,0		
Пермская ТЭЦ-6	ЗАО "КЭС"				
1 ПГУ(Т)		124,0			

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
<u>Пермская ТЭЦ-13</u>	ЗАО "КЭС"				
3 ГТУ-16 (Т)					16,0
<u>Ново-Березниковская ТЭЦ</u>	ЗАО "КЭС"				
1 ПГУ(Т)		115,0			
2 ПГУ(Т)		115,0			
<u>Новые Малые ГЭС Пермской ЭС</u>	РусГидро				
агрегаты малых ГЭС			60,0	40,0	40,0
<u>Распределенная генерация Пермского края</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				23,0	46,0
<u>Энергосистема Свердловской области</u>					
<u>Белоярская АЭС</u>	Росэнергоатом				
4 БН-880		880,0			
5 БН				1200,0	
<u>Верхнетагильская ГРЭС</u>	ОГК-1				
12 ПГУ-500					500,0
<u>Серовская ГРЭС</u>	ОГК-2				
9 ПГУ-420		420,0			
<u>Среднеуральская ГРЭС</u>	Энел ОГК-5				
12 ПГУ-400(Т)		400,0			
<u>Нижнетуринская ГРЭС</u>	ЗАО "КЭС"				
12 ПГУ-230			230,0		
13 ПГУ-230			230,0		
<u>Качканарская ТЭЦ</u>	ЗАО "КЭС"				
3 ГТ-50(Т)				50,0	
<u>Первоуральская ТЭЦ</u>	ЗАО "КЭС"				
6 ГТ-50(Т)			50,0		
<u>Свердловская ТЭЦ</u>	ЗАО "КЭС"				
6 ГТУ-65(Т)			65,0		
7 ГТУ-65(Т)			65,0		
<u>Красногорская ТЭЦ</u>	ЗАО "КЭС"				
11 ГТУ-65(Т)				65,0	
<u>Ново-Свердловская ТЭЦ</u>	ЗАО "КЭС"				
1 ГТ-110(Т)					110,0
2 ГТ-110(Т)					110,0
<u>Ново-Богословская ТЭЦ</u>	ЗАО "КЭС"				
1 ПГУ-230(Т)		230,0			
<u>Академическая ТЭЦ-1 (котельная Академэнерго)</u>	ЗАО "КЭС"				
1 ПГУ-200(Т)			200,0		
<u>Био-ТЭЦ в Свердловске</u>	Заказчик не определен				
агрегаты БиоТЭЦ					180,0
<u>Демидовская ТЭС</u>	ООО "УГМК-Холдинг"				
1 К-330-300				330,0	
2 К-330-300				330,0	
<u>Ревдинская ГТ-ТЭЦ-1</u>	ГТ-ТЭЦ Энерго				
1 ГТ-9 (Т)		9,0			
2 ГТ-9 (Т)		9,0			
3 ГТ-9 (Т)		9,0			
4 ГТ-9 (Т)		9,0			
<u>Распределенная генерация Свердловской области</u>	Заказчик не определен				

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
ГТ ТЭЦ РГ				55,0	100,0
Малые ГЭС в Свердловской области	РусГидро				
агрегаты малых ГЭС				25,0	50,0
Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО					
Сургутская ГРЭС-1	ОГК-2				
3 ПГУ-400				400,0	
4 ПГУ-400				400,0	
5 ПГУ-400				400,0	
6 ПГУ-400				400,0	
7 ПГУ-400				400,0	
8 ПГУ-400				400,0	
9 ПГУ-400				400,0	
12 ПГУ-200(Т)				200,0	
14 ПГУ-200(Т)				200,0	
Сургутская ГРЭС-2	Э.ОН Россия (ОГК-4)				
1 ПГУ-800				800,0	
2 ПГУ-800				800,0	
3 ПГУ-800				800,0	
4 ПГУ-800					800,0
5 ПГУ-800					800,0
6 ПГУ-800					800,0
7 ПГУ КЭС		396,9			
8 ПГУ КЭС		396,9			
Уренгойская ГРЭС	ОГК-1				
3 ПГУ-450		450,0			
Нижневартовская ГРЭС	ОГК-1				
1 ПГУ-800					800,0
3 ПГУ-410		410,0			
4 ПГУ-410		410,0			
Няганьская ТЭС	Фортум(ТГК-10)				
1 ПГУ КЭС		418,0			
2 ПГУ КЭС		418,0			
3 ПГУ КЭС		418,0			
Тюменская ТЭЦ-1	Фортум(ТГК-10)				
2 ПГУ(Т)		230,5			
3 ПГУ-225		225,0			
4 ПГУ-225		225,0			
Тюменская ТЭЦ-2	Фортум(ТГК-10)				
1 ПГУ-200(Т)					200,0
Тобольская ТЭЦ	Фортум(ТГК-10)				
2 ПГУ-200(Т)					200,0
3 Р-100-130		100,0			
5 К-110-16		110,0			
ПГУ в Тарко-Сале	Урал пром-Урал полярн				
1 ПГУ КЭС		300,0			
2 ПГУ КЭС		300,0			
Приобская ГТЭС	ОАО "НК"Роснефть"				
5 ГТ-45		45,0			
6 ГТ-45		45,0			
7 ГТ-45		45,0			
ОАО "Варьеганнефтегаз"	ТЭС "ТНК-ВР"				

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
1 ГТ КЭС			36,4		
2 ГТЭС-24			24,0		
3 ГТ-65			65,0		
Северо-Сосьвинская ТЭС	Урал пром-Урал полярн				
1 К-330-300					330,0
2 К-330-300					330,0
Распределенная генерация Тюменской области	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				25,0	50,0
Приполярная ГТЭ	Урал пром-Урал полярн				
1 ПГУ(Т)			62,0		
2 ПГУ(Т)			62,0		
ТЭС Полярная	Урал пром-Урал полярн				
1 ПГУ КЭС			134,0		
2 ПГУ КЭС			134,0		
ООО "ТНК-Уват" (Кальчинское м/р)	ТЭС "ТНК-ВР"				
1 ГТ КЭС			9,0		
2 ГТ КЭС			9,0		
ОАО "ТНК-Нягань" (Каменное м/р)	ТЭС "ТНК-ВР"				
1 ГТ-12			12,0		
2 ГТ-12			12,0		
3 ГТ-12			12,0		
4 ГТ-12			12,0		
5 ГТ-12			12,0		
6 ГТ-12			12,0		
ОАО "ТНК-Нижневартовск"	ТЭС "ТНК-ВР"				
1 ГТ-40			40,0		
Энергосистема Республики Удмуртия					
Ижевская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"				
8 ПГУ-230(Т)		230,0			
Сарапульская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"				
1 ПТ-12-35			12,0		
5 ГТУ-80(Т)			80,0		
Ижевская ТЭЦ-2	ЗАО "КЭС"				
2 Т-185-130				185,0	
Распределенная генерация Удмуртии	Заказчик не определен				
1 ГТ ТЭЦ РГ				12,0	
2 ГТ ТЭЦ РГ					22,0
Энергосистема Челябинской области					
Уральская АЭС	Росэнергоатом				
1 БН					1200,0
2 БН					1200,0
Троицкая ГРЭС	ОГК-2				
10 К-660-300		660,0			
Челябинская ТЭЦ-3	Фортум(ТГК-10)				
3 ПГУ(Т)		225,5			
Южно-Уральская ГРЭС-2	ОГК-3				
1 ПГУ-400		400,0			
2 ПГУ-400		400,0			
3 ПГУ-400		400,0			
Био-ТЭЦ в Челябинске	Заказчик не определен				
агрегаты БиоТЭЦ					120,0

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
Распределенная генерация Челябинской области	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				32,0	65,0
Малые ГЭС в Челябинской области	РусГидро				
агрегаты малых ГЭС				25,0	50,0
ОЭС Сибири					
Энергосистема Алтайского края и Республики Алтай					
МГЭС "Чибит"	РусГидро				
1 агрегаты малых ГЭС		6,0			
2 агрегаты малых ГЭС		6,0			
3 агрегаты малых ГЭС		6,0			
4 агрегаты малых ГЭС		6,0			
Барнаульская ТЭЦ-2	Кузбассэнерго (ТГК-12)				
8 Т-55-130		55,0			
9 Т-55-130		55,0			
Алтайская КЭС (Мунайская ТЭС)	ООО "Мунайский разрез"				
1 К-330-300			330,0		
2 К-330-300			330,0		
Малые ГЭС Алтайской ЭС	РусГидро				
агрегаты малых ГЭС			50,0	50,0	
Энергосистема Республики Бурятия					
Мокская ГЭС	РусГидро				
1 г/а рад.-осевой				300,0	
2 г/а рад.-осевой				300,0	
3 г/а рад.-осевой				300,0	
4 г/а рад.-осевой				300,0	
Ивановская ГЭС	РусГидро				
1 гидроагрегат					70,0
2 гидроагрегат					70,0
3 гидроагрегат					70,0
Новые БиоТЭЦ в Бурятии	Заказчик не определен				
агрегаты БиоТЭЦ					77,0
Энергосистема Забайкальского края					
Харанорская ГРЭС	ОГК-3				
3 К-...-140		213,8			
Энергосистема Иркутской области					
Уч.№1 Иркутской ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)	Иркутскэнерго				
2 Т-100-130				100,0	
Ново-Иркутская ТЭЦ	Иркутскэнерго				
6 Р-50-130		50,0			
Иркутская ТЭЦ-10	Иркутскэнерго				
1 ПТ-60-90				60,0	
Ново-Зиминская ТЭЦ	Иркутскэнерго				
5 К-150-130			150,0		
6 К-160-130				160,0	
Газовая ТЭС в Усть-Куте	Иркутскэнерго				
1 ПГУ-400			400,0		
2 ПГУ-400				400,0	
3 ПГУ-400				400,0	
Правобережная ТЭЦ (г.Иркутск)	Иркутскэнерго				
1 ГТ-100(Т)			100,0		

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
2 ГТ-100(Т)			100,0		
3 ГТ-100(Т)				100,0	
Мини-ТЭЦ в г. Братске	Иркутскэнерго				
1 ГТ-9 (Т)		9,0			
2 ГТ-9 (Т)		9,0			
Малые ГЭС Иркутской ЭС	РусГидро				
агрегаты малых ГЭС				50,0	100,0
Энергосистема Красноярского края					
Богучанская ГЭС	РусГидро				
1 г/а рад.-осевой		333,3			
2 г/а рад.-осевой		333,3			
3 г/а рад.-осевой		333,3			
4 г/а рад.-осевой		333,3			
5 г/а рад.-осевой		333,3			
6 г/а рад.-осевой		333,3			
7 г/а рад.-осевой		333,3			
8 г/а рад.-осевой		333,3			
9 г/а рад.-осевой		333,3			
Березовская ГРЭС-1	Э.ОН Россия (ОГК-4)				
3 К-800-240		800,0			
4 К-800-240					800,0
5 К-660-300					660,0
6 К-660-300					660,0
Красноярская ТЭЦ-1	Енисейская ТГК(ТГК-13)				
8 ПТ-65-90					65,0
Красноярская ТЭЦ-3	Енисейская ТГК(ТГК-13)				
1 Т-185-130		185,0			
2 Т-185-130					185,0
Мотыгинская ГЭС	РусГидро				
1 г/а пов.-лопаст. верт.				108,2	
2 г/а пов.-лопаст. верт.				108,2	
3 г/а пов.-лопаст. верт.				108,2	
4 г/а пов.-лопаст. верт.				108,2	
5 г/а пов.-лопаст. верт.				108,2	
6 г/а пов.-лопаст. верт.				108,2	
7 г/а пов.-лопаст. верт.				108,2	
8 г/а пов.-лопаст. верт.					108,2
9 г/а пов.-лопаст. верт.					108,2
10 г/а пов.-лопаст. верт.					108,2
*ТЭЦ ОАО "АНПЗ ВНК"	Блок-станции				
3 Р-6-35		6,0			
4 Р-6-35		6,0			
*ТЭС ФГУП ГХК (Железногорская ТЭЦ)	ФГУП "Горнохим. комб."				
1 Т-...-130			117,0		
Малые ГЭС Красноярской ЭС	РусГидро				
агрегаты малых ГЭС			50,0	50,0	100,0
Энергосистема Кемеровской области					
Томь-Усинская ГРЭС	Кузбассэнерго (ТГК-12)				
2 Кт-...-90				110,0	
3 Кт-...-90					110,0
4 К-110-90		110,0			

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
5 К-110-90		110,0			
Беловская ГРЭС	Кузбассэнерго (ТГК-12)				
4 К-200-130		200,0			
6 К-200-130		200,0			
Ново-Кемеровская ТЭЦ	Кузбассэнерго (ТГК-12)				
9 ПТ-80-130				80,0	
Кузнецкая ТЭЦ (Кузб)	Кузбассэнерго (ТГК-12)				
11 Р-12-90			12,0		
15 ГТ ТЭЦ		140,0			
16 ГТ ТЭЦ		140,0			
Кузбасская ТЭС	Заказчик не определен				
1 К-660-300					660,0
2 К-660-300					660,0
Кузбасские БиоТЭЦ	Заказчик не определен				
агрегаты БиоТЭЦ					49,0
Энергосистема Новосибирской области					
Новосибирские БиоТЭЦ	Заказчик не определен				
агрегаты БиоТЭЦ					50,0
Энергосистема Омской области					
Омская ТЭЦ-3	ТГК-11				
10 Т-120-130		120,0			
14 ПГУ-90(Т)		90,0			
Энергосистема Республики Тыва					
Кызылская ТЭЦ	ОАО "Кызылская ТЭЦ"				
1 ПТ-12-35				12,0	
Малые ГЭС Тувинской ЭС	РусГидро				
агрегаты малых ГЭС					50,0
Энергосистема Томской области					
Тепл. сети (ПРК Томск)	ТГК-11				
1 ГТУ-16 (Т)		16,0			
Северская АЭС	Росэнергоатом				
1 ВВЭР-1200			1198,8		
2 ВВЭР-1200				1198,8	
Томские БиоТЭЦ	Заказчик не определен				
агрегаты БиоТЭЦ					132,0
Энергосистема Республики Хакасия					
Абаканская ТЭЦ	Енисейская ТГК(ТГК-13)				
4 Т-120-130		120,0			
ОЭС Востока					
Энергосистема Амурской области					
Нижнезейская (Граматухинская) ГЭС	РусГидро				
1 г/а пов.-лопаст. верт.				100,0	
2 г/а пов.-лопаст. верт.				100,0	
3 г/а пов.-лопаст. верт.					100,0
4 г/а пов.-лопаст. верт.					100,0
Благовещенская ТЭЦ-1	РАО ЭС Востока				
4 Т-110-130		110,0			
Нижнебурейская ГЭС	РусГидро				
1 г/а пов.-лопаст. верт.		80,0			
2 г/а пов.-лопаст. верт.		80,0			
3 г/а пов.-лопаст. верт.		80,0			

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
4 г/а пов.-лопаст. верт.		80,0			
Ерковецкая ТЭС	Восточная ЭК				
1 К-600-300			600,0		
2 К-600-300			600,0		
3 К-600-300			600,0		
4 К-600-300			600,0		
5 К-600-300			600,0		
6 К-600-300			600,0		
Энергосистема Приморского края					
Владивостокская ТЭЦ-2	РАО ЭС Востока				
1 ГТ-110(Т)				110,0	
4 ГТ-110(Т)				110,0	
7 ГТ ТЭЦ		46,5			
8 ГТ ТЭЦ		46,5			
Малые ГЭС Приморья	РусГидро				
агрегаты малых ГЭС				25,0	75,0
Уссурийская ТЭЦ	Админ.Примор.края				
1 Т-185-130		185,0			
Дальневосточная ВЭС (о.Русский)	РусГидро				
ветровые агрегаты		23,0			
ТЭЦ Восточная нефтехим.компания	ОАО "НК"Роснефть"				
1 ГТ ТЭЦ			35,0		
2 ГТ ТЭЦ			35,0		
Приморская ВЭС	РусГидро				
ветровые агрегаты			100,0		
Приморская БиоТЭЦ	Заказчик не определен				
агрегаты БиоТЭЦ				13,0	13,0
Распределенная генерация Приморского края	Заказчик не определен				
1 ГТ ТЭЦ РГ				17,0	
2 ГТ ТЭЦ РГ					17,0
3 ГТ ТЭЦ РГ					16,0
Центральная бойлерная ГТУ-ТЭЦ	РАО ЭС Востока				
1 ГТ ТЭЦ		46,5			
2 ГТ ТЭЦ		46,5			
3 ГТ ТЭЦ		46,5			
Энергосистема Хабаровского края					
Малые ГЭС Хабаровского края	РусГидро				
агрегаты малых ГЭС					150,0
Хабаровская ТЭЦ-1	РАО ЭС Востока				
9 Т-120-130				120,0	
Комсомольская ТЭЦ-3	РАО ЭС Востока				
3 ПГУ-400(Т)				400,0	
Хабаровская ТЭЦ-2	РАО ЭС Востока				
1 ГТУ-25 (Т)			25,0		
2 ГТУ-25 (Т)			25,0		
Хабаровская ПГУ	Восточная ЭК				
1 ПГУ-400(Т)		400,0			
Совгаванская ТЭЦ	РАО ЭС Востока				
1 Т-60-130		60,0			
2 Т-60-130		60,0			
3 Т-120-130				120,0	

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
<u>Хабаровская БиоТЭЦ</u>	Заказчик не определен				
агрегаты БиоТЭЦ					35,0
<u>Распределенная генерация Хабаровского края</u>	Заказчик не определен				
ГТ ТЭЦ РГ				12,0	24,0
<u>Южно-Якутский энергорайон</u>					
<u>Канкунская ГЭС</u>	РусГидро				
1 г/а рад.-осевой					300,0
<u>Изолированные энергосистемы Востока</u>					
<u>Анадырский энергоузел</u>					
<u>Энергосистема Камчатского края</u>					
<u>Мутновская ГеоЭС</u>	РусГидро				
3 геотермальные агрегаты		13,0			
<u>Паужетская ГеоЭС (РусГидро)</u>	РусГидро				
1 геотермальные агрегаты		2,5			
<u>Мутновская ГеоЭС-2</u>	РусГидро				
1 геотермальные агрегаты			25,0		
2 геотермальные агрегаты			25,0		
<u>Толмачевские ГЭС</u>	Толмачевские ГЭС				
агрегаты малых ГЭС		34,8			
<u>ПАТЭС в г. Вилючинск</u>	Росэнергоатом				
1 КЛТ-40С-35		35,0			
2 КЛТ-40С-35			35,0		
<u>Ветродизельные установки</u>	Правит.Камчатск.края				
ветро-дизельные				20,0	20,0
<u>Энергосистема Магаданской области</u>					
<u>Северо-Эвенская ТЭЦ</u>	РАО ЭС Востока				
1 ПТ-90-130					90,0
2 ПТ-90-130					90,0
<u>Усть-Среднеканская ГЭС</u>	РусГидро				
1 г/а рад.-осевой		142,5			
2 г/а рад.-осевой		84,5	58,0		
3 г/а рад.-осевой		142,5			
4 г/а рад.-осевой		142,5			
<u>Энергосистема Сахалинской области</u>					
<u>ГТЭС в Ногликах</u>	ОАО "Ногликская ГТЭС"				
1 ГТ-12			12,0		
2 ГТ-12			12,0		
3 ГТ-12			12,0		
4 ГТ-12			12,0		
<u>Южно-Сахалинская ТЭЦ-1</u>	РАО ЭС Востока				
4 ГТ ТЭЦ		46,4			
5 ГТ ТЭЦ		46,4			
6 ГТ ТЭЦ		46,3			
7 ГТ ТЭЦ		45,6			
8 ГТ ТЭЦ		45,6			
<u>Охинская ТЭЦ</u>	Охинская ТЭЦ				
6 ПТ-25-90		25,0			
<u>Сахалинская ГРЭС-2</u>	РАО ЭС Востока				
1 К-110-90			110,0		
2 К-110-90			110,0		

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
3 К-110-90			110,0		
<u>Чаун-Билибинский энергоузел</u>					
<u>Распределенная генерация Чукотки (Билибино)</u>	Заказчик не определен				
Агр. дизельных эл.ст.			40,0	20,0	20,0
<u>Якутский западный энергорайон</u>					
<u>Светлинская ГЭС (Вилойская ГЭС-3)</u>	Светлинская ГЭС (АЛРОСА)				
4 г/а пов.-лопаст. верт.			90,0		
<u>Якутский северный энергорайон</u>					
<u>ДЭС Янских ЭС (п. Депутатский)</u>	РАО ЭС Востока				
Агр. дизельных эл.ст.		2,1			
<u>Южно-Якутские электрические сети (Алданская РЭС)</u>	РАО ЭС Востока				
Агр. дизельных эл.ст.		0,6			
<u>Газогенераторные электростанции</u>	РАО ЭС Востока				
ТЭЦ разные		1,5			
<u>ГМТЭС Кобяйских ЭС</u>	РАО ЭС Востока				
ТЭЦ разные		1,5			
<u>Мини-ТЭЦ п. Сангар</u>	РАО ЭС Востока				
ТЭЦ разные		8,0			
<u>Мини-ТЭЦ п.Зырянка</u>	РАО ЭС Востока				
ТЭЦ разные		12,0			
<u>Малые ГЭС Саха</u>	РАО ЭС Востока				
агрегаты малых ГЭС		0,4			
<u>Мини-ТЭЦ п. Тикси</u>	РАО ЭС Востока				
ТЭЦ разные		8,0			
<u>Мини-ТЭЦ п.Среднеколымск</u>	РАО ЭС Востока				
ТЭЦ разные		4,0			
<u>Мини-ТЭЦ п. Жиганск</u>	РАО ЭС Востока				
ТЭЦ разные		4,0			
<u>Мини-ТЭЦ с.Усть-Куйга</u>	РАО ЭС Востока				
ТЭЦ разные		12,0			
<u>Мини-ТЭЦ с.Казачье</u>	РАО ЭС Востока				
ТЭЦ разные		2,0			
<u>Мини-ТЭЦ с.Томтор</u>	РАО ЭС Востока				
ТЭЦ разные		2,0			
<u>Мини-ТЭЦ с.Колымское</u>	РАО ЭС Востока				
ТЭЦ разные		1,0			
<u>Мини-ТЭЦ с.Кюсюр</u>	РАО ЭС Востока				
ТЭЦ разные		3,0			
<u>Мини-ТЭЦ с.Саняхтах</u>	РАО ЭС Востока				
ТЭЦ разные		1,0			
<u>Дизельные электростанции</u>	РАО ЭС Востока				
Агр. дизельных эл.ст.		53,9			
<u>ВЭС п.Тикси</u>	РАО ЭС Востока				
ветровые агрегаты		0,7			
<u>ВЭС Республики Саха</u>	РАО ЭС Востока				
ветровые агрегаты		0,7			
<u>Якутский центральный энергорайон</u>					
<u>Якутская ГРЭС-1</u>	РАО ЭС Востока				
9 ГТ-12		12,0			
10 ГТ-12		12,0			

	Генкомпания	2011— 2015 годы	2016— 2020 годы	2021— 2025 годы	2026— 2030 годы
11 ГТ-12		12,0			
12 ГТ-12		12,0			
Якутская ТЭЦ	РАО ЭС Востока				
2 Т-6-35		6,0			
Якутская ТЭС-2	РАО ЭС Востока				
1 ГТ-43(Т)		42,5			
2 ГТ-43(Т)		42,5			
3 ГТ-43(Т)		42,5			
4 ГТ-43(Т)		42,5			
5 ГТ-43(Т)			42,5		
6 ГТ-43(Т)			42,5		
7 ГТ-43(Т)			42,5		

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
ДЕМОНСТРАЦИОННЫЕ УСТАНОВКИ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Таблица Г.1 – Демонстрационные установки новых технологий в теплоэнергетике

№ п/п	Наименование демонстрационной технологии	Место (объект) внедрения	Срок выполнения	Ожидаемый масштаб внедрения до 2030 года
1	Угольный блок Нэл.=660 МВт на суперсверхкритические параметры пара 28 МПа, 600/620 ⁰ С	Демидовская ТЭС	2016 год	5 блоков в Сибирском ФО в базовом и 30 в максимальном вариантах
2	Угольный блок Нэл.=300 МВт – модернизация с переводом на суперсверхкритические параметры пара	Каширская ГРЭС	2016 год	27 блоков на действующих угольных ТЭС
3	Парогазовая установка с газификацией угля в потоке с кислородным дутьём (ПГУ ВЦГ) 200—220 МВт	Объект уточняется	2016 год	Определится по итогам освоения технологии
4	Опытно-промышленная ПГУ с газификацией угля Нэл.=20 МВт (горновой метод).	Закамская ТЭЦ	2016 год	При реконструкции устаревших угольных ТЭЦ с агрегатами 20—200 МВт
5	Парогазовая установка Нэл.= 500 МВт на природном газе с ГТУ, Нэл.=350 МВт (КПД ПГУ 60 %)	Объект уточняется	2018 год	11 блоков ТЭС на природном газе в базовом и 15 в максимальном вариантах
6	Угольный блок ЦКС мощностью 330 МВт на суперкритические параметры пара	Новоростовская ГРЭС	2018 год	Определится по итогам освоения технологии
7	Опытная энергетическая установка Нэл.=50 МВт с улавливанием CO ₂ из цикла и его последующим захоронением	Объект уточняется	2020 год	Определится по итогам освоения технологии
8	Технологический комплекс в составе: теплофикационной ПГУ 110 МВт и теплонасосной установки	Омская ТЭЦ-3	2016 год	До 100 энергоблоков при реконструкции действующих и строительстве новых городских ТЭЦ

Таблица Г.2 – Демонстрационные установки управляемых линий электропередачи переменного тока (активно-адаптивной сети)

№ п/п	Наименование демонстрационной технологии	Место (объект) внедрения	Срок выполнения	Ожидаемый масштаб внедрения и эффект
1	Устройство регулирования реактивной мощности СТАТКОМ, 50 МВар, 15,75 кВ.	Выборгский выпрямительно-инверторный комплекс 400/330 кВ	2011 год	Увеличение пропускной способности (20МВт), снижение потерь(3%). Быстродействующее регулирование реактивной мощности. 8—10 объектов ЕНЭС (МЭС Сибири, МЭС Юга, МЭС Северо-Запада, МЭС Урала.
2	Замена синхронного компенсатора на статический компенсатор типа СТК	Подстанция 500 кВ Златоуст	2012 год	Снижение потерь(3%), нормированные уровни напряжения, регулирование перетока мощности, повышение устойчивости, снятие ограничений мощности от100 до 400 МВт
3	Забайкальский преобразовательный комплекс несинхронного объединения ОЭС Сибири и ОЭС Востока (вставка) на базе СТАТКОМ ов, 200 МВт (ВПТН-200).	Подстанция 220 кВ Могоча МЭС Сибири	2012 год	Принудительное потокораспределение, нормированные уровни напряжения, повышение устойчивости параллельной работы ОЭС Сибири и ОЭС Востока, надежное электроснабжение потребителей, в т.ч. Забайкальской железной дороги
4	Амурский преобразовательный комплекс несинхронной связи ОЭС Сибири и ОЭС Востока. Вставка постоянного тока.	Подстанция 220 кВ Хани	2015 год	Принудительное потокораспределение, нормированные уровни напряжения, повышение устойчивости связи Сибирь–Восток и надёжности электроснабжения БАМа, снятие ограничений электропотребления
5	Управляемое устройство продольной компенсации.	Электропередача 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС– ПС Новокузнецкая	2014 год	Не менее 5—6 объектов в ЕНЭС (МЭС Сибири, МЭС Урала, МЭС Юга и др.). Повышение пропускной способности ВЛ
6	Фазоповоротное устройство (ФПУ) на ПС Новобрянская	Новобрянская ПС 750/220 кВ	2014 год	Увеличение пропускной способности (40МВт), снижение т.к.з., повышение устойчивости, управление перетоком по транзиту. Оптимизация потокораспределения, снижение потерь. До 10 объектов в сетях 220—500 кВ ЕНЭС
7	Асинхронизированные компенсаторы реактивной мощности АСК 2х100 МВар	Подстанция 500 кВ Бескудниково	2011 год	Снижение потерь(8%), нормированные уровни напряжения, регулирование перетока мощности, повышение устойчивости. Не менее 5—7 объектов в сетях 220—500 кВ ЕНЭС

Таблица Г.3 – Демонстрационные установки линий электропередачи постоянного тока

№ п/п	Наименование демонстрационной технологии	Место (объект) внедрения	Срок выполнения	Ожидаемый масштаб внедрения и эффект
1	Кабельно-воздушная линия постоянного тока напряжением ± 300 кВ, протяжённостью 150 км. и пропускной способностью 1000 МВт (КВЛПТ ± 300 /1000)	ЛАЭС-2- Выборгская КВПУ. МЭС Северо-Запада	2016 год	Высоконадёжная эффективная связь новых блоков ЛАЭС-2 с Выборгской КВПУ с использованием современных СПП и новых технических решений. Их тиражирование для других ВЛПТ

Таблица Г.4 – Устройства на базе сверхпроводникового оборудования, проект

№ п/п	Наименование демонстрационной технологии	Место (объект) внедрения	Срок выполнения	Ожидаемый масштаб внедрения и эффект
1	Кабельная линия на базе высокотемпературной сверхпроводимости 20 кВ, 1,5 А (50 МВА)	ПС 110/20 кВ Динамо, г. Москва	2012 год	Кратное увеличение передаваемой мощности, снижение в 4—6 раз потерь, пожаро- и взрывобезопасность. Широкое применение в системах электроснабжения мегаполисов
2	ВТСП трансформаторы в диапазоне мощности 1,6—20,0 МВа для распределительных ПС	Объект уточняется	2016 год	Улучшение массо-габаритных характеристик, снижение потерь х.х. и к.з., увеличение мощности. Широкое применение в распределительных сетях
3	ВТСП ограничитель токов к.з.	Объект уточняется	2015 год	Повышение системной надежности и надежности электроснабжения потребителей, широкое внедрение
4	Сверхпроводниковый (ВТСП) индукционный накопитель энергии (СПИНЭ) энергоёмкостью до 10^7 Дж	Объект уточняется	2015 год	Повышение системной надежности и надежности электроснабжения ответственных потребителей, аккумулялирование нестационарной электроэнергии ВИЭ. Широкое внедрение

Таблица Г.5 – Демонстрационные установки возобновляемых источников энергии, проект

№ п/п	Наименование и краткая характеристика демонстрационной технологии	Место (объект) внедрения	Сроки выполнения	Ожидаемый масштаб внедрения и эффект
1	Использование энергии ветра. Дальневосточная ветроэлектростанция на островах Русский и Попова. Установленная мощность – 36 МВт, Выработка до 90 млн кВт.ч	Приморский край, г. Владивосток	2012 год	Снижение выбросов CO ₂ - 670 тыс. тонн. Замещение природного газа 360 млн куб.м. Освоение ветропотенциала Дальнего Востока до 150 МВт, организация производства ВЭУ.
2	Геотермальная энергетика. Увеличение мощности Мутновской ГеоЭС на 12 МВт за счет использования вторичного тепла. Ожидаемая выработка – 91 млн кВт.ч	Камчатский край, Мутновская ГеоЭС	2013 год	Полное использование потенциала парогидротерм Мутновского месторождения для выработки электроэнергии на Мутновской ГеоЭС (МГеоЭС-1). В настоящее время более 1000 т/ч сепарата с t = 150 ⁰ С от разделения ПВС продуктивных скважин закачивается обратно в резервуар
3	Использование энергии приливов. Северная приливная станция, Мощность 12 МВт, среднегодовая выработка – 18,8 млн кВт.ч	Мурманская область, губа Долгая, Баренцево море	2014 год	Создание вертикальных многоярус-ных ортогональных гидроагрегатов для работы на больших глубинах Мезенской и Тугурской ПЭС. Освоение на севере наплавного способа производства работ