



**Министерство энергетики
Российской Федерации**
(Минэнерго России)

П Р И К А З

9 сентября 2015 г.

№ 627

Москва

Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2015 – 2021 годы

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, № 43, ст. 5073; 2013, № 33, ст. 4392; 2014, № 9, ст. 907; 2015, № 5, ст. 827, № 8, ст. 1175) и пунктом 4.4.1 Положения о Министерстве энергетики Российской Федерации, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2008 г. № 400 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, № 22, ст. 2577; № 42, ст. 4825; № 46, ст. 5337; 2009, № 3, ст. 378; № 6, ст. 738; № 33, ст. 4088; № 52 (ч. 2), ст. 6586; 2010, № 9, ст. 960; № 26, ст. 3350; № 31, ст. 4251; № 47, ст. 6128; 2011, № 6, ст. 888; № 14, ст. 1935; № 44, ст. 6269; 2012, № 11, ст. 1293; № 15, ст. 1779; № 31, ст. 4386; № 37, ст. 5001; № 40, ст. 5449; 2013, № 17, ст. 2171; № 29, ст. 3970; № 33, ст. 4386; № 35, ст. 4525; № 44, ст. 5752; № 45, ст. 5822; 2014, № 8, ст. 813; № 40 (ч. 3), ст. 5446; 2015, № 2, ст. 491), приказываю:

Утвердить прилагаемую схему и программу развития Единой энергетической системы России на 2015 – 2021 годы.

Врио Министр



А.Л. Текслер

УТВЕРЖДЕНА
приказом Минэнерго России
от «09» сентября 2015 г. № 627

Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2015 – 2021 годы

1. Основные цели и задачи

Схема и программа развития Единой энергетической системы (далее – ЕЭС) России на 2015 – 2021 годы (далее – схема и программа) разработаны в соответствии с Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».

Основной целью схемы и программы является содействие развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, а также обеспечению удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность.

Основными задачами схемы и программы являются обеспечение надежного функционирования ЕЭС России в долгосрочной перспективе, скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации) объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей и информационное обеспечение деятельности органов государственной власти при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии и инвесторов.

2. Прогноз спроса на электрическую энергию по единой энергетической системе России и территориям субъектов Российской Федерации на 2015 – 2021 годы

ЕЭС России

Прогноз спроса на электрическую энергию по ЕЭС России на период 2015 – 2021 годов выполнен в двух вариантах – базовом со среднегодовым темпом прироста 0,7 % и умеренно-оптимистичном со среднегодовым темпом прироста 1,3 %. Варианты сформированы на основе показателей сценарных условий и основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на период 2016 – 2018 годов, разработанных Министерством экономического развития (май 2015 года) (таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Изменение среднесрочного прогноза основных макроэкономических параметров базового сценария социально-экономического развития России*

| Показатели | Варианты | годовые темпы прироста, % | | | |
|--|--------------------|---------------------------|-------|-------|-------|
| | | 2014 | 2015 | 2016. | 2017. |
| ВВП | сентябрь 2014года | 0,5 | 1,2 | 2,3 | 3,0 |
| | май 2015 года | 0,6 | -2,8 | 2,3 | 2,3 |
| Объем промышленного производства | сентябрь 2014 года | 1,7 | 1,6 | 1,7 | 2,1 |
| | май 2015 года | 1,7 | -1,3 | 1,5 | 1,6 |
| Производство продукции сельского хозяйства | сентябрь 2014 года | 3,5 | 2,7 | 2,6 | 3,0 |
| | май 2015 года | 3,7 | 0,9 | 2,6 | 2,6 |
| Инвестиции в основной капитал | сентябрь 2014 года | -2,4 | 2 | 1,6 | 2,9 |
| | май 2015 года | -2,7 | -10,6 | 3,1 | 2,3 |
| Розничный товарооборот | сентябрь 2014 года | 1,9 | 0,6 | 2,9 | 3,4 |
| | май 2015 года | 2,7 | -8,2 | 1,5 | 3,1 |
| Платные услуги населению | сентябрь 2014 года | 1,0 | 0,6 | 2,4 | 3,2 |
| | май 2015 года | н/д | н/д | н/д | н/д |

* по материалам среднесрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2017 года (сентябрь 2014года) и сценарных условий прогноза социально-экономического развития на период до 2018 года.

На перспективу после 2018 года приняты параметры скорректированного в октябре 2013 года «Прогноза долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года». «Прогноз социально-экономического развития России на период до 2030 года» представлен в трех основных сценариях долгосрочного развития: консервативном, умеренно-оптимистичном и форсированном (целевом). В качестве базового сценария социально-экономического развития России на весь перспективный период рассматривается консервативный сценарий. Прогноз основных макроэкономических параметров базового сценария социально-экономического развития России до 2021 года приведен в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Прогноз основных макроэкономических параметров базового сценария социально-экономического развития России до 2021 года*

| Показатели | годовые темпы прироста, % | | | | | | | Ср. год. Темп за 2015 - 2021 годы, % | Прирост 2021 года к 2014 году, % |
|--|---------------------------|------|------|------|------|------|------|--------------------------------------|----------------------------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | | |
| ВВП | -2,8 | 2,3 | 2,3 | 2,4 | 2,7 | 2,5 | 2,5 | 1,68 | 12,4 |
| Объем промышленного производства | -1,3 | 1,5 | 1,6 | 1,9 | 2,5 | 2,5 | 2,2 | 1,55 | 11,4 |
| Производство продукции сельского хозяйства | 0,9 | 2,6 | 2,6 | 2,7 | 1,3 | 1,4 | 1,4 | 1,84 | 13,6 |
| Инвестиции в основной капитал | -10,6 | 3,1 | 2,3 | 3,2 | 5,4 | 5,1 | 5,1 | 1,80 | 13,3 |
| Розничный товарооборот | -8,2 | 1,5 | 3,1 | 3,7 | 3,6 | 3,3 | 3,0 | 1,35 | 9,8 |
| Платные услуги населению | н/д | н/д | н/д | 3,8 | 3,6 | 3,3 | 3,0 | | |

* по материалам среднесрочного (до 2018 года) и долгосрочного (до 2030 года) прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации

При разработке прогноза спроса на электрическую энергию учтены итоги социально-экономического развития России в 2014 году, приведенные в таблице 2.3.

Осложнение геополитической обстановки привело к замедлению темпов экономического развития Российской Федерации в 2014 году. По данным Росстата прирост показателя ВВП за 2014 год относительно 2013 года составил 0,6 %. Существенное влияние на снижение общеэкономического роста оказывает сокращение объема инвестиций в связи с ограничением доступа к мировым финансовым рынкам. Инвестиции в основной капитал снизились за 2014 год на 2,8 % относительно предыдущего года, что вызвало абсолютное сокращение объема работ по виду деятельности «Строительство». Промышленное производство, несмотря на продолжающееся влияние негативных факторов, продемонстрировало рост за счет отдельных видов обрабатывающих производств. При росте металлургического производства в целом на 2,2 %, электроемкое производство первичного алюминия 2014 году сократилось на 6,4 % относительно прошлого года. Объемы производства на российских алюминиевых заводах были преимущественно обусловлены ходом реализации программы ОК «РУСАЛ» по оптимизации своих производственных мощностей.

Таблица 2.3 – Изменение основных показателей развития экономики, % к соответствующему периоду предыдущего года*

| Показатели | 2013 год | 2014 год |
|---|----------|----------|
| ВВП | 101,3 | 100,6 |
| Промышленное производство**, в т.ч.: | 100,4 | 101,7 |
| Обрабатывающие производства, из них: | 100,5 | 102,1 |
| производство пищевых продуктов, включая напитки, и табака | 102,3 | 102,5 |
| металлургическое производство и производство | 100,0 | 100,6 |

| Показатели | 2013 год | 2014 год |
|--|----------|----------|
| готовых изделий, в т.ч. | | |
| металлургическое производство | | 102,2 |
| производство кокса и нефтепродуктов | 102,3 | 105,7 |
| Производство продукции сельского хозяйства | 105,8 | 103,7 |
| Инвестиции в основной капитал | 99,8 | 97,5 |
| Объем работ по виду деятельности «Строительство» | 100,1 | 95,5 |
| Ввод в эксплуатацию жилых домов | 107,2 | 114,9 |
| Оборот розничной торговли | 103,9 | 102,5 |
| Объем платных услуг населению | 102,1 | 101,3 |

* по материалам мониторинга Минэкономразвития России «Об итогах социально-экономического развития Российской Федерации в 2014 году»;

** агрегированный показатель промышленного производства по видам деятельности «добыча полезных ископаемых», «обрабатывающие производства», «производство и распределение электрической энергии, газа и воды».

В 2014 году остановлено производство первичного алюминия на Богословском, Волгоградском, Волховском и Уральском алюминиевых заводах; на Новокузнецком и Надвоицком алюминиевых заводах существенно снижены мощности и объемы производства.

Темпы роста основных макроэкономических показателей повлияли на величину потребления электрической энергии. Объем потребления электрической энергии в рамках ЕЭС России в 2014 году вырос относительно 2013 года на 0,4 % и составил 1 013,858 млрд. кВт·ч.

Территориальное распределение потребления электрической энергии по объединенным энергосистемам (далее – ОЭС), отражающее сложившиеся региональные пропорции российской экономики, характеризуется преобладанием трех крупнейших ОЭС – Центра, Урала и Сибири, их доля составила в 2014 году 68,8 % от общего объема потребления электрической энергии ЕЭС России (рисунок 2.1).

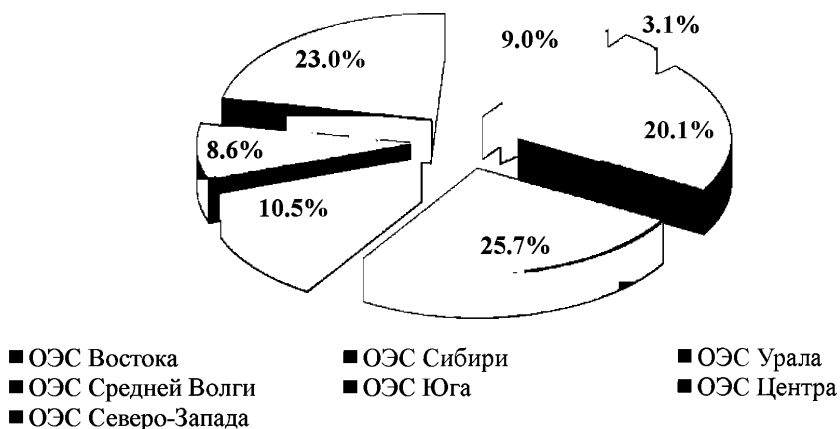
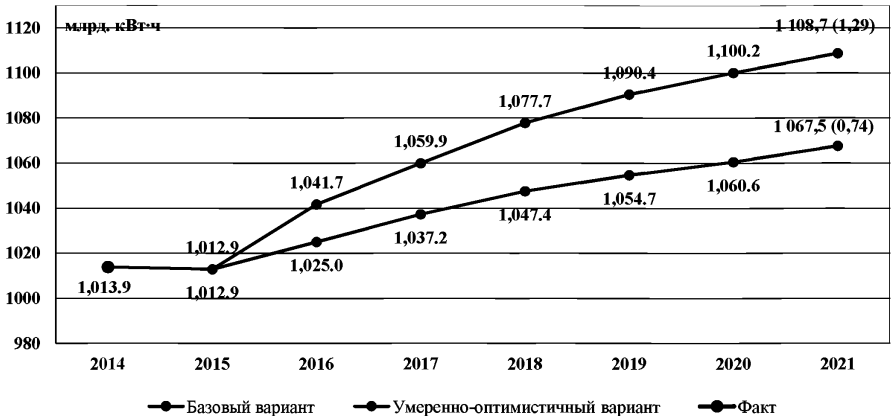


Рисунок 2.1 – Территориальная структура потребления электрической энергии по ОЭС за 2014 год, %

Прогнозируемые варианты спроса на электрическую энергию по ЕЭС России на период 2015 – 2021 годов, разработанные в рамках базового (консервативного) сценария долгосрочного социально-экономического развития России с учетом изменения макроэкономических показателей за 2014 год, приведены на рисунке 2.2.



Примечание: в скобках даны среднегодовые темпы прироста за 2015 – 2021 годы, %

Рисунок 2.2 – Прогноз спроса на электрическую энергию по ЕЭС России до 2021 года

Величина спроса на электрическую энергию по ЕЭС России к концу прогнозного периода оценивается в размере 1 067,518 млрд. кВт·ч в базовом варианте и 1 108,666 млрд. кВт·ч в умеренно-оптимистичном варианте. Это больше объема потребления электрической энергии 2014 года на 53,660 млрд. кВт·ч и 94,808 млрд. кВт·ч соответственно. Превышение уровня 2014 года составит в 2021 году 5,3 % по базовому варианту при среднегодовом приросте за период 0,7 % и 9,4 % по умеренно-оптимистичному варианту при среднегодовом приросте 1,3 %. Разница между прогнозными вариантами потребления электрической энергии на уровне 2021 года оценивается в 41,148 млрд. кВт·ч (3,9 %).

Относительно более высокие темпы прироста спроса на электрическую энергию в ЕЭС России в обоих прогнозных вариантах ожидаются в 2016 – 2018 годах. Существенным фактором увеличения потребления электрической энергии в эти годы является значительный прирост объема потребления электрической энергии в ОЭС Юга за счет присоединения энергосистемы Республики Крым и города Севастополь, в ОЭС Востока – за счет присоединения Западного и Центрального энергорайонов Республики Саха (Якутия).

Прогноз спроса на электрическую энергию по ЕЭС России без учета присоединения к ОЭС Юга энергосистемы Республики Крым и города Севастополя и без учета присоединения к ОЭС Востока Центрального и Западного энергорайонов Республики Якутия оценивается к концу прогнозного периода в размере 1 053,612

млрд. кВт·ч в базовом варианте (0,6 % среднегодовой темп прироста) и 1 094,481 млрд. кВт·ч в умеренно-оптимистичном варианте (1,1 % среднегодовой темп прироста).

Прогноз спроса на электрическую энергию по объединенным и территориальным энергосистемам разработан на базе фактических показателей потребления электрической энергии за последние годы с учетом анализа имеющейся информации о поданных заявках и утвержденных технических условиях, а также заключенных договорах на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии к электрическим сетям с оценкой прироста потребности для каждого из вариантов. При разработке прогноза использованы сведения о максимальной мощности присоединяемых энергопринимающих устройств, сроках их ввода в эксплуатацию, а также о характере нагрузки (вид деятельности хозяйствующего субъекта), позволяющие оценить распределение прироста потребности в электрической энергии по видам экономической деятельности и годам прогнозирования. В качестве ориентиров и приоритетов предстоящего развития принята информация региональных органов исполнительной власти о крупных инвестиционных проектах, намечаемых к реализации в прогнозный период, их максимальной мощности, сроках ввода в эксплуатацию и местах расположения.

Показатели потребления электрической энергии по ОЭС, сформированные в рамках двух прогнозных вариантов спроса на электрическую энергию в ЭЭС России, представлены в таблицах 2.4 и 2.5, по территориям субъектов Российской Федерации – в Приложениях А и Б.

Таблица 2.4 – Прогноз спроса на электрическую энергию по ЕЭС России на период до 2021 года, млрд. кВт·ч.
Базовый вариант

| | Факт | Прогноз | | | | | | | Ср.год. прирост за 2015 – 2021 годы, % |
|--------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|---|
| | 2014 год | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | |
| ОЭС Северо-Запада | 90,770 | 90,321 | 90,789 | 91,175 | 91,666 | 92,047 | 92,495 | 92,910 | |
| годовой темп прироста, % | 0,53 | -0,49 | 0,52 | 0,43 | 0,54 | 0,42 | 0,49 | 0,45 | 0,33 |
| ОЭС Центра | 232,930 | 233,398 | 234,628 | 236,152 | 238,293 | 239,438 | 241,207 | 242,981 | |
| годовой темп прироста, % | 1,08 | 0,20 | 0,53 | 0,65 | 0,91 | 0,48 | 0,74 | 0,74 | 0,61 |
| ОЭС Средней Волги | 106,683 | 105,429 | 105,776 | 106,300 | 106,564 | 106,927 | 107,257 | 107,350 | |
| годовой темп прироста, % | -1,94 | -1,18 | 0,33 | 0,50 | 0,25 | 0,34 | 0,31 | 0,09 | 0,09 |
| ОЭС Юга* | 86,938 | 87,826 | 91,315 | 95,053 | 98,336 | 99,561 | 100,440 | 101,162 | |
| годовой темп прироста, % | 1,58 | 1,02 | 3,97 | 4,09 | 3,45 | 1,25 | 0,88 | 0,72 | 2,19 |
| ОЭС Урала | 260,670 | 259,116 | 260,278 | 261,307 | 262,837 | 264,061 | 265,337 | 266,371 | |
| годовой темп прироста, % | 1,12 | -0,60 | 0,45 | 0,40 | 0,59 | 0,47 | 0,48 | 0,39 | 0,31 |
| ОЭС Сибири** | 204,065 | 204,751 | 207,431 | 209,001 | 210,809 | 212,959 | 213,793 | 214,690 | |
| годовой темп прироста, % | -0,61 | 0,34 | 1,31 | 0,76 | 0,87 | 1,02 | 0,39 | 0,42 | 0,73 |
| ОЭС Востока*** | 31,802 | 32,052 | 34,746 | 38,191 | 38,914 | 39,703 | 40,021 | 42,054 | |
| годовой темп прироста, % | 0,61 | 0,79 | 8,41 | 9,91 | 1,89 | 2,03 | 0,80 | 5,08 | 4,07 |
| ЕЭС России**** | 1013,858 | 1012,893 | 1024,963 | 1037,179 | 1047,419 | 1054,696 | 1060,550 | 1067,518 | |
| годовой темп прироста, % | 0,40 | -0,10 | 1,19 | 1,19 | 0,99 | 0,69 | 0,56 | 0,66 | 0,74 |

* ОЭС Юга с учетом присоединения энергосистемы Республики Крым и города Севастополь с 2016года;

** ОЭС Сибири с учетом присоединения к энергосистеме Красноярского края электрических сетей месторождений ЗАО «Ванкорнефть» с 2015 года;

***ОЭС Востока с учетом присоединения к Южно-Якутскому энергорайону Западного и Центрального энергорайонов Республики Саха (Якутия) с 2016 года;

**** Прогноз спроса на электрическую энергию по ЕЭС России на период до 2021 года без учета присоединения энергосистемы Республики Крым и города Севастополь, электрических сетей месторождений ЗАО «Ванкорнефть», Западного и Центрального энергорайонов Республики Саха (Якутия) приведен в Таблице 3.1.

Таблица 2.5 – Прогноз спроса на электрическую энергию по ЕЭС России на период до 2021 года, млрд. кВт·ч.
Умеренно-оптимистичный вариант

| | Факт | Прогноз | | | | | | | Ср.год. прирост за 2015 – 2021 годы, % |
|--------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--|
| | 2014 год | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | |
| ОЭС Северо-Запада | 90,770 | 90,321 | 92,166 | 92,924 | 93,746 | 94,805 | 95,471 | 96,050 | |
| годовой темп прироста, % | <i>0,53</i> | <i>-0,49</i> | <i>2,04</i> | <i>0,82</i> | <i>0,88</i> | <i>1,13</i> | <i>0,70</i> | <i>0,61</i> | <i>0,81</i> |
| ОЭС Центра | 232,930 | 233,398 | 237,553 | 240,399 | 243,664 | 245,402 | 247,585 | 249,901 | |
| годовой темп прироста, % | <i>1,08</i> | <i>0,20</i> | <i>1,78</i> | <i>1,20</i> | <i>1,36</i> | <i>0,71</i> | <i>0,89</i> | <i>0,94</i> | <i>1,01</i> |
| ОЭС Средней Волги | 106,683 | 105,429 | 108,405 | 108,937 | 109,476 | 110,123 | 110,753 | 111,118 | |
| годовой темп прироста, % | <i>-1,94</i> | <i>-1,18</i> | <i>2,82</i> | <i>0,49</i> | <i>0,49</i> | <i>0,59</i> | <i>0,57</i> | <i>0,33</i> | <i>0,58</i> |
| ОЭС Юга* | 86,938 | 87,826 | 92,443 | 97,624 | 101,728 | 103,829 | 105,359 | 106,768 | |
| годовой темп прироста, % | <i>1,58</i> | <i>1,02</i> | <i>5,26</i> | <i>5,60</i> | <i>4,20</i> | <i>2,07</i> | <i>1,47</i> | <i>1,34</i> | <i>2,98</i> |
| ОЭС Урала | 260,670 | 259,116 | 264,854 | 266,975 | 269,254 | 270,891 | 272,781 | 274,531 | |
| годовой темп прироста, % | <i>1,12</i> | <i>-0,60</i> | <i>2,21</i> | <i>0,80</i> | <i>0,85</i> | <i>0,61</i> | <i>0,70</i> | <i>0,64</i> | <i>0,74</i> |
| ОЭС Сибири** | 204,065 | 204,751 | 210,411 | 213,235 | 218,322 | 221,934 | 223,099 | 224,617 | |
| годовой темп прироста, % | <i>-0,61</i> | <i>0,34</i> | <i>2,76</i> | <i>1,34</i> | <i>2,39</i> | <i>1,65</i> | <i>0,52</i> | <i>0,68</i> | <i>1,38</i> |
| ОЭС Востока*** | 31,802 | 32,052 | 35,843 | 39,765 | 41,546 | 43,443 | 45,119 | 45,681 | |
| годовой темп прироста, % | <i>0,61</i> | <i>0,79</i> | <i>11,83</i> | <i>10,94</i> | <i>4,48</i> | <i>4,57</i> | <i>3,86</i> | <i>1,25</i> | <i>5,31</i> |
| ЕЭС России**** | 1013,858 | 1012,893 | 1041,675 | 1059,859 | 1077,736 | 1090,427 | 1100,167 | 1108,666 | |
| годовой темп прироста, % | <i>0,40</i> | <i>-0,10</i> | <i>2,84</i> | <i>1,75</i> | <i>1,69</i> | <i>1,18</i> | <i>0,89</i> | <i>0,77</i> | <i>1,29</i> |

*ОЭС Юга с учетом присоединения энергосистемы Республики Крым и города Севастополь с 2016года;

** ОЭС Сибири с учетом присоединения к энергосистеме Красноярского края электрических сетей месторождений ЗАО «Ванкорнефть» с 2015 года;

*** ОЭС Востока с учетом присоединения к Южно-Якутскому энергорайону Западного и Центрального энергорайонов Республики Саха (Якутия) с 2016 года;

**** Прогноз спроса на электрическую энергию по ЕЭС России на период до 2021 года без учета присоединения энергосистемы Республики Крым и города Севастополь, электрических сетей месторождений ЗАО «Ванкорнефть», Западного и Центрального энергорайонов Республики Саха (Якутия) приведен в Таблице 3.1.

При разработке территориального прогноза потребления электрической энергии по ОЭС учитывались данные прогнозов социально-экономического развития субъектов Российской Федерации в агрегированном виде в разрезе федеральных округов. В базовом варианте повышенные относительно среднего по ЕЭС России темпы прироста спроса на электрическую энергию прогнозируются для ОЭС Востока и ОЭС Юга (средний темп за период 4,1 % и 2,2 % соответственно). Для остальных ОЭС среднегодовые темпы прироста прогнозируются ниже среднего по ЕЭС России.

В умеренно-оптимистичном варианте повышенные относительно среднего по ЕЭС России темпы прироста спроса на электрическую энергию прогнозируются для ОЭС Востока, ОЭС Юга и ОЭС Сибири (средний темп за период 5,3 %, 3,0 % и 1,4 % соответственно).

В таблице 2.6 приведена территориальная структура потребления электрической энергии по двум прогнозным вариантам на уровне 2014 и 2021 годов.

Таблица 2.6 – Изменение территориальной структуры потребления электрической энергии по ОЭС для базового и умеренно-оптимистичного вариантов к 2021 году

| | 2014 год факт | | Базовый вариант | | Умеренно-оптимистичный вариант | |
|-------------------|---------------|------|-----------------|------|--------------------------------|------|
| | | | 2021 год | | | |
| | млрд. кВт·ч | % | млрд. кВт·ч | % | млрд. кВт·ч | % |
| ОЭС Северо-Запада | 90,770 | 9,0 | 92,910 | 8,7 | 96,050 | 8,7 |
| ОЭС Центра | 232,930 | 23,0 | 242,981 | 22,7 | 249,901 | 22,5 |
| ОЭС Средней Волги | 106,683 | 10,5 | 107,350 | 10,1 | 111,118 | 10,0 |
| ОЭС Юга | 86,938 | 8,6 | 101,162 | 9,5 | 106,768 | 9,6 |
| ОЭС Урала | 260,670 | 25,7 | 266,371 | 25,0 | 274,531 | 24,8 |
| ОЭС Сибири | 204,065 | 20,1 | 214,690 | 20,1 | 224,617 | 20,3 |
| ОЭС Востока | 31,802 | 3,1 | 42,054 | 3,9 | 45,681 | 4,1 |
| ЕЭС России | 1013,858 | 100 | 1067,518 | 100 | 1108,666 | 100 |

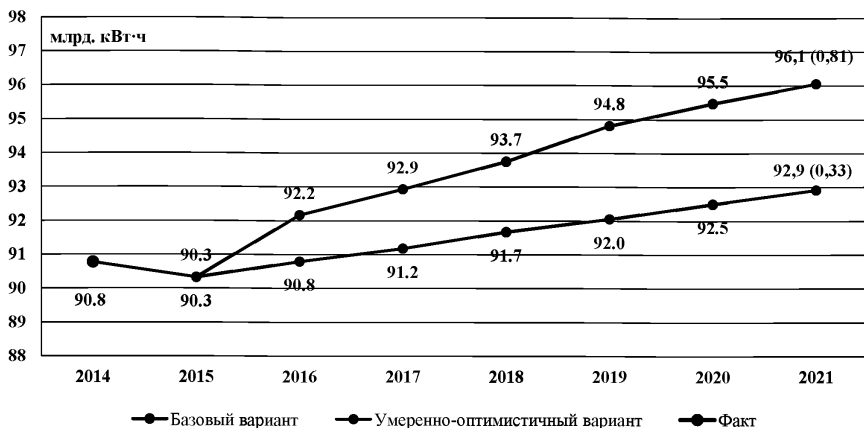
Прогнозируемые тенденции изменения региональной динамики потребления электрической энергии не приведут к существенным сдвигам в территориальной структуре и связаны, в основном, с расширением территориальных границ энергосистем.

ОЭС Северо-Запада

Объем потребления электрической энергии по ОЭС Северо-Запада увеличился в 2014 году относительно предыдущего года на 0,5 % и составил 90,770 млрд. кВт·ч.

К 2021 году объем спроса на электрическую энергию в ОЭС Северо-Запада прогнозируется на уровне 92,910 млрд. кВт·ч по базовому варианту (среднегодовой темп прироста за период – 0,3 %) и 96,050 млрд. кВт·ч по умеренно-

оптимистичному варианту (среднегодовой темп прироста за период – 0,8 %) (рисунок 2.3).



Примечание: в скобках даны среднегодовые темпы прироста за 2015 – 2021 годы, %

Рисунок 2.3 – Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Северо-Запада на период до 2021 года

Направлениями, формирующими перспективный спрос на электрическую энергию на территории ОЭС Северо-Запада, являются добыча полезных ископаемых, производство нефтепродуктов, машиностроение, производство строительных материалов, целлюлозно-бумажное и деревообрабатывающее производства, а также развитие транспорта и непромышленной сферы.

Основные проекты по добыче полезных ископаемых будут реализовываться преимущественно в Республике Коми, Архангельской (включая Ненецкий автономный округ) и Мурманской областях.

Ожидается рост добычи нефти на территории Тимано-Печерской нефтегазовой провинции (Республика Коми, в том числе Ярегское месторождение).

Рост добычи нефти на территории ОЭС Северо-Запада и увеличение поставок нефти по новому нефтепроводу «Балтийская трубопроводная система» предполагают рост объема и глубины нефтепереработки. В частности, планируется строительство комплекса получения высокооктановых компонентов бензина (ЛК-2Б) для выпуска топлива класса Евро-5 на Киришском нефтеперерабатывающем заводе (далее – НПЗ) в городе Кириши (Ленинградская область).

Главными приоритетами в развитии машиностроительного комплекса на территории ОЭС Северо-Запада являются судостроение, энергомашиностроение, приборостроение и автомобилестроение.

Вследствие роста спроса на грузоперевозки, освоения природных богатств континентального шельфа Арктической зоны прогнозируется увеличение доли транспорта в структуре потребления электрической энергии.

Город Санкт-Петербург и Ленинградская область остаются субъектами, обеспечивающими основной экономической и инновационный потенциал Северо-Западного региона. На энергосистему города Санкт-Петербург и Ленинградской области в 2014 году приходилось 48,3 % всего потребления электрической энергии ОЭС Северо-Запада, к 2021 году этот показатель вырастет до 49 %. При этом объем спроса на электрическую энергию возрастет до 45,502 млрд. кВт·ч (базовый вариант) в 2021 году при 43,854 млрд. кВт·ч в 2014 году, что соответствует среднегодовым темпам прироста за период 2015 – 2021 годы 0,53 %. В умеренно-оптимистичном варианте потребление электрической энергии в энергосистеме города Санкт-Петербурга и Ленинградской области к 2021 году составит 47,112 млрд. кВт·ч при среднегодовых темпах прироста 1,03 %.

В целях развития территорий и привлечения инвестиций продолжится развитие новых промышленно-производственных зон с подготовленной инженерной инфраструктурой, индустриальных парков.

Одним из важнейших проектов является развитие морского торгового порта Усть-Луга (в том числе строительство комплекса по перегрузке сжиженных углеводородных газов), где планируется реализация крупных проектов по переработке природного газа (Балтийский карбамидный завод).

Рост спроса на электрическую энергию в сфере услуг определяется строительством торгово-досуговых и бизнес-центров, технопарков в области информационных технологий, туристско-рекреационных, спортивных (объекты к чемпионату мира по футболу 2018 года, включая стадион «Газпром Арена») и гостиничных комплексов, крупномасштабным жилищным строительством. Развитие внутригородского транспорта предполагает дальнейшее развитие Санкт-Петербургского метрополитена.

Согласно базовому варианту прогноза, города Санкт-Петербург и Ленинградская область обеспечат 77 % прироста спроса на электрическую энергию по ОЭС Северо-Запада в период до 2021 года.

Особое положение в ОЭС Северо-Запада занимает энергосистема Калининградской области, не имеющая прямых электрических связей с энергосистемами других субъектов Российской Федерации. В соответствии с базовым вариантом прогноза к 2021 году потребление электрической энергии в энергосистеме Калининградской области вырастет на 4,2 % до 4,600 млрд. кВт·ч при среднегодовых темпах прироста – 0,6 %. Умеренно-оптимистичный сценарий прогноза предполагает рост на 13,5 % – до 5,009 млрд. кВт·ч при среднегодовых темпах прироста 1,8 %. Перспективный рост потребления электрической энергии в регионе определяется развитием производственного сектора, сферы услуг. К чемпионату мира по футболу 2018 года планируется строительство ряда крупных объектов (стадиона, гостиниц, тренировочных баз), а также модернизация транспортной инфраструктуры.

ОЭС Центра

Объем потребления электрической энергии по ОЭС Центра увеличился в 2014 году относительно предыдущего года на 1,1 % и составил 232,930 млрд. кВт·ч.

Прогнозируемый объем спроса на электрическую энергию в ОЭС Центра к 2021 году оценивается в размере 242,981 млрд. кВт·ч по базовому варианту (среднегодовой темп прироста за период – 0,6 %) и 249,901 млрд. кВт·ч по умеренно-оптимистичному варианту (среднегодовой темп прироста за период – 1,0 %) (рисунок 2.4).



Рисунок 2.4 – Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Центра на период до 2021 года

Прогнозируемые темпы прироста спроса на электрическую энергию в целом по ОЭС Центра в базовом и умеренно-оптимистичном вариантах ниже, чем по ЕЭС России в целом.

Основными направлениями, формирующими перспективный спрос на электрическую энергию на территории ОЭС Центра, являются металлургическое, машиностроительное, химическое производство, производство строительных материалов и пищевых продуктов, а также транспортный комплекс и развитие сферы услуг и домашних хозяйств.

В металлургическом производстве среди основных проектов, которые могут оказать влияние на рост спроса на электрическую энергию ОЭС Центра – модернизация, расширение и ввод новых металлургических производств, формирующих основной спрос на электрическую энергию в промышленности региона (22 %). На период до 2021 года рост спроса на электрическую энергию в металлургическом производстве будет связан с расширением действующих производств в Белгородской области – увеличение выпуска железорудного концентрата на ОАО «Лебединский ГОК» (строительство цеха ГБЖ №3), расширением производства на ОАО «Стойленский ГОК» (строительство фабрики окомкования по производству окатышей). В индустриальном парке «Ворсино» Калужской области после 2018 года будет введена вторая очередь электрометаллургического завода «НЛМК-Калуга». На Волгореченском трубном

заводе Костромской области планируется строительство нового цеха в рамках реализации проекта ОАО «Газтрубинвест» по выпуску стальных труб среднего диаметра для газовой и нефтяной промышленности. В два раза будут увеличены производственные мощности на крупнейшем в России металлургическом заводе по производству вагонного литья в Брянской области – ООО «Промышленная компания «Бежицкий сталелитейный завод».

Рост спроса на электрическую энергию в металлургическом производстве Тульской области будет связан с реализацией крупномасштабного проекта литейно-прокатного комплекса по выплавке углеродной стали конверторным способом, производительность первой очереди составит 1,5 млн. тонн стального проката (ООО «Тулачермет-Сталь»), а также с расширением производства на ОАО «Ревякинский металлопрокатный завод».

Развитие машиностроительного производства, на долю которого в среднем по ОЭС Центра приходится только около 6 % от суммарного спроса на электрическую энергию промышленности, определяется развитием действующих машиностроительных производств Брянской и Калужской областей. В марте 2014 года состоялось открытие первой очереди Липецкого машиностроительного комплекса – цеха окраски ООО «Моторинвест», в дальнейшем планируется ввод сборочного цеха и строительство жилья для сотрудников.

Основными проектами по производству строительных материалов на территории ОЭС Центра (6 % всего промышленного производства), будут являться в Калужской области – ООО «Калужский цементный завод», в Липецкой области вблизи Черкасского месторождения известняков – цементный завод ООО «Дон цемент», в Орловской области – цементный завод ОАО «ОрелСтройТех», в Тверской области расширение производства на ООО «Верхневолжский кирпичный завод». В регионах ОЭС Центра сосредоточено около 24 % всего цементного производства России и около 28 % производства керамического кирпича, в перспективе эти показатели будут только увеличиваться.

В ряде территориальных энергосистем, в которых планируется реализация относительно крупных инвестиционных проектов, среднегодовые приросты спроса на электрическую энергию по базовому варианту прогноза за 2015 – 2021 годы выше, чем по ОЭС Центра в целом: в энергосистемах Калужской (1,7 %), Воронежской (1,5 %), а также в энергосистеме города Москва и Московской области (0,8 %).

В территориальной структуре потребления электрической энергии крупнейшей энергосистемой ОЭС Центра на протяжении всего прогнозного периода остается энергосистема города Москва и Московской области, на долю которой приходится около половины (44,3 %) потребления электрической энергии ОЭС. К числу приоритетных инвестиционных проектов в сфере услуг и жилищного строительства можно отнести строительство жилых микрорайонов и делового центра на территории бывших промышленных зон в рамках проекта «Большой Сити»; в промышленной зоне «Зил» помимо жилой и офисно-деловой застройки будет создан спортивный кластер, многофункциональный общественный комплекс «Планета Зил», парк и производство автомобилей (проект «город в городе»). Кроме

того, в рамках подготовки к проведению чемпионата мира по футболу 2018 года будет проведена капитальная реконструкция олимпийского комплекса «Лужники».

Важнейшим элементом транспортной системы Московского региона является развитие городского железнодорожного общественного транспорта. Планируется создания хордовой связи между городами Московской области за счет организации легкого метро, представляющего собой совмещение новых участков метрополитена, экспресс-электропоездов и скоростного трамвая. Развитие столичного метрополитена будет связано с сооружением новых станций на действующих линиях метрополитена, строительством новых Солнцевской и Кожуховской линий, а также сооружением первоочередных участков третьего пересадочного контура. После утверждения градостроительных планов по развитию присоединенных в 2012 году новых территорий города Москва их дополнительный объем спроса на электрическую энергию, приведет к дальнейшему росту доли энергосистемы города Москва и Московской области в суммарном потреблении электрической энергии ОЭС Центра.

ОЭС Средней Волги

Объем спроса на электрическую энергию по ОЭС Средней Волги снизился в 2014 году относительно предыдущего года на 1,9 % и составил 106,683 млрд. кВт·ч.

В соответствии с базовым вариантом прогноза развитие экономики на территории ОЭС Средней Волги приведет к росту спроса на электрическую энергию до 107,350 млрд. кВт·ч к 2021 году или на 0,6 % от показателя 2014 года. Среднегодовые темпы прироста при этом составят 0,1 % за период 2015 – 2021 годов.

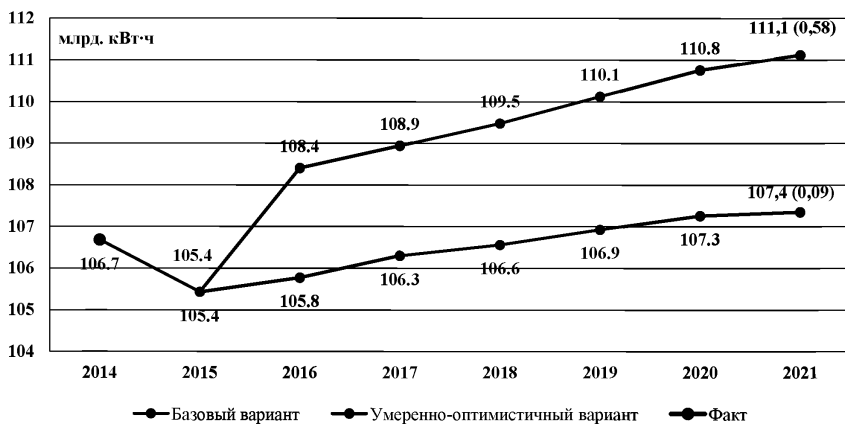
Согласно умеренно-оптимистичному варианту прогноза потребления электрической энергии в ОЭС Средней Волги увеличится на 4,2 % и составит 111,118 млрд. кВт·ч в 2021 году при среднегодовых темпах прироста 0,6 % (рисунок 2.5).

Основные направления социально-экономического развития регионов, охватываемых ОЭС Средней Волги, включают развитие машиностроения, черной и цветной металлургии, химической промышленности, транспортного комплекса, развитие индустрии новых технологий, а также сферы услуг.

Наиболее крупные проекты, которые окажут существенное влияние на рост потребления электрической энергии ОЭС Средней Волги – это, прежде всего, предприятия металлургического комплекса: новый малый металлургический завод мощностью 1 млн. тонн сортового проката с дальнейшим созданием сервисного металлоцентра в Саратовской области (ЗАО «Северсталь – Сортовой завод Балаково»). Завод введен в эксплуатацию в 2014 году и будет постепенно наращивать объемы производства. В Республике Татарстан планируется строительство электрометаллургического завода «Татсталь» мощностью более 1 млн. тонн.

Развитие машиностроительного комплекса Поволжья будет преимущественно определяться проектами в сфере транспортного машиностроения. В Республике Татарстан планируется развитие особой экономической зоны промышленно-

производственного типа «Алабуга», где основными резидентами являются предприятия по производству автокомпонентов, крупноузловой сборке автомобилей. В Саратовской области планируется освоение выпуска подвижного железнодорожного состава и расширение производства узлов и комплектующих для подвижного состава ОАО «РЖД» на ЗАО «Вагоностроительный завод», а также ввод в эксплуатацию Энгельского локомотивного завода.



Примечание: в скобках даны среднегодовые темпы прироста за 2015 – 2021 годы, %

Рисунок 2.5 – Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Средней Волги на период до 2021 года

Основные проекты по развитию химического производства будут реализовываться преимущественно в Республике Татарстан, Нижегородской и Саратовской областях: новое предприятие по производству поливинилхлорида ООО «РусВинил» в городе Кстово Нижегородской области (введен в эксплуатацию в 2014 году, предполагается постепенный рост объемов выпуска продукции), строительство нового производства фенола и ацетона, строительство интегрированного комплекса по производству аммиака, метанола, карбамида и аммиачной селитры на базе действующего производства в городе Менделеевск (ОАО «Аммоний»). В четырех регионах ОЭС Средней Волги (Республики Татарстан и Мордовия, Нижегородская и Самарская области) пройдут мероприятия чемпионата мира по футболу 2018 года, вследствие чего планируется строительство ряда крупных объектов (стадионы, гостиницы, тренировочные базы), а также модернизация транспортной инфраструктуры.

В территориальной структуре потребления электрической энергии ОЭС Средней Волги к 2021 году суммарный удельный вес наиболее крупных энергосистем – Республики Татарстан, Нижегородской и Самарской областей – в общем потреблении электрической энергии в ОЭС Средней Волги останется на уровне 67 – 68%. Наибольший удельный вес в суммарном потреблении

электрической энергии в ОЭС Средней Волги имеет энергосистема Республики Татарстан – около 25 %, и в течение прогнозного периода данный показатель не претерпит существенных изменений.

В энергосистеме Нижегородской области объем спроса на электрическую энергию по умеренно-оптимистичному варианту вырастет на 1,8 % до 20,899 млрд. кВт·ч. при среднегодовых темпах прироста 0,3 %.

В соответствии с базовым вариантом прогноза в энергосистеме Республики Татарстан объем потребления электрической энергии за 2015 – 2021 годы возрастет на 3,1 % – до 27,971 млрд. кВт·ч, а среднегодовые темпы прироста составят 0,4 %. По умеренно-оптимистичному варианту потребление электрической энергии к 2021 году увеличится до 28,848 млрд. кВт·ч (на 6,4 % выше относительно показателя 2014 года) при среднегодовых темпах прироста 0,9 %.

ОЭС Юга

Объем потребления электрической энергии в ОЭС Юга увеличился в 2014 году относительно предыдущего года на 1,6 % и составил 86,938 млрд. кВт·ч.

Среднегодовой темп прироста потребления электрической энергии по ОЭС Юга в базовом варианте прогноза в 3 раза выше среднего по ЕЭС России, в умеренно-оптимистичном – выше в 2,3 раза, что в значительной степени связано с приростом потребления электрической энергии в ОЭС Юга за счет присоединения с 2017 года энергосистемы Республики Крым и города Севастополь.

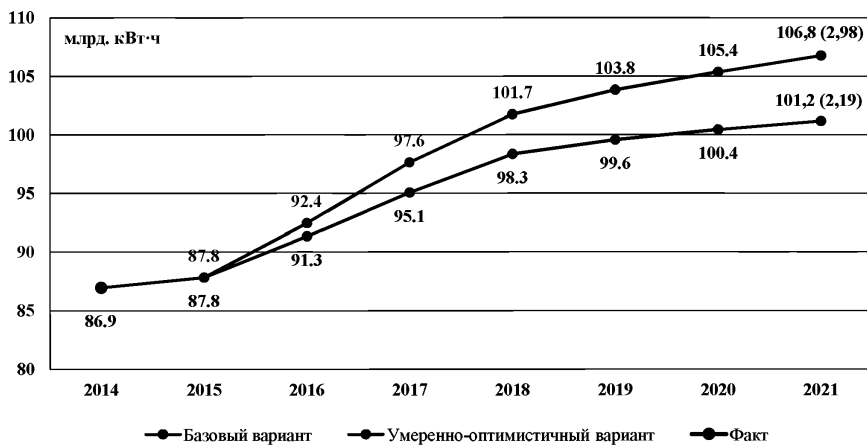
В базовом варианте прогнозируемая величина спроса на электрическую энергию по ОЭС Юга на уровне 2021 года оценивается в размере 101,162 млрд. кВт·ч, в умеренно-оптимистичном -106,768 млрд. кВт·ч (рисунок 2.6). Это выше объема потребления электрической энергии 2014 года соответственно на 16,4 % и 22,8 %. Доля ОЭС Юга в общем объеме потребления электрической энергии ЕЭС России увеличится с 8,6 % в 2014 году и составит к концу прогнозного периода 9,5 % в базовом варианте и 9,6 % – в умеренно-оптимистичном.

Прогноз спроса на электроэнергию по ОЭС Юга без учета присоединения энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя на уровне 2021 года в базовом варианте оценивается в объеме 93,206 млрд. кВт·ч (среднегодовой темп прироста 1,0 %), в умеренно-оптимистичном варианте – 98,812 млрд. кВт·ч (среднегодовой темп прироста 1,9 %).

В территориальном распределении потребления электрической энергии по ОЭС Юга преобладание трех энергосистем (Краснодарского края и Республики Адыгея, Ростовской и Волгоградской областей) сохранится при снижении их суммарной доли в базовом варианте до 61,5 %, в умеренно-оптимистичном – до 62,8 % вместо 67,2 % в 2014 году.

Крупнейшей энергосистемой в ОЭС Юга является энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея. Ее доля в 2014 году составила 28,5 %, к концу прогнозного периода в базовом варианте она снизится до 26,8 %, в умеренно-оптимистичном – до 27,7 %. Прогнозируемая динамика годовых приростов потребности в электрической энергии обусловлена особенностями формирования спроса на электрическую энергию на территории энергосистемы в предстоящие

годы. Снижение темпов прироста спроса на электрическую энергию в 2015 году обусловлено несколькими факторами. Одним из них является высокая база потребления электрической энергии 2014 года в связи с проведением XXII Олимпийских зимних игр и XI Паралимпийских зимних игр 2014 года в городе Сочи, что повлияло на увеличение пассажиропотока, на рост оборота оптовой и розничной торговли, объема платных услуг, прежде всего, платных туристических и гостиничных услуг. Отрицательная динамика к уровню прошлого года сложилась лишь по виду деятельности «Строительство» и в производстве строительных материалов в связи с окончанием возведения спортивных и инфраструктурных объектов. Другой фактор – уменьшение объема инвестиционных вложений в Краснодарском крае в 2015 году. Возобновление инвестиционного роста предполагается после 2016 года. Соответственно, низкие темпы роста потребления электрической энергии в среднесрочной перспективе в последующие годы в умеренно-оптимистичном варианте повысятся.



Примечание: в скобках даны среднегодовые темпы прироста за 2015 – 2021 годы, %

Рисунок 2.6 – Прогноз спроса на электрическую энергию в ОЭС Юга на период до 2021 года

Абсолютный прирост спроса на электрическую энергию по энергосистеме Краснодарского края и Республики Адыгея к концу прогнозного периода может превысить 2,4 млрд. кВт·ч в базовом варианте и 4,8 млрд. кВт·ч в умеренно-оптимистичном. Значительная часть прироста будет определяться дальнейшим развитием сформировавшихся на ее территории комплексов: курортно-туристического, агропромышленного, транспортного и строительного.

Интенсивное строительство жилых комплексов в городе Краснодар, городе Сочи и городе Майкоп существенно увеличит потребление электрической энергии в домашних хозяйствах. Расширение и реконструкция действующих гостиничных и

курортно-оздоровительных комплексов будут способствовать дальнейшему росту спроса на электрическую энергию в сфере услуг.

Увеличение спроса на электрическую энергию в промышленном производстве будет обусловлено ожидаемой реализацией проектов по модернизации с одновременным увеличением объема и глубины нефтепереработки Афипского, Ильского и Туапсинского НПЗ, проектов по строительству третьей очереди Абинского электрометаллургического завода и строительству Новороссийского цементного завода «Горный».

Одним из главных направлений развития транспортной инфраструктуры будет являться реализация проекта «Создание сухогрузного морского порта Тамань», государственным заказчиком которого является ФКУ «Дирекция государственного заказчика по реализации федеральной целевой программы «Модернизация транспортной инфраструктуры России» (ФКУ «Ространсmodernизация»). Реализация указанного проекта приведет к дополнительному увеличению спроса на электрическую энергию.

Во второй по величине в ОЭС Юга энергосистеме Ростовской области, на долю которой в 2014 году приходилось 20,5 % общего потребления электрической энергии, среднегодовые темпы прироста потребности в электрической энергии по базовому и умеренно-оптимистичному вариантам составляют 1,0 % и 2,2 % соответственно. Прогнозируемое увеличение потребности в электрической энергии связано с предполагаемой реализацией крупного инвестиционного проекта по строительству листопрокатного производства ООО «Красносулинский металлургический комбинат» после 2016 года, реконструкцией и расширением сталеплавильного производства в ПАО «Таганрогский металлургический завод». Дополнительный прирост потребности в электрической энергии произойдет за счет строительства новых жилых микрорайонов в городе Ростов и других городах области, а также объектов инфраструктуры, в т.ч. для проведения чемпионата мира по футболу в 2018 году.

Для энергосистемы Волгоградской области, где снижение потребления электрической энергии по итогам 2014 года из-за резкого сокращения электроемкого металлургического и химического производства и полной остановки Волгоградского алюминиевого завода достигло 10 %, на 2015 год прогнозируется дальнейшее абсолютное снижение потребления электрической энергии, более существенное в базовом варианте. Положительные приросты в отдельные последующие годы в значительной мере будут определяться увеличением спроса на электрическую энергию горно-обогатительным комбинатом (далее – ГОК) по добыче и переработке калийных солей на базе Гремяченского месторождения в Котельниковском районе. Дополнительным фактором увеличения потребности в электрической энергии в энергосистеме Волгоградской области станет проведение чемпионата мира по футболу в 2018 году в Волгоградской области.

Относительно высокие темпы прироста потребности в электрической энергии прогнозируются в энергосистеме Республики Калмыкия, как в базовом, так и в умеренно-оптимистичном вариантах. При среднегодовых приростах в обоих вариантах 2,8 – 3,4 % в отдельные годы темпы прироста определены значительно

выше, в базовом варианте в 2019 году около 5 %, в умеренно-оптимистичном варианте в 2016 году более 9 %. В эти годы на территории Калмыкии вводятся две новые нефтеперекачивающие станции (НПС-2 и НПС-3), предусмотренные инвестиционным проектом по расширению Каспийского трубопроводного консорциума России.

Прогнозируемые относительно высокие темпы прироста спроса на электрическую энергию в пяти энергосистемах национальных республик соответствуют опережающему экономическому росту в регионах Северо-Кавказского федерального округа в течение всего среднесрочного периода, предусмотренному в «Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2015 год и на плановый период 2016 и 2017 годов».

В энергосистеме Республики Карачаево-Черкесия прогнозируемые для обоих вариантов повышенные темпы прироста потребности в электрической энергии в 2016 году связаны с ожидаемым вводом в 2016 году Зеленчукской гидроаккумулирующей электростанции (далее – ГАЭС).

В энергосистеме Ставропольского края повышенные темпы прироста потребности в электрической энергии на территории энергосистемы ожидаются в 2015 году в связи с реализацией крупного инвестиционного проекта «Создание регионального индустриального парка в городе Невинномысск Ставропольского края».

Прогнозы потребления электрической энергии в энергосистеме Республики Крым и города Севастополь приведены в разделе 7.

ОЭС Урала

Объем потребления электрической энергии в ОЭС Урала увеличился в 2014 году относительно предыдущего года на 1,1 % и составил 260,670 млрд. кВт·ч.

Спрос на электрическую энергию в ОЭС Урала прогнозируется в 2021 году на уровне 266,371 млрд. кВт·ч в базовом и 274,531 млрд. кВт·ч в умеренно-оптимистичном вариантах со среднегодовыми темпами прироста в период 2015 – 2021 годов – 0,3 % и 0,7 %, соответственно (рисунок 2.7), что ниже средних показателей по ЕЭС России.

Прогнозируемые достаточно низкие темпы прироста спроса определяются темпами развития экономики и, прежде всего, особенностями развития профилирующих производств – нефтедобычи и металлургии.

Западно-Сибирская нефтегазовая провинция остается основным нефтедобывающим регионом страны. Развитие нефтегазового комплекса связано как с поддержанием объемов добычи нефти за счет внедрения совершенных технологий эксплуатации месторождений в традиционных районах добычи, так и вводом в эксплуатацию новых месторождений.

Динамика спроса на электрическую энергию со стороны предприятий цветной металлургии определяется, прежде всего, закрытием электролизного производства на Богословском и Уральском алюминиевых заводах. В черной металлургии в числе новых крупных потребителей – филиал ОАО «Трубодеталь» (город Чусовой, Пермский край) с созданием трубо-сталеплавильного комплекса с производством

бесшовных труб нефтегазового сортамента.

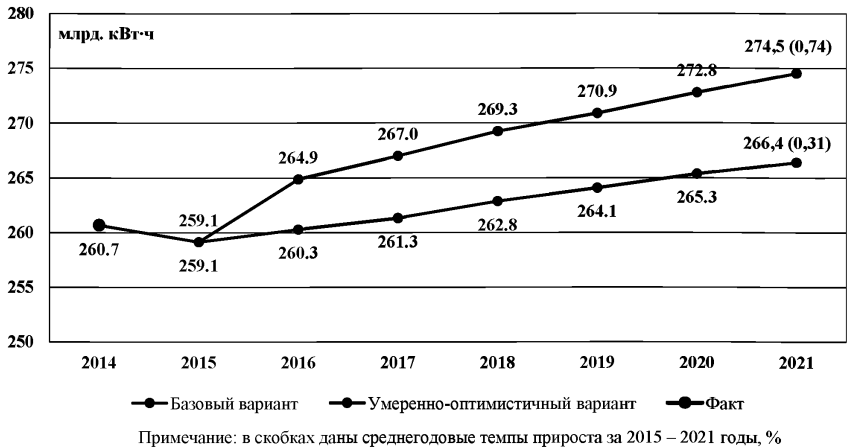


Рисунок 2.7 – Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Урала на период до 2021 года

Развитие химических производств, на долю которых в среднем по ОЭС Урала приходится только около 6 % от суммарного промышленного электропотребления, особое значение имеет для энергосистем Кировской области, Пермского края и Республики Башкортостан. В числе крупных потребителей, определяющих рост спроса на электрическую энергию в период до 2021 года – производства по выпуску калийных удобрений в энергосистеме Пермского края: ЗАО «Верхне-Камская калийная компания», ООО «ЕвроХим – Усольский калийный комбинат».

Приоритетными направлениями развития промышленного комплекса, реализующими инновационный путь развития экономики, являются создание особых экономических зон, индустриальных парков, инновационных центров, в их числе – технопарк ЗАО «Зеленая долина», ООО УК «ИТП «Техноград» (инновационно-технологический парк) – Свердловская область.

В территориальной структуре потребления электрической энергии ОЭС Урала доля трех энергосистем – Тюменской, Свердловской и Челябинской областей сохраняется на высоком уровне – 66 %.

Отличительной особенностью развития промышленного производства энергосистемы Тюменской области является дальнейшая диверсификация и уход от ярко выраженного моноструктурного характера экономики. Это обеспечивается, прежде всего, созданием новых мощностей в обрабатывающих производствах. Так, в 2013 году осуществлен ввод в эксплуатацию электрометаллургического мини-завода «УГМК-Сталь» (промышленная зона города Тюмень). В числе новых проектов – создание площадки мирового уровня по пиролизу этилена и пропилена (проект «Сибур» – «Запсибнефтехим» в промышленной зоне города Тобольск).

Развитие нефтегазового комплекса Тюменского региона связано с реализацией проектов развития трубопроводного транспорта, в их числе трасса Пурпе – Саяногорск, введенная в эксплуатацию в октябре 2011 года, и строящаяся трасса Заполярье – Пурпе для перекачки нефти с новых месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа и севера Красноярского края. Динамика потребления электрической энергии энергосистемы Тюменской области (36 % в суммарном электропотреблении ОЭС Урала) в значительной мере определяет динамику соответствующих показателей по ОЭС в целом.

Энергосистема Свердловской области характеризуется снижением спроса на электрическую энергию в 2014 году, что определяется закрытием электролизного производства на алюминиевых заводах. Перспективы развития черной металлургии в Свердловской области связаны с модернизацией предприятий, нацеленной на повышение качества продукции, снижение энергоемкости. Подготовка к чемпионату мира по футболу в 2018 году связана с реконструкцией центрального стадиона в городе Екатеринбург с учетом его многофункционального использования в дальнейшем, созданием полноценной транспортной инфраструктуры – завершение строительства Екатеринбургской кольцевой автомобильной дороги, реконструкция Срединного транспортного кольца и других автотрасс, обновлением коммунальных сетей, что обеспечит развитие инфраструктуры.

В энергосистеме Челябинской области динамика спроса на электрическую энергию в период 2015 – 2021 годов определяется развитием профилирующего металлургического производства. Развитие металлургии связано с реализацией, как сырьевых проектов (Михеевский ГОК – запуск в декабре 2013 года, пусконаладочные работы в 2014 году), Томинский ГОК, так и модернизацией производств на крупных металлургических предприятиях (ПАО «Ашинский металлургический завод», ОАО «Челябинский электрометаллургический комбинат», ОАО Челябинский трубопрокатный завод, ЗАО «Карабашмедь»).

ОЭС Сибири

Объем потребления электрической энергии в ОЭС Сибири снизился относительно 2013 года на 0,6 % и составил в 2014 году 204,065 млрд. кВт·ч.

Увеличение спроса на электрическую энергию по ОЭС Сибири прогнозируется к 2021 году относительно 2014 года на 5,2 % в базовом варианте и на 10,1 % в умеренно-оптимистичном. Разница между вариантами к концу прогнозного периода оценивается в размере 9,927 млрд. кВт·ч, что составляет 4,6 % (рисунок 2.8).

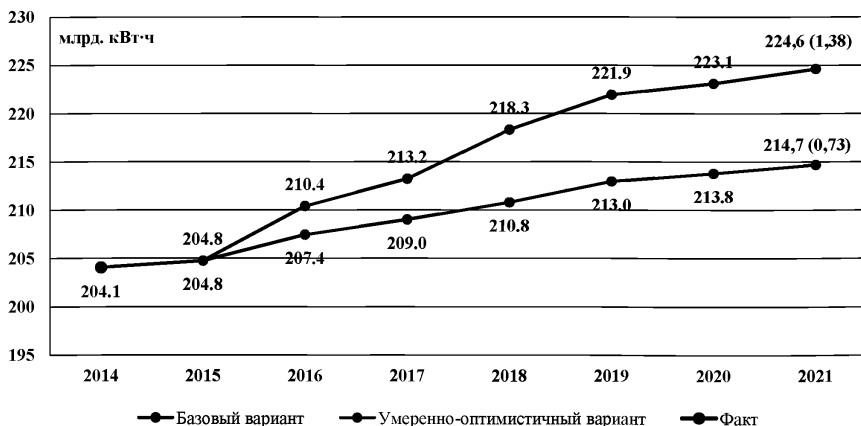
Прогнозируемый среднегодовой темп прироста спроса на электрическую энергию в целом по ОЭС Сибири в базовом варианте незначительно ниже среднего темпа по ЕЭС России, в умеренно-оптимистичном – несколько выше.

Динамика увеличения спроса на электрическую энергию в ОЭС Сибири по базовому варианту характеризуется относительно более высокими приростами в 2016 и в 2019 годах, в умеренно-оптимистичном варианте – в 2018 – 2019 годах, что

в значительной степени связано с планируемым в этот период вводом Богучанского алюминиевого завода в Красноярском крае и Тайшетского алюминиевого завода в Иркутской области.

Выше средних темпы прироста спроса на электрическую энергию ожидаются в обоих вариантах по энергосистемам Красноярского края, Иркутской области и Республики Тыва.

Около 50 % от общего прироста спроса на электрическую энергию по ОЭС Сибири прогнозируется в энергосистеме Красноярского края, где ожидается самый высокий абсолютный прирост потребления электрической энергии, в базовом варианте он оценивается к 2021 году в 5,916 млрд. кВт·ч (14,1 % от уровня электропотребления 2014 года); в умеренно-оптимистичном варианте – 9,5 млрд. кВт·ч (22,6 % от уровня 2014 года). Кроме ввода нового Богучанского алюминиевого завода на территории энергосистемы предполагается появление других крупных потребителей электрической энергии в связи с возможным осуществлением ряда инвестиционных проектов по созданию новых производств (Енисейский ферросплавный завод, новый прокатный комплекс на ООО «КраМЗ», ЗАО «Краслесинвест», предприятия золотодобычи). Планируемое в течение 2015 – 2021 годов осуществление ряда проектов по строительству жилых массивов в Красноярске и других городах Красноярского края, а также создание спортивной, транспортной, туристической и инженерной инфраструктуры, необходимой для проведения 29-й Всемирной зимней универсиады в 2019 году, будут способствовать увеличению спроса на электрическую энергию как в базовом, так и в умеренно-оптимистичном вариантах.



Примечание: в скобках даны среднегодовые темпы прироста за 2015 – 2021 годы, %

Рисунок 2.8 – Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Сибири на период до 2021 года

Дополнительный прирост потребления электрической энергии вызван присоединением к энергосистеме электрических сетей месторождений ЗАО «Ванкорнефть» на северо-западе Красноярского края с 2015 года.

Крупнейшей энергосистемой в ОЭС Сибири на протяжении всего прогнозируемого периода остается энергосистема Иркутской области с высокоразвитым промышленным производством, ее доля в общем потреблении электрической энергии ОЭС Сибири колеблется в пределах 26 %. В базовом варианте она увеличится к концу прогнозного периода до 26,5 %, в умеренно-оптимистичном – до 26,2 %.

Прогнозируемый в базовом варианте прирост спроса на электрическую энергию по энергосистеме Иркутской области (4,0 млрд. кВт·ч к концу прогнозного периода) будет связан с увеличением потребности в электрической энергии за счет ввода новых потребителей – Тайшетского алюминиевого завода, Сибирского электрометаллургического завода в Братске (ЗАО «СЭМЗ»), реконструкции производства на предприятии АО «Ангарская нефтехимическая компания», расширения системы ВСТО (ООО «Востокнефтепровод»), освоения новых золоторудных месторождений в Бодайбинском районе (Вернинское, Голец Высочайший, Чертово Кoryто), а также строительства жилых комплексов в Иркутске.

В третьей по величине энергосистеме ОЭС Сибири – Кемеровской в базовом варианте прогнозируется уменьшение ее доли (с 15,8 % в 2014 году до 14,8 % в 2021 году). В умеренно-оптимистичном варианте при незначительном абсолютном росте электропотребления к концу прогнозного периода доля энергосистемы снизится до 14,7 %.

Прогнозируемые темпы прироста потребности в электрической энергии по энергосистеме Забайкальского края незначительно ниже средних темпов по ОЭС Сибири.

Особенностью энергосистемы является высокая доля потребления электрической энергии по виду деятельности «Транспорт», превышающая уровень спроса на электрическую энергию в промышленном производстве.

Развитие транспортной и энергетической инфраструктуры как необходимое условие для комплексного освоения уникальных минерально-сырьевых ресурсов рассматривается в качестве приоритета планируемого социально-экономического развития Забайкальского края. ФЦП «Экономическое и социальное развитие Дальнего Востока и Байкальского региона на период до 2018 года», утвержденная постановлением Правительства Российской Федерации от 15.04.1996 № 480, предусматривает модернизацию железнодорожной инфраструктуры и увеличение пропускной способности магистралей БАМ и Транссиб. На территории Забайкальского края планируется увеличение мощности и потребления электрической энергии на участке Транссиб Петровский Завод – Могоча.

В рамках инвестиционного проекта ОАО «РЖД» запланировано завершение комплексной реконструкции, включая электрификацию, южного хода Забайкальской железной дороги Карымская – Забайкальск (участок Борзя – Забайкальск) с развитием станции Забайкальск. Рост потребности в электрической

энергии на территории энергосистемы до 2021 года будет связан с осуществлением инвестиционных проектов по освоению месторождений полиметаллических руд и строительству Быстринского ГОК, Бугдаинского ГОК и строительством первой очереди Удоканского ГОК («Байкальская горная компания»).

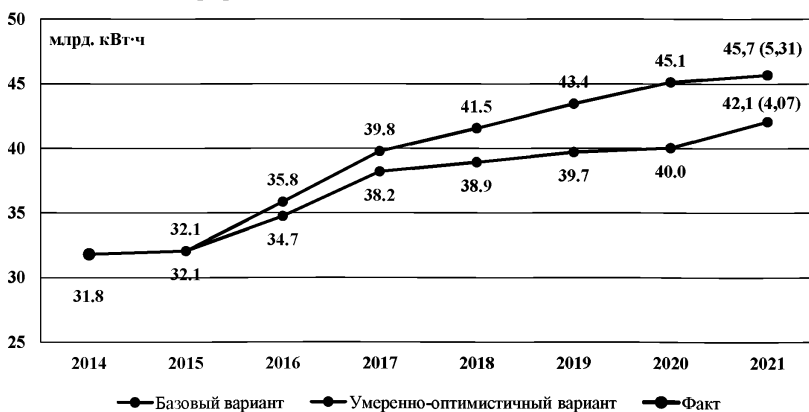
ОЭС Востока

Объем потребления электрической энергии в ОЭС Востока увеличился в 2014 году относительно предыдущего года на 0,6 % и составил 31,802 млрд. кВт·ч.

Прогноз спроса на электрическую энергию на период 2015 – 2021 годов учитывает изменения в территориальной структуре энергозоны Востока – присоединение к ОЭС Востока изолированных энергорайонов Республики Саха (Якутия) – Западного и Центрального, потребление электрической энергии которых составляет более 70 % от суммарного потребления по централизованной зоне энергоснабжения Республики Саха (Якутия). Присоединение изолированных энергорайонов определяет высокую динамику показателей спроса на электрическую энергию в период 2016 – 2017 годов. Опережающие темпы роста спроса на электрическую энергию в рассматриваемой перспективе определяются экономическим развитием региона (как в базовом, так и в умеренно-оптимистичном варианте).

Согласно прогнозу, объем спроса на электрическую энергию по ОЭС Востока оценивается на уровне 42,054 млрд. кВт·ч и 45,681 млрд. кВт·ч в 2021 году со среднегодовыми темпами прироста в период 2015 – 2021 годов 4,1 % и 5,3 %, соответственно в базовом и умеренно-оптимистичном вариантах (рисунок 2.9).

Прогноз спроса на электроэнергию по ОЭС Востока без учета присоединения Центрального и Западного энергорайонов Республики Якутия на уровне 2021 года в базовом варианте оценивается в объеме 36,104 млрд. кВт·ч (среднегодовой темп прироста 1,8 %), в умеренно-оптимистичном варианте – 39,452 млрд. кВт·ч (среднегодовой темп прироста 3,1 %).



Примечание: в скобках даны среднегодовые темпы прироста за 2015 – 2021 годы, %

Рисунок 2.9 – Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Востока на период до 2021 года

Прирост потребности в электрической энергии в значительной мере определяется предстоящим развитием промышленных производств с учетом создания новых масштабных проектов – потенциальных резидентов промышленно-производственных зон, в их числе (в существующих территориальных границах ОЭС Востока):

- металлургические производства, представленные крупными инвестиционными проектами – формирование горно-металлургического кластера в Приамурье на базе рудных месторождений, в том числе Кимкано-Сутарского ГОКа (ввод в эксплуатацию с 2015 года), создание Южно-Якутского горно-металлургического объединения на базе месторождений Таежное и Десовское (ГМК «Тимир «Таежный ГОК» – реализация проекта в период до 2021 года);

- добыча угля на территории Южно-Якутского энергорайона – Эльгинское месторождение;

- разработка золоторудных месторождений Амурской области – Маломырский, Покровский и Албынский рудники;

- производства по переработке нефти и газа и создание новых производств нефтегазохимического комплекса, связанных с развитием систем магистральных нефте- и газопроводов, крупнейший из проектов – строительство нефтехимического комплекса ОАО «НК «Роснефть» в Находке (ЗАО «ВНХК»), заводы по производству сжиженного природного газа ООО «Газпром СПГ Владивосток» с вводом в эксплуатацию первой очереди с 2018 года. Развитие производства планируется на Хабаровском и Комсомольском НПЗ, на территории Амурской области (поселок Березовка Ивановского района) реализуется проект «Амурский нефтеперерабатывающий завод» – комплекс по переработке нефти и транспортировке нефтепродуктов (мощность переработки до 6 млн. тонн сырья в год с учетом поставок нефтепродуктов на внутренний рынок и экспорта в Китай);

- развитие судостроительных предприятий на базе Дальневосточного центра судостроения и судоремонта, основными направлениями которого являются модернизация судоремонтных производств и создание новых мощностей для реализации проектов по созданию современной морской техники – Приморский край;

- реализация проекта «Космодром Восточный» в Амурской области (2015 – 2021годы);

- реализация проектов на территориях опережающего развития (ТОР), в их числе ТОР Надеждинская (создание логистического центра, технопарка и сопутствующих производств) и Михайловская (агропромышленная специализация) в Приморской крае.

В части транспортной инфраструктуры развитие получают морские порты (транспортно-логистические площадки):

- в Хабаровском крае -порт Ванино, где будут созданы специализированный угольный перегрузочный комплекс ОАО «Мечел», терминал по перевалке угля в бухте Мучка ООО «Сахатранс», угольный перегрузочный терминал в районе мыса

Бурый ООО «Дальневосточный Ванинский порт», в том числе для обслуживания перевалки угля с Элегестского месторождения (Республика Тыва);

- в Приморском крае – ООО «Морской порт «Суходол» в районе бухты Суходол, Шкотовский район - специализированный грузовой порт, ООО «Порт Вера» в районе бухты Беззащитная на территории ЗАТО города Фокино – морской терминал с сопутствующей инфраструктурой.

Дополнительным фактором роста потребности в электрической энергии станет реконструкция и модернизация Транссиба в границах ОЭС Востока:

- участок Петровский-Архара, в том числе в пределах Амурской области Скородино–Магдагачи–Белогорск–Архара;

- участок Архара - Находка, в том числе в пределах Приморского края – Бикин- Угловая–Находка;

- участок Архара-Находка, в том числе в пределах Хабаровского края – Архара–Хабаровск–Бикин.

В рамках расширения мощности первой очереди трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО-1) в октябре 2014 года началась работа трех нефтеперекачивающих станций (НПС), расположенных в Республике Саха (Якутия). Одновременно АО «АК «Транснефть»» начинает работы по расширению второй очереди трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО-2)– строительство трех НПС в Амурской области и НПС в Хабаровском крае. С увеличением объемов транспортирования нефти до 50 млн. тонн к 2020 году предусматривается увеличение мощности на существующих НПС в Амурской области и Южно-Якутском энергорайоне Республики Саха (Якутия).

В связи с присоединением изолированных энергорайонов изменяется территориальная структура потребления электрической энергии ОЭС Востока – существенно возрастает доля энергосистемы Республики Саха (Якутия) –до 19 % (5,2 %– доля Южно-Якутского энергорайона Республики Саха (Якутия) в ОЭС Востока в настоящее время).

Западный энергорайон Республики Саха (Якутия) включает в себя Айхало-Удачнинский, Мирнинский, Ленский промышленные узлы и группу вилюйских сельскохозяйственных районов. Основные профилирующие производства – добыча и обработка алмазов, являющаяся традиционной специализацией региона, и нефтедобыча. Эти энергоемкие производства определяют специфику структуры потребления электрической энергии как Западного энергорайона Республики Саха (Якутия)(доля добывающих производств не менее 57 % в структуре промышленного потребления электрической энергии), так и всей энергосистемы Республики Саха (Якутия), а именно: высокую долю промышленного производства в суммарной структуре потребления электрической энергии (44 % в целом по энергосистеме Якутии, в том числе 37 % приходится на добычу полезных ископаемых) на фоне сравнительно низкой доли, характерной для ОЭС Востока в настоящее время (27 % и 6 %, соответственно). Рост спроса на электрическую энергию на территории Западного энергорайона Республики Саха (Якутия)в рассматриваемой перспективе будет определяться развитием профилирующих производств – нефтедобычи (освоение центрального блока Среднеботуобинского НКМ) и транспортированием

нефти по трубопроводной системе «Восточная Сибирь – Тихий Океан», добычей и обработкой алмазов (совершенствование технологии добычи, обработки подземных алмазоносных трубок «Айхал», «Интернациональная», «Ботубинская», «Нюрбинская», развитие ГОКа «Удачинский», связанное с переходом от карьерной к шахтной добыче с вовлечением в эксплуатацию глубоких горизонтов месторождения), а также созданием производственной и социальной инфраструктуры.

Центральный энергорайон Республики Саха (Якутия) объединяет столичный республиканский промышленный узел и группу центральных улусов. Район характеризуется наибольшей плотностью населения (в городе Якутск проживает 294 тыс. человек или 47 % городского населения Республики Саха (Якутия), развитием обрабатывающих производств (пищевые продукты, строительные материалы, металлообработка, деревообработка), сервисным обслуживанием. Структура потребления электрической энергии Центрального энергорайона Республики Саха (Якутия) характеризуется сравнительно низкой долей промышленности при более высокой доле домашних хозяйств и предприятий сферы услуг.

Выводы:

1. Объем потребления электрической энергии в рамках ЕЭС России в 2014 году увеличился относительно 2013 года на 0,4 % и составил 1 013,858 млрд. кВт·ч (при снижении в 2013 году относительно 2012 года на 0,6 %). Основным фактором, предопределившим столь незначительный прирост, является осложнение геополитической обстановки, которое привело к замедлению темпов экономического развития Российской Федерации в 2014 году. По данным Росстата прирост показателя ВВП за 2014 год относительно аналогичного периода 2013 года составил 0,6 %.

2. Прогноз спроса на электрическую энергию по ЕЭС России на период 2015 – 2021 годов, разработанный в двух вариантах (базовом и умеренно-оптимистичном), соответствует консервативному сценарию долгосрочного социально-экономического развития России.

3. Общий спрос на электрическую энергию по ЕЭС России к концу прогнозного периода оценивается в размере 1 067,518 млрд. кВт·ч в базовом варианте и 1 108,666 млрд. кВт·ч в умеренно-оптимистичном варианте, что выше объема электропотребления 2014 года на 53,660 и 94,808 млрд. кВт·ч соответственно. Превышение уровня 2014 года составит в 2021 году 5,3 % в базовом варианте при среднегодовом приросте за период 0,7 % и 9,4 % в умеренно-оптимистичном варианте при среднегодовом приросте 1,3 %.

4. Существенным фактором увеличения потребления электрической энергии в эти годы является значительный прирост объема электропотребления в ОЭС Юга за счет присоединения энергосистемы Республики Крым и города Севастополь и ОЭС Востока за счет присоединения Западного и Центрального энергорайонов Республики Саха (Якутия).

5. Территориальное распределение потребления электрической энергии по объединенным энергосистемам, отражающее сложившиеся региональные

пропорции российской экономики, характеризуется преобладанием трех крупнейших ОЭС – Центра, Урала и Сибири, их доля составила в 2014 году 68,8 % от общего объема электропотребления ЕЭС России.

3. Прогноз потребления мощности и характеристики режимов потребления электрической энергии Единой энергетической системы России, объединенных энергетических систем и территорий субъектов Российской Федерации на 2015 – 2021 годы

ЕЭС России

В соответствии с прогнозным спросом на электрическую энергию, а также с учетом развития и расширения, существующих и вводом новых объектов спрогнозированы максимумы потребления мощности ЕЭС России и ОЭС. В таблицах 3.1 и 3.2 представлены основные показатели режимов потребления электрической энергии ЕЭС России на 2015 – 2021 годы соответственно с учетом ОЭС Востока и без нее. Спрос на электрическую энергию в нижеприведенных таблицах представлен с учетом и без учета потребления электрической энергии на заряд действующих и перспективных ГАЭС. Кроме того, не учтены спрос на электрическую энергию и потребление мощности Николаевского энергоузла, присоединение которого к электрическим сетям Хабаровской энергосистемы в рассматриваемый перспективный период не планируется.

Таблица 3.1 – Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ЕЭС России

| Наименование | Ед. изм. | Факт | | Прогноз | | | | | | |
|---|-------------|--------|--------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Базовый вариант | | | | | | | | | | |
| Эгод | млрд. кВт·ч | 1009,8 | 1013,9 | 1012,9 | 1025 | 1037,2 | 1047,4 | 1054,7 | 1060,6 | 1067,5 |
| Эгод без учета потребления электрической энергии на заряд ГАЭС | млрд. кВт·ч | 1007,8 | 1011,3 | 1010,3 | 1022,3 | 1033,6 | 1042,9 | 1050,2 | 1056,1 | 1061,7 |
| P _{MAX} СОБСТВ. | МВт | 147046 | 154709 | 154982 | 156789 | 158909 | 160232 | 161285 | 162184 | 162836 |
| T _{MAX} ГОД | час/год | 6854 | 6537 | 6519 | 6520 | 6504 | 6509 | 6511 | 6511 | 6528 |
| Без учета присоединения энергосистемы Республики Крым, электрических сетей месторождений ЗАО «Ванкорнефть» и г. Севастополя и Западного и Центрального энергорайонов Республики Якутия | | | | | | | | | | |
| Эгод | млрд. кВт·ч | 1009,8 | 1013,9 | 1012,9 | 1020,3 | 1026,5 | 1034,2 | 1041,2 | 1046,8 | 1053,6 |
| Эгод без учета потребления электрической энергии на заряд ГАЭС | млрд. кВт·ч | 1007,8 | 1011,3 | 1010,3 | 1017,6 | 1022,9 | 1029,7 | 1036,7 | 1042,3 | 1049,1 |
| P _{MAX} СОБСТВ. | МВт | 147046 | 154709 | 154982 | 155447 | 156656 | 157915 | 158918 | 159780 | 160395 |
| Умеренно-оптимистичный вариант | | | | | | | | | | |
| Эгод | млрд. кВт·ч | 1009,8 | 1013,9 | 1012,9 | 1041,7 | 1059,9 | 1077,7 | 1090,4 | 1100,2 | 1108,7 |
| Эгод без учета потребления электрической энергии | млрд. кВт·ч | 1007,8 | 1011,3 | 1010,3 | 1037 | 1056,2 | 1073,2 | 1085,9 | 1095,7 | 1104,2 |

| Наименование | Ед. изм. | Факт | | Прогноз | | | | | | |
|--|-------------|--------|--------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| НА ЗАРЯД ГАЭС | | | | | | | | | | |
| R _{МАХ СОБСТВ.} | МВт | 147046 | 154709 | 154982 | 159677 | 162775 | 165112 | 166912 | 168252 | 169504 |
| T _{МАХГОД} | час/год | 6854 | 6537 | 6519 | 6494 | 6489 | 6500 | 6506 | 6512 | 6514 |
| Без учета присоединения энергосистемы Республики Крым, электрических сетей месторождений ЗАО «Ванкорнефть» и г. Севастополя и Западного и Центрального энергорайонов Республики Якутия | | | | | | | | | | |
| Э _{ГОД} | млрд. кВт·ч | 1009,8 | 1013,9 | 1012,9 | 1037,0 | 1049,0 | 1064,3 | 1076,7 | 1086,2 | 1094,5 |
| Э _{ГОД БЕЗ УЧЕТА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ЗАРЯД ГАЭС} | млрд. кВт·ч | 1007,8 | 1011,3 | 1010,3 | 1034,3 | 1045,5 | 1059,9 | 1072,2 | 1081,7 | 1090,0 |
| R _{МАХ СОБСТВ.} | МВт | 147046 | 154709 | 154982 | 158326 | 160520 | 162792 | 164515 | 165830 | 167005 |

Э_{ГОД} – годовое потребление электрической энергии;

R_{МАХ СОБСТВ.} – годового собственный максимум потребления мощности по ЕЭС России и ОЭС;

T_{МАХГОД} – число часов использования максимума потребления мощности.

Таблица 3.2 – Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ЕЭС России без учета ОЭС Востока

| Наименование | Ед. изм. | Факт | | Прогноз | | | | | | |
|--|-------------|--------|--------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Базовый вариант | | | | | | | | | | |
| Э _{ГОД} | млрд. кВт·ч | 978,2 | 982,1 | 980,8 | 990,2 | 999 | 1008,5 | 1115 | 1020,5 | 1025,5 |
| Э _{ГОД БЕЗ УЧЕТА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ЗАРЯД ГАЭС} | млрд. кВт·ч | 976,2 | 979,5 | 978,3 | 987,6 | 995,4 | 1004,0 | 1010,5 | 1016,0 | 1021,0 |
| R _{МАХ СОБСТВ.} | МВт | 142337 | 150022 | 150204 | 150994 | 152992 | 154144 | 155139 | 155784 | 156416 |
| T _{МАХГОД} | час/год | 6858 | 6529 | 6513 | 6540 | 6506 | 6513 | 6514 | 6522 | 6527 |
| Умеренно-оптимистичный вариант | | | | | | | | | | |
| Э _{ГОД} | млрд. кВт·ч | 978,2 | 982,1 | 980,8 | 1005,8 | 1020,1 | 1036,2 | 1047 | 1055 | 1063 |
| Э _{ГОД БЕЗ УЧЕТА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ЗАРЯД ГАЭС} | млрд. кВт·ч | 976,2 | 979,5 | 978,3 | 1001,1 | 1016,5 | 1031,7 | 1042,5 | 1050,6 | 1058,5 |
| R _{МАХ СОБСТВ.} | МВт | 142337 | 150022 | 150204 | 153739 | 156644 | 158662 | 160098 | 161339 | 162488 |
| T _{МАХГОД} | час/год | 6858 | 6529 | 6513 | 6512 | 6489 | 6502 | 6512 | 6511 | 6514 |

По данным таблицы 3.1 максимальное потребление мощности ЕЭС России на 2015 год прогнозируется на уровне 154 982 МВт для базового и умеренно-оптимистичного вариантов электропотребления. К 2021 году максимальное потребление мощности в базовом варианте электропотребления прогнозируется на уровне 162 836 МВт, что соответствует среднегодовым темпам прироста нагрузки за

период 2015 – 2021 годы 0,7%. В умеренно-оптимистичном варианте электропотребления максимальное потребление мощности ЕЭС России прогнозируется к 2021 году на уровне 169 504 МВт при среднегодовом темпе прироста нагрузки за период 2015 – 2021 годы около 1,3%.

На рисунке 3.1 представлена динамика изменения прогнозного максимума потребления мощности ЕЭС России для обоих вариантов прогноза.

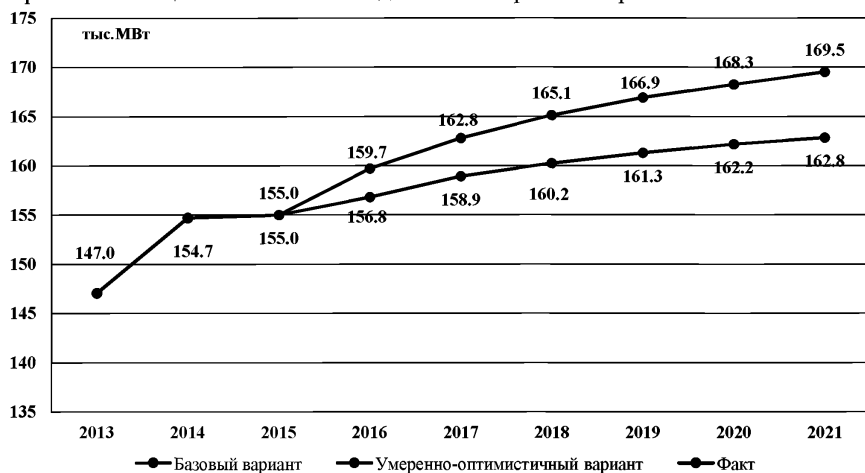


Рисунок 3.1 – Прогнозные значения максимума потребления мощности ЕЭС России

ОЭС Северо-Запада

Доля ОЭС Северо-Запада в суммарном потреблении мощности ЕЭС России в 2015 году составит 9,4 % для двух вариантов электропотребления. К 2021 году этот показатель немного снизится и составит 9,2 % в базовом варианте электропотребления и 9,1 % в умеренно-оптимистичном. В 2015 году собственный максимум потребления мощности достигнет значения 14 877 МВт в базовом и в умеренно-оптимистичном вариантах. К 2021 году максимум потребления мощности составит – 15 327 МВт и 15 663 МВт для базового и умеренно-оптимистичного вариантов электропотребления соответственно, что соответствует среднегодовым темпам прироста за 2015 – 2021 годы 0,6 % и 0,9 %.

В таблице 3.3 приведены основные показатели режима потребления электрической энергии ОЭС Северо-Запада.

Таблица 3.3 – Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Северо-Запада

| Наименование | Ед. изм. | Факт | | Прогноз | | | | | | |
|-----------------|-------------|------|------|---------|------|------|------|------|------|------|
| | | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Базовый вариант | | | | | | | | | | |
| Эгод | млрд. кВт·ч | 90,3 | 90,8 | 90,3 | 90,8 | 91,2 | 91,7 | 92,0 | 92,5 | 92,9 |

| Наименование | Ед. изм. | Факт | | Прогноз | | | | | | |
|--------------------------------|-------------|-------|-------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| $P_{\text{МАХ СОВЕВ}}$ | МВт | 14220 | 14721 | 14877 | 14957 | 15017 | 15111 | 15174 | 15258 | 15327 |
| $T_{\text{МАХГОД}}$ | час/год | 6349 | 6166 | 6071 | 6070 | 6071 | 6066 | 6066 | 6062 | 6062 |
| $P_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$ | МВт | 14191 | 14695 | 14579 | 14658 | 14717 | 14809 | 14871 | 14953 | 15020 |
| $T_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$ | час/год | 6362 | 6177 | 6195 | 6194 | 6195 | 6190 | 6190 | 6186 | 6186 |
| Умеренно-оптимистичный вариант | | | | | | | | | | |
| $\Delta_{\text{ГОД}}$ | млрд. кВт·ч | 90,3 | 90,8 | 90,3 | 92,2 | 92,9 | 93,7 | 94,8 | 95,5 | 96,1 |
| $P_{\text{МАХ СОВЕВ}}$ | МВт | 14220 | 14721 | 14877 | 15068 | 15169 | 15354 | 15445 | 15561 | 15663 |
| $T_{\text{МАХГОД}}$ | час/год | 6349 | 6166 | 6071 | 6117 | 6126 | 6106 | 6138 | 6135 | 6132 |
| $P_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$ | МВт | 14191 | 14695 | 14579 | 14767 | 14866 | 15047 | 15137 | 15250 | 15350 |
| $T_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$ | час/год | 6362 | 6177 | 6195 | 6241 | 6251 | 6230 | 6263 | 6260 | 6257 |

$P_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$ – максимум потребления ОЭС на час прохождения максимума потребления ЕЭС России;

$T_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$ – число часов использования максимума потребления ОЭС на час прохождения максимума потребления ЕЭС России.

Изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Северо-Запада на период 2015 – 2021 годы представлено на рисунке 3.2.

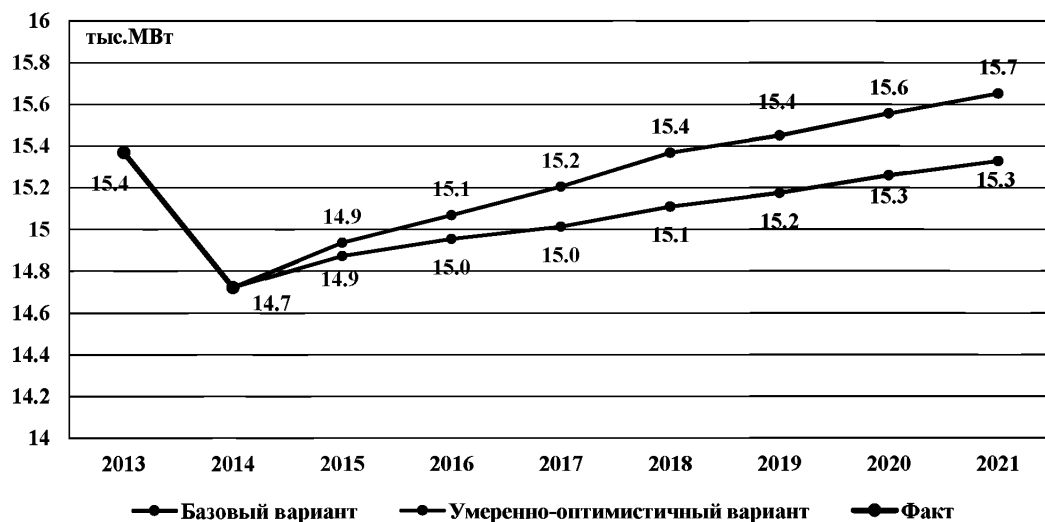


Рисунок 3.2 – Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Северо-Запада

ОЭС Центра

В 2015 году доля ОЭС Центра в общем потреблении мощности ЕЭС России составит 24,7 % для базового и умеренно-оптимистичного вариантов электропотребления. К 2021 году этот показатель снизится до 24,3 % и 24,1 % соответственно. В 2015 году собственный максимум потребления мощности региона

прогнозируется на уровне 38 458 МВт в базовом и умеренно-оптимистичном вариантах электропотребления, к 2021 году максимум потребления мощности достигнет – 39 885 МВт и 40 986 МВт для двух вариантов соответственно. Среднегодовые приросты максимумов потребления мощности за 2015 – 2021 годы прогнозируются на уровне 0,6 % и 1,0 % соответственно для базового и умеренно-оптимистичного вариантов электропотребления.

В таблице 3.4 представлены основные показатели режимов потребления электрической энергии ОЭС Центра.

Таблица 3.4 – Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Центра

| Наименование | Ед. изм. | Факт | | Прогноз | | | | | | |
|--|-------------|-------|-------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Базовый вариант | | | | | | | | | | |
| Э _{год} | млрд. кВт·ч | 230,4 | 232,9 | 233,4 | 234,6 | 236,2 | 238,3 | 239,4 | 241,2 | 243,0 |
| Э _{год} без учета потребления электрической энергии на заряд ГАЭС | млрд. кВт·ч | 228,4 | 230,4 | 230,8 | 232,0 | 232,7 | 233,9 | 235,0 | 236,8 | 238,6 |
| P _{макс} совств. | МВт | 35942 | 38230 | 38458 | 38578 | 38870 | 39158 | 39393 | 39656 | 39885 |
| T _{макс} год | час/год | 6355 | 6026 | 6002 | 6015 | 5985 | 5973 | 5966 | 5971 | 5981 |
| P _{совм.} с БЭС | МВт | 34832 | 38119 | 38345 | 38192 | 38481 | 38766 | 38999 | 39259 | 39486 |
| T _{совм.} с БЭС | час/год | 6557 | 6043 | 6020 | 6076 | 6046 | 6033 | 6026 | 6031 | 6042 |
| Умеренно-оптимистичный вариант | | | | | | | | | | |
| Э _{год} | млрд. кВт·ч | 230,4 | 232,9 | 233,4 | 237,6 | 240,4 | 243,7 | 245,4 | 247,6 | 249,9 |
| Э _{год} без учета потребления электрической энергии на заряд ГАЭС | млрд. кВт·ч | 228,4 | 230,4 | 230,8 | 235,0 | 236,9 | 239,2 | 241,0 | 243,2 | 245,5 |
| P _{макс} совств. | МВт | 35942 | 38230 | 38458 | 39153 | 39520 | 39939 | 40269 | 40641 | 40986 |
| T _{макс} год | час/год | 6355 | 6026 | 6002 | 6001 | 5994 | 5990 | 5984 | 5983 | 5989 |
| P _{совм.} с БЭС | МВт | 34832 | 38119 | 38345 | 38957 | 39322 | 39739 | 40068 | 40438 | 40781 |
| T _{совм.} с БЭС | час/год | 6557 | 6043 | 6020 | 6032 | 6025 | 6020 | 6014 | 6013 | 6019 |

Спрос на электрическую энергию в таблице 3.4 представлен с учетом и без учета потребления электрической энергии на заряд действующей Загорской ГАЭС, а также Загорской ГАЭС-2, ввод первой очереди которой предусмотрен в 2017 году.

На рисунке 3.3 приведено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Центра на период 2015 – 2021 годы.

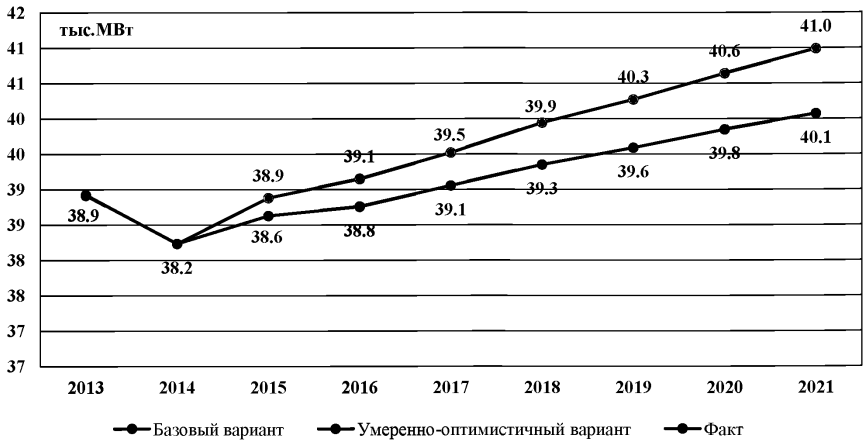


Рисунок 3.3 – Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Центра

ОЭС Средней Волги

Доля ОЭС Средней Волги в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2015 году оценивается в 10,9 % для двух вариантов электропотребления. К 2021 году ожидается ее снижение до 10,6 % в базовом варианте электропотребления и до 10,5 % в умеренно-оптимистичном варианте электропотребления. В 2015 году собственный максимум потребления мощности составит 17 174 МВт для базового и умеренно-оптимистичного вариантов электропотребления. К 2021 году максимум потребления мощности вырастет до 17 481 МВт и 18 043 МВт для двух вариантов электропотребления соответственно при среднегодовых темпах прироста за 2015 – 2021 годы 0,1 % и 0,4 %.

В таблице 3.5 представлены основные показатели режима потребления электрической энергии ОЭС Средней Волги.

Таблица 3.5 – Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Средней Волги

| Наименование | Ед. изм. | Факт | | Прогноз | | | | | | |
|--------------------------------|-------------|-------|-------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Базовый вариант | | | | | | | | | | |
| Э _{Год} | млрд. кВт·ч | 108,8 | 106,7 | 105,4 | 105,8 | 106,3 | 106,6 | 106,9 | 107,3 | 107,4 |
| P _{МАХ СОВСТ.} | МВт | 17127 | 17493 | 17174 | 17246 | 17332 | 17370 | 17422 | 17456 | 17481 |
| T _{МАХГОД} | час/год | 6353 | 6099 | 6139 | 6133 | 6133 | 6135 | 6137 | 6144 | 6141 |
| P _{СОВМ. С ЕЭС} | МВт | 16670 | 17288 | 16916 | 16987 | 17072 | 17109 | 17161 | 17194 | 17220 |
| T _{СОВМ. С ЕЭС} | час/год | 6527 | 6171 | 6233 | 6227 | 6227 | 6229 | 6231 | 6238 | 6234 |
| Умеренно-оптимистичный вариант | | | | | | | | | | |

| Наименование | Ед. изм. | Факт | | Прогноз | | | | | | |
|--------------------------|-------------|-------|-------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Э _{ГОД} | млрд. кВт·ч | 108,8 | 106,7 | 105,4 | 108,4 | 108,9 | 109,5 | 110,1 | 110,8 | 111,1 |
| P _{МАХ СОВЕСТЬ} | МВт | 17127 | 17493 | 17174 | 17644 | 17769 | 17837 | 17918 | 17997 | 18043 |
| T _{МАХГОД} | час/год | 6353 | 6099 | 6139 | 6144 | 6131 | 6138 | 6146 | 6154 | 6159 |
| P _{СОВМ. С ЕЭС} | МВт | 16670 | 17288 | 16916 | 17379 | 17502 | 17569 | 17649 | 17727 | 17773 |
| T _{СОВМ. С ЕЭС} | час/год | 6527 | 6171 | 6233 | 6238 | 6224 | 6231 | 6240 | 6248 | 6252 |

На рисунке 3.4 приведено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Средней Волги на период 2015 – 2021 годов.

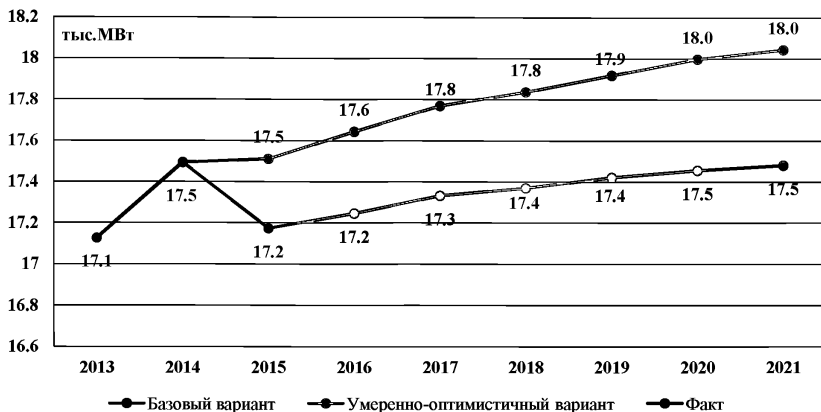


Рисунок 3.4 – Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Средней Волги

ОЭС Юга

Доля ОЭС Юга в 2015 году для двух вариантов электропотребления составит порядка 9,3 % от общего максимального потребления мощности ЕЭС России. К 2021 году доля энергосистемы в максимуме ЕЭС России увеличится до 10,3 % в базовом варианте и 10,5 % – в умеренно-оптимистичном варианте. В 2015 году собственный максимум потребления мощности прогнозируется на уровне 14 787 МВт в базовом и в умеренно-оптимистичном вариантах. К 2021 году максимум потребления мощности составит соответственно 17 206 МВт и 18 177 МВт, что соответствует среднегодовым темпам прироста нагрузки за 2015 – 2021 годы на уровне 2,4 % и 3,2 %. Значительное увеличение доли и большие среднегодовые темпы прироста потребления мощности связаны с присоединением к ОЭС Юга в 2016 году энергосистемы Республики Крым и города Севастополь.

В таблице 3.6 представлены основные показатели режимов потребления электрической энергии ОЭС Юга.

Таблица 3.6 – Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Юга

| Наименование | Ед. изм. | Факт | | Прогноз | | | | | | |
|---|-------------|-------|-------|---------|-------|-------|-------|--------|--------|-------|
| | | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Базовый вариант | | | | | | | | | | |
| Э _{ГОД} | млрд. кВт·ч | 85,6 | 86,9 | 87,8 | 91,3 | 95,1 | 98,3 | 99,6 | 100,4 | 101,2 |
| Э _{ГОД} БЕЗ УЧЕТА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ЗАРЯД ГАЭС | млрд. кВт·ч | 85,6 | 86,9 | 87,8 | 91,2 | 95,0 | 98,3 | 99,5 | 100,44 | 101,1 |
| P _{МАХ СОБСТВ.} | МВт | 13963 | 14586 | 14787 | 15452 | 16509 | 16700 | 16932 | 17061 | 17206 |
| T _{МАХГОД} | час/год | 6128 | 5960 | 5939 | 5905 | 5753 | 5884 | 5875 | 5883 | 5875 |
| P _{СОВМ. С ЕЭС} | МВт | 12577 | 14123 | 14415 | 15066 | 16096 | 16283 | 16509 | 16634 | 16776 |
| T _{СОВМ. С ЕЭС} | час/год | 6803 | 6156 | 6093 | 6056 | 5901 | 6035 | 6026 | 6034 | 6026 |
| Без учета присоединения энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя | | | | | | | | | | |
| Э _{ГОД} | млрд. кВт·ч | 85,6 | 86,9 | 87,8 | 91,3 | 95,1 | 98,3 | 99,6 | 100,4 | 101,2 |
| Э _{ГОД} БЕЗ УЧЕТА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ЗАРЯД ГАЭС | млрд. кВт·ч | 85,6 | 86,9 | 87,8 | 91,2 | 95,0 | 98,3 | 99,5 | 100,4 | 101,1 |
| P _{СОВМ. С ЕЭС} | МВт | 12577 | 14123 | 14415 | 14587 | 14749 | 14906 | 150092 | 15179 | 15284 |
| Умеренно-оптимистичный вариант | | | | | | | | | | |
| Э _{ГОД} | млрд. кВт·ч | 85,6 | 86,9 | 87,8 | 92,4 | 97,6 | 101,7 | 103,8 | 105,4 | 106,8 |
| Э _{ГОД} БЕЗ УЧЕТА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ЗАРЯД ГАЭС | млрд. кВт·ч | 85,6 | 86,9 | 87,8 | 92,4 | 97,5 | 101,7 | 103,8 | 105,3 | 106,7 |
| P _{МАХ СОБСТВ.} | МВт | 13963 | 14586 | 14787 | 15777 | 17115 | 17364 | 17665 | 17935 | 18177 |
| T _{МАХГОД} | час/год | 6128 | 5960 | 5939 | 5725 | 5700 | 5854 | 5873 | 5870 | 5870 |
| P _{СОВМ. С ЕЭС} | МВт | 12577 | 14123 | 14415 | 15378 | 16684 | 16928 | 17223 | 17487 | 17721 |
| T _{СОВМ. С ЕЭС} | час/год | 6803 | 6156 | 6093 | 5874 | 5847 | 6005 | 6024 | 6021 | 6021 |
| Без учета присоединения энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя | | | | | | | | | | |
| Э _{ГОД} | млрд. кВт·ч | 85,6 | 86,9 | 87,8 | 90,4 | 92,6 | 94,4 | 96,3 | 97,6 | 98,8 |
| Э _{ГОД} БЕЗ УЧЕТА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ЗАРЯД ГАЭС | млрд. кВт·ч | 85,6 | 86,9 | 87,8 | 90,3 | 92,5 | 94,3 | 96,2 | 97,5 | 98,7 |
| P _{СОВМ. С ЕЭС} | МВт | 12577 | 14123 | 14415 | 14899 | 15337 | 15551 | 15806 | 16032 | 16229 |

Спрос на электрическую энергию в таблице 3.6 представлен без учета и с учетом потребления электрической энергии на заряд Зеленчукской ГЭС-ГАЭС, ввод мощности которой предусмотрен в 2015 году.

На рисунке 3.5 представлено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Юга на период 2015 – 2021 годы.

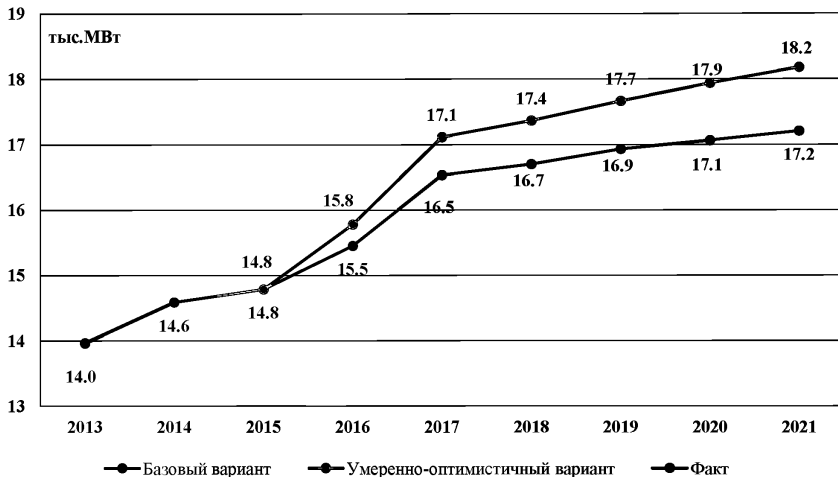


Рисунок 3.5 – Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Юга

ОЭС Урала

Доля ОЭС Урала в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2015 году составит 23,7 % для базового и умеренно-оптимистичного вариантов электропотребления, а к 2021 году снизится до 23,1% и 22,8 % соответственно. Собственный максимум потребления мощности в 2015 году прогнозируется на уровне 37 346 МВт для базового и умеренно-оптимистичного вариантов электропотребления. К 2021 году этот показатель достигнет уровня 38 359 МВт и 39 394 МВт для двух вариантов электропотребления при среднегодовых темпах прироста максимумов потребления за 2015 – 2021 годы – 0,3 % и 0,7 % соответственно.

В таблице 3.7 представлены основные показатели режима потребления электрической энергии ОЭС Урала.

Таблица 3.7 – Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Урала

| Наименование | Ед. изм. | Факт | | Прогноз | | | | | | |
|-----------------|----------|-------|-------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Базовый вариант | | | | | | | | | | |
| Эгод | млрд. | 257,8 | 260,7 | 259,1 | 260,3 | 261,3 | 262,8 | 264,1 | 265,3 | 266,4 |

| Наименование | Ед. изм. | Факт | | Прогноз | | | | | | |
|---------------------------------------|-------------|-------|-------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| | кВт·ч | | | | | | | | | |
| $P_{\text{МАХ СОВЕТВ.}}$ | МВт | 36236 | 37525 | 37346 | 37535 | 37757 | 37939 | 38161 | 38235 | 38359 |
| $T_{\text{МАХГОД}}$ | час/год | 7112 | 6947 | 6938 | 6934 | 6921 | 6928 | 6920 | 6940 | 6944 |
| $P_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$ | МВт | 35584 | 36563 | 36674 | 36784 | 37002 | 37180 | 37398 | 37470 | 37592 |
| $T_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$ | час/год | 7243 | 7129 | 7065 | 7076 | 7062 | 7069 | 7061 | 7081 | 7086 |
| Умеренно-оптимистичный вариант | | | | | | | | | | |
| $\Theta_{\text{ГОД}}$ | млрд. кВт·ч | 257,8 | 260,7 | 259,1 | 264,9 | 267,0 | 269,3 | 270,9 | 272,8 | 274,5 |
| $P_{\text{МАХ СОВЕТВ.}}$ | МВт | 36236 | 37525 | 37346 | 38043 | 38427 | 38641 | 38929 | 39181 | 39394 |
| $T_{\text{МАХГОД}}$ | час/год | 7112 | 6947 | 6938 | 6962 | 6948 | 6968 | 6959 | 6962 | 6969 |
| $P_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$ | МВт | 35584 | 36563 | 36674 | 37320 | 37697 | 37916 | 38201 | 38446 | 38654 |
| $T_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$ | час/год | 7243 | 7129 | 7065 | 7097 | 7082 | 7101 | 7091 | 7095 | 7102 |

На рисунке 3.6 представлено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Урала на период 2015 – 2021 годы.

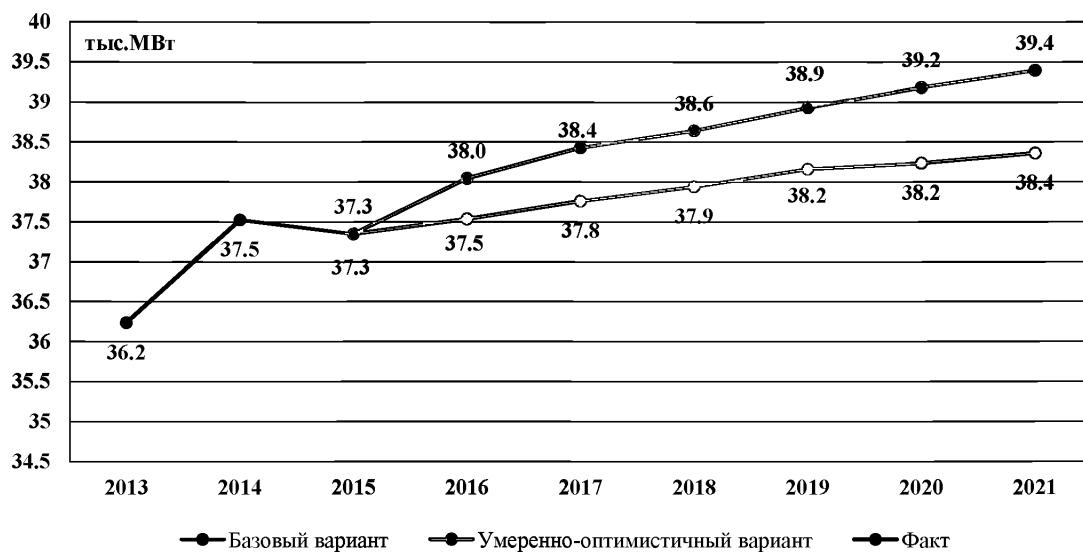


Рисунок 3.6 – Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Урала

ОЭС Сибири

Доля ОЭС Сибири в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2015 году составит около 18,9 % для двух вариантов электропотребления, и к 2021 году этот показатель снизится до 18,6 % в базовом варианте и практически не изменится в умеренно-оптимистичном варианте. Собственный максимум потребления мощности к 2015 году прогнозируется на уровне 30 389 МВт в базовом и в умеренно-

оптимистичном варианте, к 2021 году – на уровне 31 588 МВт и 33 412 МВт соответственно при среднегодовых темпах прироста максимумов потребления за 2015 – 2021 годы – 0,7 % и 1,5 %.

На рисунке 3.7 представлено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Сибири на период 2015 – 2021 годы.

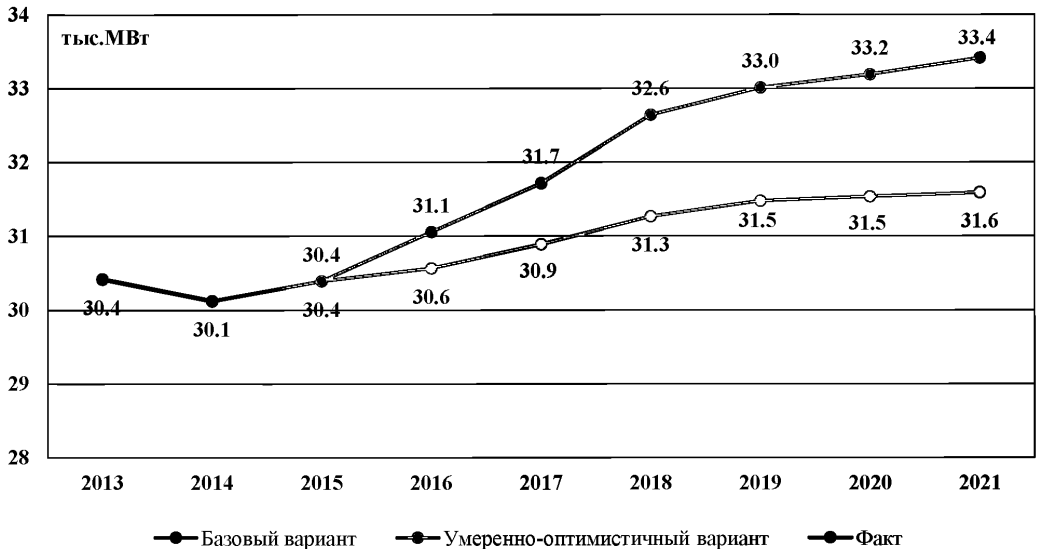


Рисунок 3.7 – Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Сибири

В таблице 3.8 представлены основные показатели режима потребления электрической энергии ОЭС Сибири.

Таблица 3.8 – Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Сибири

| Наименование | Ед. изм. | Факт | | Прогноз | | | | | | |
|---------------------------------------|-------------|-------|-------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | 2013 | 2014* | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Базовый вариант | | | | | | | | | | |
| Э _{год} | млрд. кВт·ч | 205,3 | 204,1 | 204,8 | 207,4 | 209,0 | 210,8 | 213,0 | 213,8 | 214,7 |
| P _{МАХ СОВСТВ.} | МВт | 30418 | 30123 | 30389 | 30566 | 30890 | 31265 | 31476 | 31534 | 31588 |
| T _{МАХГОД} | час/год | 6750 | 6774 | 6738 | 6786 | 6766 | 6743 | 6766 | 6780 | 6797 |
| P _{СОВМ. С ЕЭС} | МВт | 28483 | 29234 | 29275 | 29307 | 29624 | 29997 | 30201 | 30274 | 30322 |
| T _{СОВМ. С ЕЭС} | час/год | 7209 | 6980 | 6994 | 7078 | 7055 | 7028 | 7051 | 7062 | 7080 |
| Умеренно-оптимистичный вариант | | | | | | | | | | |
| Э _{год} | млрд. кВт·ч | 205,3 | 204,1 | 204,8 | 210,4 | 213,2 | 218,3 | 221,9 | 223,1 | 224,6 |
| P _{МАХ СОВСТВ.} | МВт | 30418 | 30123 | 30389 | 31056 | 31715 | 32638 | 33008 | 33186 | 33412 |

| Наименование | Ед. изм. | Факт | | Прогноз | | | | | | |
|--------------------------|----------|-------|-------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | 2013 | 2014* | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| T _{МАХГОД} | час/год | 6750 | 6774 | 6738 | 6775 | 6723 | 6689 | 6724 | 6723 | 6723 |
| P _{СОВМ. С ЕЭС} | МВт | 28483 | 29234 | 29275 | 29938 | 30573 | 31463 | 31820 | 31991 | 32209 |
| T _{СОВМ. С ЕЭС} | час/год | 7209 | 6980 | 6994 | 7028 | 6975 | 6939 | 6975 | 6974 | 6974 |

ОЭС Востока

Доля ОЭС Востока в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2015 году составит порядка 3,1 % для двух вариантов электропотребления, а в 2021 году увеличится до 3,9 % в базовом варианте электропотребления и 4,1 % в умеренно-оптимистичном варианте. Собственный максимум потребления мощности ОЭС Востока (без учета потребления мощности изолированно работающего Николаевского энергоузла) в 2015 году прогнозируется на уровне 5 535 МВт для двух вариантов электропотребления, в 2021 году – 7 165 МВт и 7 748 МВт соответственно, при этом среднегодовые темпы прироста максимума потребления за 2015 – 2021 годы составят 4,1 % и 5,3 %. Большие темпы прироста потребления мощности обусловлены присоединением Западного и Центрального энергорайонов Республики Саха (Якутия). В таблице 3.9 представлены основные показатели режима потребления электрической энергии ОЭС Востока.

Таблица 3.9 – Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Востока

| Наименование | Ед. изм. | Факт | | Прогноз | | | | | | |
|--|-------------|------|-------|---------|------|------|------|------|--------|------|
| | | 2013 | 2014* | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Базовый вариант | | | | | | | | | | |
| Э _{ГОД} | млрд. кВт·ч | 31,6 | 31,8 | 32,1 | 34,7 | 38,2 | 38,9 | 39,7 | 40,0 | 42,1 |
| P _{МАХ СОВСТВ.} | МВт | 5382 | 5398 | 5535 | 6475 | 6609 | 6797 | 6862 | 7143 | 7165 |
| T _{МАХГОД} | час/год | 5873 | 5891 | 5791 | 5366 | 5779 | 5725 | 5786 | 5603 | 5869 |
| P _{СОВМ. С ЕЭС} | МВт | 4709 | 4687 | 4778 | 5795 | 5917 | 6088 | 6146 | 6400,0 | 6420 |
| T _{СОВМ. С ЕЭС} | час/год | 6712 | 6785 | 6708 | 5996 | 6454 | 6392 | 6460 | 6253 | 6550 |
| Без учета присоединения Западного и Центрального энергорайонов Республики Якутия | | | | | | | | | | |
| Э _{ГОД} | млрд. кВт·ч | 31,6 | 31,8 | 32,1 | 32,1 | 32,5 | 33,0 | 33,8 | 34,1 | 36,1 |
| P _{СОВМ. С ЕЭС} | МВт | 4709 | 4687 | 4778 | 4932 | 5011 | 5148 | 5196 | 5451 | 5471 |
| Умеренно-оптимистичный вариант | | | | | | | | | | |
| Э _{ГОД} | млрд. кВт·ч | 31,6 | 31,8 | 32,1 | 35,8 | 39,8 | 41,5 | 43,4 | 45,1 | 45,7 |
| P _{МАХ СОВСТВ.} | МВт | 5382 | 5398 | 5535 | 6628 | 6824 | 7157 | 7537 | 7641 | 7748 |
| T _{МАХГОД} | час/год | 5873 | 5891 | 5791 | 5408 | 5827 | 5805 | 5764 | 5905 | 5896 |
| P _{СОВМ. С ЕЭС} | МВт | 4709 | 4687 | 4778 | 5938 | 6131 | 6450 | 6814 | 6913 | 7016 |

| Наименование | Ед. изм. | Факт | | Прогноз | | | | | | |
|--|-------------|------|-------|---------|------|------|------|------|------|------|
| | | 2013 | 2014* | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| T _{совм. с ЕЭС} | час/год | 6712 | 6785 | 6708 | 6036 | 6486 | 6441 | 6376 | 6527 | 6511 |
| Без учета присоединения Западного и Центрального энергорайонов Республики Якутия | | | | | | | | | | |
| Э _{год} | млрд. кВт·ч | 31,6 | 31,8 | 32,1 | 33,2 | 33,9 | 35,5 | 37,3 | 38,9 | 39,5 |
| P _{совм. с ЕЭС} | МВт | 4709 | 4687 | 4778 | 5066 | 5223 | 5507 | 5834 | 5926 | 6009 |

На рисунке 3.8 представлено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Востока на период 2015 – 2021 годы.

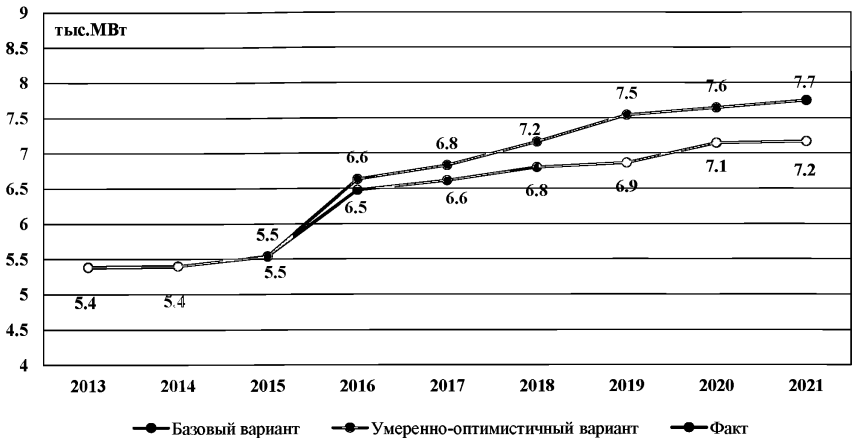


Рисунок 3.8 – Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Востока

Выводы:

1. Максимальное потребление мощности ЕЭС России к 2021 году ожидается на уровне 162 836 МВт для базового варианта электропотребления и 169 504 МВт для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления. За период 2015 – 2021 годов среднегодовые приросты нагрузки ЕЭС России составят около 0,7 % и 1,3 % для базового и умеренно-оптимистичного вариантов электропотребления.

2. Рост максимумов потребления мощности прогнозируется в рассматриваемый период по всем ОЭС.

3. Наиболее интенсивный среднегодовой рост максимумов потребления мощности в период 2015 – 2021 годов будет наблюдаться в следующих ОЭС, как в базовом, так и умеренно-оптимистичном вариантах соответственно:

- ОЭС Юга 2,4 % и 3,2 %;
- ОЭС Сибири 0,7 % и 1,5 %
- ОЭС Востока 4,1 % и 5,3 %.

4. Годовое число часов использования максимума потребления мощности по ЕЭС России к 2021 году существенно не изменится в базовом варианте и составит порядка 6528 часов, в умеренно-оптимистичном варианте данный показатель будет аналогичен (порядка 6514 часов).

4. Прогноз требуемого увеличения мощностей для удовлетворения спроса на электрическую энергию на период 2015 – 2021 годов

Величина перспективной потребности в мощности (спроса на мощность) определена с учетом прогнозируемых на рассматриваемый перспективный период максимумов потребления по ОЭС и ЕЭС России, сальдо экспорта-импорта мощности и нормативного резерва мощности.

При оценке потребности в мощности для Европейской части ЕЭС России учитывается максимум потребления, совмещенный с ЕЭС, для ОЭС Сибири и Востока – максимум потребления, совмещенный с ЕЭС, и собственный. При принятых уровнях и режимах потребления мощности прогнозируемый максимум потребления по ЕЭС России в базовом варианте на уровне 2015 года составит 154 982 МВт и возрастет к 2021 году до 162 836 МВт, без учета ОЭС Востока – 150 204 МВт и 156 416 МВт соответственно.

В умеренно-оптимистичном варианте прогнозируемый максимум потребления по ЕЭС России на уровне 2015 года оценивается в 154 982 МВт и возрастет к 2021 году до 169 504 МВт, без учета ОЭС Востока – 150 204 МВт и 162 488 МВт соответственно.

Величина экспорта мощности и электрической энергии из ЕЭС России принята на основе имеющихся договоров и предварительных соглашений по данным ПАО «Интер РАО».

Экспортные поставки из ЕЭС России планируются в следующем объеме:

- на уровне 2015 года 3 885 МВт/10,75 млрд. кВт·ч;
- в 2016 году – 3 890 МВт/ 10,46 млрд. кВт·ч;
- в 2017 году – 3 890 МВт/ 9,89 млрд. кВт·ч;
- в 2018 году – 3 890 МВт/10,0 млрд. кВт·ч;
- в 2019 году – 3 890 МВт/10,05 млрд. кВт·ч;
- в период 2020 – 2021 годов – 3 890 МВт/10,06 млрд. кВт·ч.

Прогнозируемые объемы экспорта мощности на час годового совмещенного максимума ЕЭС и годовые объемы передаваемой электрической энергии с указанием стран, в которые осуществляются экспортные поставки, представлены в таблице 4.1.

По планам ПАО «Интер РАО» на период до 2021 года сохраняются традиционные направления экспортных поставок мощности и электрической энергии: в Финляндию (1 300 МВт/2,5 млрд. кВт·ч), страны Балтии (600 МВт/1,5 – 2,2 млрд. кВт·ч), в Беларусь (500 МВт/1,0 млрд. кВт·ч), Монголию (210 МВт/0,30 – 0,45 млрд. кВт·ч). Кроме того, осуществляются экспортные поставки мощности и электрической энергии в рамках приграничной торговли с Финляндией (72 МВт/0,40 млрд. кВт·ч) и Норвегией (18 МВт/0,11 млрд. кВт·ч).

Из ОЭС Юга предусматриваются поставки мощности и электрической энергии в Грузию в объеме 150 МВт/0,25 млрд. кВт·ч в период 2015 – 2016 годов, 150 МВт/0,2 млрд. кВт·ч в 2017 – 2021 годы, Южную Осетию 35 МВт/0,14 млрд. кВт·ч в 2015 году, 40 МВт/0,14 млрд. кВт·ч в период 2016 – 2017 годов, 40 МВт/0,15 млрд. кВт·ч в период 2018 – 2021 годов.

Экспортные поставки в Казахстан в 2015 – 2021годы планируются в объеме: 170 МВт/0,25 млрд. кВт·ч на уровне 2015 года, 170 МВт/0,24 млрд. кВт·ч в период 2016 – 2019 годов и 170 МВт/0,25 млрд. кВт·ч в период 2020 – 2021 годов. Из ОЭС Востока в рассматриваемый период предусматривается экспорт мощности и электрической энергии в Китай в объеме 830 МВт/3,5 млрд. кВт·ч.

Фактором, оказывающим значительное влияние на величину спроса на мощность, является величина резерва мощности, необходимого по условиям обеспечения надежности функционирования ЕЭС России и ОЭС.

Планируемый на перспективу резерв мощности складывается из трех составляющих: ремонтного резерва, компенсационного резерва (резерва мощности на внеплановые отклонения параметров электроэнергетической системы) и стратегического резерва.

Величины нормируемого расчетного резерва мощности по ЕЭС и ОЭС России определены в соответствии с методическим подходом к определению нормативных значений резерва мощности энергосистем, разработанным в составе Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем, прошедших в 2012 году публичное обсуждение в рамках НП «НТС ЕЭС» с участием представителей субъектов электроэнергетики и ведущих проектных институтов, в том числе ОАО «ТЭП», ОАО «ГазпромПромгаз», Институт энергетических исследований РАН, ЗАО «ГУ Институт энергетической стратегии», НП «ИНВЭЛ», ОАО «ЭНИН», ОАО «НТЦ ФСК». Нормативные значения резерва мощности по различным энергообъединениям в процентах от максимума потребления мощности представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2. Нормативные значения резерва мощности, %

| ЕЭС России | ОЭС Северо-Запада | ОЭС Центра | ОЭС Юга | ОЭС Средней Волги | ОЭС Урала | ОЭС Сибири | ОЭС Востока |
|---------------|----------------------|---------------|------------|----------------------|--------------|---------------|----------------|
| 20,5 | 19,0 | 22,0 | 19,5 | 16,5 | 20,0 | 22,0 | 23,0 |

Абсолютная величина резерва мощности в ЕЭС России в базовом варианте на уровне 2015 года должна составить 31 727 МВт, на уровне 2021 года – 33 317 МВт; в умеренно-оптимистичном варианте – 31 727 МВт и 34 707 МВт соответственно. Распределение нормативного резерва по ОЭС неравномерно, при этом использование резервов одной ОЭС для покрытия максимумов потребления мощности других ОЭС ограничено в силу недостаточной пропускной способности основной электрической сети и большой территориальной протяженности ЕЭС России.

Изменение спроса на мощность по ОЭС и ЕЭС России в период 2015 – 2021 годов представлено на рисунке 4.1 и в таблицах 4.3 – 4.4.



Рисунок 4.1. Спрос на мощность в ЕЭС России

Таблица 4.3. Спрос на мощность для базового варианта электропотребления, МВт

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|----------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| ОЭС Северо-Запада | | | | | | | |
| Совмещенный максимум нагрузки | 14579 | 14658 | 14717 | 14809 | 14871 | 14953 | 15020 |
| Нормативный резерв | 2776 | 2792 | 2803 | 2813 | 2825 | 2841 | 2853 |
| Экспорт | 1990 | 1990 | 1990 | 1990 | 1990 | 1990 | 1990 |
| Спрос на мощность – всего | 19345 | 19440 | 19510 | 19612 | 19686 | 19784 | 19863 |
| ОЭС Центра | | | | | | | |
| Совмещенный максимум нагрузки | 38345 | 38192 | 38481 | 38766 | 38999 | 39259 | 39486 |
| Нормативный резерв | 8449 | 8412 | 8472 | 8528 | 8579 | 8636 | 8686 |
| Экспорт | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| Спрос на мощность – всего | 47294 | 47104 | 47453 | 47794 | 48078 | 48395 | 48672 |
| ОЭС Средней Волги | | | | | | | |
| Совмещенный максимум нагрузки | 16916 | 16987 | 17072 | 17109 | 17161 | 17194 | 17220 |
| Нормативный резерв | 2799 | 2811 | 2821 | 2826 | 2831 | 2837 | 2841 |
| Экспорт | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| Спрос на мощность – всего | 19725 | 19808 | 19903 | 19945 | 20002 | 20041 | 20071 |
| ОЭС Юга | | | | | | | |

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Совмещенный максимум нагрузки | 14415 | 15066 | 16096 | 16283 | 16509 | 16634 | 16776 |
| Нормативный резерв | 2814 | 2944 | 3145 | 3175 | 3219 | 3243 | 3271 |
| Экспорт | 195 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 |
| Спрос на мощность – всего | 17424 | 18210 | 19441 | 19658 | 19928 | 20077 | 20247 |
| ОЭС Урала | | | | | | | |
| Совмещенный максимум нагрузки | 36674 | 36784 | 37002 | 37180 | 37398 | 37470 | 37592 |
| Нормативный резерв | 7340 | 7362 | 7409 | 7436 | 7479 | 7494 | 7518 |
| Экспорт | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Спрос на мощность – всего | 44114 | 44246 | 44511 | 44716 | 44977 | 45064 | 45210 |
| ОЭС Сибири | | | | | | | |
| Совмещенный максимум нагрузки | 29275 | 29307 | 29624 | 29997 | 30201 | 30274 | 30322 |
| Нормативный резерв | 6449 | 6455 | 6520 | 6599 | 6644 | 6660 | 6672 |
| Экспорт | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 |
| Спрос на мощность – всего | 35984 | 36022 | 36404 | 36856 | 37105 | 37194 | 37254 |
| ОЭС Востока | | | | | | | |
| Совмещенный максимум нагрузки | 4778 | 5795 | 5917 | 6088 | 6146 | 6400 | 6420 |
| Нормативный резерв | 1100 | 1332 | 1362 | 1400 | 1413 | 1472 | 1476 |
| Экспорт | 830 | 830 | 830 | 830 | 830 | 830 | 830 |
| Спрос на мощность – всего | 6708 | 7957 | 8109 | 8318 | 8389 | 8702 | 8726 |
| ЕЭС России | | | | | | | |
| Максимум нагрузки | 154982 | 156789 | 158909 | 160232 | 161285 | 162184 | 162836 |
| Нормативный резерв | 31727 | 32108 | 32532 | 32777 | 32990 | 33183 | 33317 |
| Экспорт | 3885 | 3890 | 3890 | 3890 | 3890 | 3890 | 3890 |
| Спрос на мощность – всего | 190594 | 192787 | 195331 | 196899 | 198165 | 199257 | 200043 |
| ОЭС Сибири на собственный максимум нагрузки | | | | | | | |
| Максимум нагрузки | 30389 | 30566 | 30890 | 31265 | 31476 | 31534 | 31588 |
| Нормативный резерв | 6685 | 6724 | 6795 | 6878 | 6924 | 6937 | 6949 |
| Экспорт | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 |
| Спрос на мощность – всего | 37334 | 37550 | 37945 | 38403 | 38660 | 38731 | 38797 |
| ОЭС Востока на собственный максимум нагрузки | | | | | | | |
| Максимум нагрузки | 5535 | 6475 | 6609 | 6797 | 6862 | 7143 | 7165 |
| Нормативный резерв | 1273 | 1489 | 1520 | 1563 | 1578 | 1642 | 1647 |
| Экспорт | 830 | 830 | 830 | 830 | 830 | 830 | 830 |
| Спрос на мощность – всего | 7638 | 8794 | 8959 | 9190 | 9270 | 9615 | 9642 |

Таблица 4.4. Спрос на мощность для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления, МВт

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|----------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| ОЭС Северо-Запада | | | | | | | |
| Совмещенный максимум нагрузки | 14579 | 14767 | 14866 | 15047 | 15137 | 15250 | 15350 |
| Нормативный резерв | 2776 | 2806 | 2825 | 2858 | 2876 | 2897 | 2917 |
| Экспорт | 1990 | 1990 | 1990 | 1990 | 1990 | 1990 | 1990 |
| Спрос на мощность – всего | 19345 | 19563 | 19681 | 19895 | 20003 | 20137 | 20257 |
| ОЭС Центра | | | | | | | |
| Совмещенный максимум нагрузки | 38345 | 38957 | 39322 | 39739 | 40068 | 40438 | 40781 |
| Нормативный резерв | 8449 | 8579 | 8655 | 8742 | 8814 | 8896 | 8971 |
| Экспорт | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| Спрос на мощность – всего | 47294 | 48036 | 48477 | 48981 | 49382 | 49834 | 50252 |
| ОЭС Средней Волги | | | | | | | |
| Совмещенный максимум нагрузки | 16916 | 17379 | 17502 | 17569 | 17649 | 17727 | 17773 |
| Нормативный резерв | 2799 | 2868 | 2890 | 2899 | 2912 | 2925 | 2933 |
| Экспорт | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| Спрос на мощность – всего | 19725 | 20257 | 20402 | 20478 | 20571 | 20662 | 20716 |
| ОЭС Юга | | | | | | | |
| Совмещенный максимум нагрузки | 14415 | 15378 | 16684 | 16928 | 17223 | 17487 | 17721 |
| Нормативный резерв | 2814 | 3000 | 3255 | 3300 | 3358 | 3409 | 3455 |
| Экспорт | 195 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 |
| Спрос на мощность – всего | 17424 | 18578 | 20139 | 20428 | 20781 | 21096 | 21376 |
| ОЭС Урала | | | | | | | |
| Совмещенный максимум нагрузки | 36674 | 37320 | 37697 | 37916 | 38201 | 38446 | 38654 |
| Нормативный резерв | 7340 | 7464 | 7542 | 7583 | 7640 | 7689 | 7731 |
| Экспорт | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Спрос на мощность – всего | 44114 | 44884 | 45339 | 45599 | 45941 | 46235 | 46485 |
| ОЭС Сибири | | | | | | | |
| Совмещенный максимум нагрузки | 29275 | 29938 | 30573 | 31463 | 31820 | 31991 | 32209 |
| Нормативный резерв | 6449 | 6590 | 6729 | 6922 | 7000 | 7038 | 7086 |
| Экспорт | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 |
| Спрос на мощность – всего | 35984 | 36788 | 37562 | 38645 | 39080 | 39289 | 39555 |
| ОЭС Востока | | | | | | | |
| Совмещенный максимум нагрузки | 4778 | 5938 | 6131 | 6450 | 6814 | 6913 | 7016 |

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Нормативный резерв | 1100 | 1367 | 1412 | 1483 | 1567 | 1590 | 1614 |
| Экспорт | 830 | 830 | 830 | 830 | 830 | 830 | 830 |
| Спрос на мощность – всего | 6708 | 8135 | 8373 | 8763 | 9211 | 9333 | 9460 |
| ЕЭС России | | | | | | | |
| Максимум нагрузки | 154982 | 159677 | 162775 | 165112 | 166912 | 168252 | 169504 |
| Нормативный резерв | 31727 | 32674 | 33308 | 33787 | 34167 | 34444 | 34707 |
| Экспорт | 3885 | 3890 | 3890 | 3890 | 3890 | 3890 | 3890 |
| Спрос на мощность – всего | 190594 | 196241 | 199973 | 202789 | 204969 | 206586 | 208101 |
| ОЭС Сибири на собственный максимум нагрузки | | | | | | | |
| Максимум нагрузки | 30389 | 31056 | 31715 | 32638 | 33008 | 33186 | 33412 |
| Нормативный резерв | 6685 | 6832 | 6977 | 7180 | 7262 | 7301 | 7351 |
| Экспорт | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 |
| Спрос на мощность – всего | 37334 | 38148 | 38952 | 40078 | 40530 | 40747 | 41023 |
| ОЭС Востока на собственный максимум нагрузки | | | | | | | |
| Максимум нагрузки | 5535 | 6628 | 6824 | 7157 | 7537 | 7641 | 7748 |
| Нормативный резерв | 1273 | 1524 | 1570 | 1646 | 1734 | 1757 | 1782 |
| Экспорт | 830 | 830 | 830 | 830 | 830 | 830 | 830 |
| Спрос на мощность – всего | 7638 | 8982 | 9224 | 9633 | 10101 | 10228 | 10360 |

Выводы:

1. При принятых уровнях и режимах потребления мощности прогнозируемый максимум потребления по ЕЭС России для базового варианта электропотребления на уровне 2015 года составит 154 982 МВт и возрастет к 2021 году до 162 836 МВт, а без учета ОЭС Востока – 150 204 МВт и 156 416 МВт соответственно.

В умеренно-оптимистичном варианте максимум потребления по ЕЭС России на уровне 2015 года оценивается в 154 982 МВт и возрастет к 2021 году до 169 504 МВт, без учета ОЭС Востока – 150 204 МВт и 162 488 МВт соответственно.

2. Основные направления экспорта-импорта по данным ПАО «Интер РАО» до 2021 года не изменятся.

3. Абсолютная величина резерва мощности в ЕЭС России в базовом варианте на уровне 2015 года должна составить 31 727 МВт, на уровне 2021 года – 33 317 МВт; в умеренно-оптимистичном варианте – 31 727 МВт и 34 707 МВт соответственно.

4. При прогнозируемом совмещенном максимуме потребления, нормативном расчетном резерве мощности и заданных объемах экспорта мощности спрос на мощность по ЕЭС России в базовом варианте увеличится с ожидаемого 190 594 МВт в 2015 году до 200 043 МВт на уровне 2021 года, в умеренно-оптимистичном варианте с 190 594 МВт до 208 101 МВт соответственно.

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2015 - 2021 |
|------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------|------|------|---------------|
| ОЭС Юга, всего | 254,0 | 36,0 | | | | | | 290,0 |
| ТЭС | 254,0 | 36,0 | | | | | | 290,0 |
| в т.ч. ТЭЦ | 84,0 | 36,0 | | | | | | 120,0 |
| КЭС | 170,0 | | | | | | | 170,0 |
| в т.ч. под замену | 12,0 | | | | | | | 12,0 |
| ТЭС | 12,0 | | | | | | | 12,0 |
| в т.ч. ТЭЦ | 12,0 | | | | | | | 12,0 |
| ОЭС Урала, всего | 481,0 | 736,0 | 136,0 | | | | | 1353,0 |
| ТЭС | 481,0 | 736,0 | 136,0 | | | | | 1353,0 |
| в т.ч. ТЭЦ | 281,0 | 636,0 | 136,0 | | | | | 1053,0 |
| КЭС | 200,0 | 100,0 | | | | | | 300,0 |
| в т.ч. под замену | 5,0 | | | | | | | 5,0 |
| ТЭС | 5,0 | | | | | | | 5,0 |
| в т.ч. ТЭЦ | 5,0 | | | | | | | 5,0 |
| ОЭС Сибири, всего | 150,0 | | 147,0 | 167,0 | | | | 464,0 |
| ТЭС | 150,0 | | 147,0 | 167,0 | | | | 464,0 |
| в т.ч. ТЭЦ | 150,0 | | 147,0 | 167,0 | | | | 464,0 |
| в т.ч. под замену | | | 60,0 | | | | | 60,0 |
| ТЭС | | | 60,0 | | | | | 60,0 |
| в т.ч. ТЭЦ | | | 60,0 | | | | | 60,0 |
| ОЭС Востока***, всего | | 41,0 | | | | | | 41,0 |
| ТЭС | | 41,0 | | | | | | 41,0 |
| в т.ч. КЭС | | 41,0 | | | | | | 41,0 |

Примечание: * ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

** КЭС – конденсационная электростанция;

*** начиная с 2016 года, учтено присоединение центрального и западного энергорайонов Республики Саха (Якутия) к ОЭС Востока.

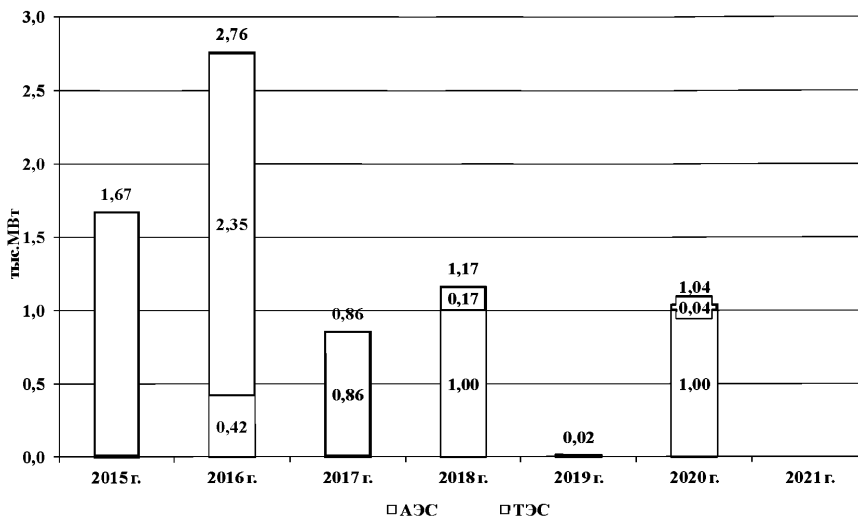


Рисунок 5.1. Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России в 2015 – 2021 годы

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по электростанциям ЕЭС России представлены в приложении № 3.

Дополнительно к рассмотренным выше предложениям по выводу из эксплуатации генерирующего оборудования в период 2015 – 2021 годов возможен вывод из эксплуатации генерирующего оборудования в объеме 9 363,5 МВт (8 483,5 МВт на ТЭС и 880 МВт на АЭС), в том числе под замену – 3 961 МВт. К дополнительным объемам выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования отнесены предложения генерирующих компаний в соответствии с разработанными ими инновационными сценариями развития, предусматривающими более высокие темпы обновления генерирующего оборудования электростанций (например, вывод из эксплуатации генерирующего оборудования для целей ввода нового оборудования, в том числе из перечня дополнительных вводов, приведенного далее в настоящем разделе).

В таблице 5.2 и на рисунке 5.2 представлены объемы возможного дополнительного вывода из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России в период 2015 – 2021 годов. Планируемые дополнительные объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по электростанциям ЕЭС России представлены в приложении № 4.

Таблица 5.2. Объемы дополнительно выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования, МВт

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2015 - 2021 |
|---------------------------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------|---------------|---------------|
| ЕЭС России, всего | 616,0 | 1011,0 | 1186,5 | 1241,0 | 2615,0 | 894,0 | 1800,0 | 9363,5 |
| АЭС | | | | 440,0 | 440,0 | | | 880,0 |
| ТЭС | 616,0 | 1011,0 | 1186,5 | 801,0 | 2175,0 | 894,0 | 1800,0 | 8483,5 |
| в т.ч. ТЭЦ | 392,0 | 886,0 | 1055,5 | 226,0 | 382,0 | 292,0 | | 3233,5 |
| КЭС | 224,0 | 125,0 | 131,0 | 575,0 | 1793,0 | 602,0 | 1800,0 | 5250,0 |
| в т.ч. под замену | 49,0 | | 282,0 | 310,0 | 1400,0 | 520,0 | 1400,0 | 3961,0 |
| ТЭС | 49,0 | | 282,0 | 310,0 | 1400,0 | 520,0 | 1400,0 | 3961,0 |
| в т.ч. ТЭЦ | 25,0 | | 282,0 | 10,0 | | | | 317,0 |
| КЭС | 24,0 | | | 300,0 | 1400,0 | 520,0 | 1400,0 | 3644,0 |
| ОЭС Северо-Запада, всего | 6,0 | 164,0 | 53,0 | 440,0 | 482,0 | 60,0 | | 1205,0 |
| АЭС | | | | 440,0 | 440,0 | | | 880,0 |
| ТЭС | 6,0 | 164,0 | 53,0 | | 42,0 | 60,0 | | 325,0 |
| в т.ч. ТЭЦ | 6,0 | 164,0 | 53,0 | | 42,0 | 60,0 | | 325,0 |
| ОЭС Центра, всего | 243,0 | 415,0 | 130,0 | 136,0 | 1300,0 | 152,0 | 800,0 | 3176,0 |
| ТЭС | 243,0 | 415,0 | 130,0 | 136,0 | 1300,0 | 152,0 | 800,0 | 3176,0 |
| в т.ч. ТЭЦ | 243,0 | 415,0 | 130,0 | 136,0 | 200,0 | 152,0 | | 1276,0 |
| КЭС | | | | | 1100,0 | | 800,0 | 1900,0 |
| в т.ч. под замену | 25,0 | | | | 1100,0 | | 800,0 | 1925,0 |
| ТЭС | 25,0 | | | | 1100,0 | | 800,0 | 1925,0 |
| в т.ч. ТЭЦ | 25,0 | | | | | | | 25,0 |
| КЭС | | | | | 1100,0 | | 800,0 | 1900,0 |
| ОЭС Средней Волги, всего | 55,0 | 122,0 | 220,0 | | 25,0 | | | 422,0 |
| ТЭС | 55,0 | 122,0 | 220,0 | | 25,0 | | | 422,0 |
| в т.ч. ТЭЦ | 55,0 | 122,0 | 220,0 | | 25,0 | | | 422,0 |
| ОЭС Юга, всего | | 95,0 | | 300,0 | 300,0 | | 600,0 | 1295,0 |
| ТЭС | | 95,0 | | 300,0 | 300,0 | | 600,0 | 1295,0 |
| в т.ч. ТЭЦ | | 95,0 | | | | | | 95,0 |

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2015 - 2021 |
|---------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| КЭС | | | | 300,0 | 300,0 | | 600,0 | 1200,0 |
| в т.ч. под замену | | | | 300,0 | 300,0 | | 600,0 | 1200,0 |
| ТЭС | | | | 300,0 | 300,0 | | 600,0 | 1200,0 |
| в т.ч. КЭС | | | | 300,0 | 300,0 | | 600,0 | 1200,0 |
| ОЭС Урала, всего | 312,0 | 40,0 | 354,0 | 175,0 | 165,0 | 420,0 | 400,0 | 1866,0 |
| ТЭС | 312,0 | 40,0 | 354,0 | 175,0 | 165,0 | 420,0 | 400,0 | 1866,0 |
| в т.ч. ТЭЦ | 88,0 | 40,0 | 282,0 | 10,0 | | | | 420,0 |
| КЭС | 224,0 | | 72,0 | 165,0 | 165,0 | 420,0 | 400,0 | 1446,0 |
| в т.ч. под замену | 24,0 | | 282,0 | 10,0 | | 420,0 | | 736,0 |
| ТЭС | 24,0 | | 282,0 | 10,0 | | 420,0 | | 736,0 |
| в т.ч. ТЭЦ | | | 282,0 | 10,0 | | | | 292,0 |
| КЭС | 24,0 | | | | | 420,0 | | 444,0 |
| ОЭС Сибири, всего | | 50,0 | 240,0 | | 30,0 | | | 320,0 |
| ТЭС | | 50,0 | 240,0 | | 30,0 | | | 320,0 |
| в т.ч. ТЭЦ | | 50,0 | 240,0 | | 30,0 | | | 320,0 |
| ОЭС Востока, всего | | 125,0 | 189,5 | 190,0 | 313,0 | 262,0 | | 1079,5 |
| ТЭС | | 125,0 | 189,5 | 190,0 | 313,0 | 262,0 | | 1079,5 |
| в т.ч. ТЭЦ | | | 130,5 | 80,0 | 85,0 | 80,0 | | 375,5 |
| КЭС | | 125,0 | 59,0 | 110,0 | 228,0 | 182,0 | | 704,0 |
| в т.ч. под замену | | | | | | 100,0 | | 100,0 |
| ТЭС | | | | | | 100,0 | | 100,0 |
| в т.ч. КЭС | | | | | | 100,0 | | 100,0 |

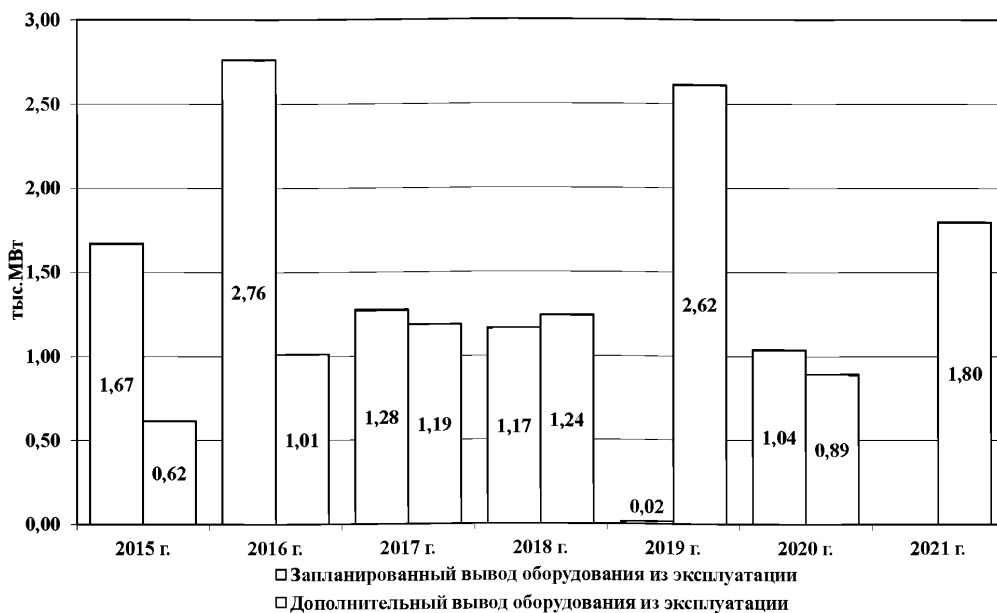


Рисунок 5.2. Объемы вывода из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России

В 2014 году на электростанциях ЕЭС России было введено в эксплуатацию 7 821,307 МВт генерирующих мощностей. Перечень вводов генерирующих мощностей в 2014 году приведен в таблице 5.3.

Таблица 5.3. Вводы мощности на электростанциях ЭЭС России в 2014 году

| Электростанция | Станционный номер | Марка турбины | Установленная мощность, МВт |
|---------------------------------|-------------------|-----------------------|-----------------------------|
| ОЭС Северо-Запада | | | 5,475 |
| ЭСН КС Микуньская | №4 – 6 | Звезда ГП-1500ВК02-М3 | 4,5 |
| Каликоски ГЭС* | | | 0,975 |
| ОЭС Центра | | | 1485,5 |
| ТЭЦ-9 Мосэнерго | №1 | ГТУ** | 64,8 |
| Вологодская ТЭЦ | №4 – 5 | ПГУ*** | 102,1 |
| Владимирская ТЭЦ | №7 | ГТУ | 171,9 |
| Владимирская ТЭЦ | №1 | ПГУ | 59,1 |
| Череповецкая ГРЭС**** | №4 | ПГУ | 421,6 |
| ТЭЦ-16 Мосэнерго | №8 | ПГУ | 421 |
| Черепетская ГРЭС | №8 | ПСУ | 225 |
| ГТРС***** НЛМК | №1 | ГУБТ-20 | 20 |
| ОЭС Средней Волги | | | 643,9 |
| Новочебоксарская ТЭЦ-3 | №7 | ПТ-80/100-130/13 | 81 |
| Казанская ТЭЦ-2 | №1 – 4 | ПГУ | 219,6 |
| Новогорьковская ТЭЦ | №1 | ГТУ | 171,1 |
| Новогорьковская ТЭЦ | №2 | ГТУ | 172,2 |
| ОЭС Юга | | | 1212,2 |
| ТЭЦ Туапсинского НПЗ | №1 – 3 | ГТУ | 141 |
| Новокарачаевская МГЭС | №1 – 2 | ZDK283-1,11-120 | 1,2 |
| Ростовская АЭС | №3 | ВВЭР | 1070 |
| ОЭС Урала | | | 2347,792 |
| Уфимская ТЭЦ-3 | №4 | P-28/33-8,8/2,1 | 10 |
| Южно-Уральская ГРЭС-2 | №1 | ПГУ | 408 |
| Нижневартовская ГРЭС | №3.1 | ПГУ | 388 |
| Кировская ТЭЦ-4 | №2 | Тп-65/78-12,8 | 68 |
| Ижевская ТЭЦ-1 | №8 – 9 | ПГУ | 230,6 |
| Кировская ТЭЦ-3 | №ТГ-ТГ1 | ПГУ | 174 |
| Кировская ТЭЦ-3 | № ТГ-ТГ1 | ПГУ | 62 |
| Зауральская ТЭЦ | №5 | ГПА | 2,492 |
| Няганская ГРЭС | №3 | ПГУ | 424,6 |
| ГТЭС***** Юрхаровского НГМК | №4 | ГПА | 2,5 |
| ГТЭС Федоровского месторождения | №1 – 3 | ГТУ | 36 |
| Южно-Уральская ГРЭС-2 | №2 | ПГУ | 416,6 |
| Кировская ТЭЦ-4 | №6 | T-120/130-130-8МО | 125 |
| ОЭС Сибири | | | 1586,44 |
| ГТЭС "Двуреченская" | №№1 – 6 | ГТУ | 24 |
| Абаканская ТЭЦ | №4 | КТ-136-12,8 | 136 |
| Барнаульская ТЭЦ-2 | №8 | T-65-130 | 65 |
| Богучанская ГЭС | №№7 – 9 | PO75-B-750 | 999 |
| ГТЭС "Новокузнецкая" | №№14 – 15 | ГТУ | 297,44 |
| Барнаульская ТЭЦ-2 | №9 | T-65-130-2М | 65 |
| ЭЭС России, всего | | | 7281,307 |

Примечание: *ГЭС – гидроэлектростанция

**ГТУ – газотурбинная установка

*** ПГУ – парогазовая установка

**** ГРЭС – государственная районная электростанция

***** ГТРС – газотурбинная редукционная станция

***** ГТЭС – газотурбинная электростанция

Из общего объема запланированных вводов генерирующих мощностей выделены генерирующие объекты с высокой вероятностью реализации, к которым для целей разработки настоящего документа отнесены следующие генерирующие объекты:

- генерирующие объекты, строительство (реконструкция) которых осуществляется в соответствии с обязательствами, принятыми по договорам о предоставлении мощности на оптовый рынок;
- генерирующие объекты, включенные в инвестиционные программы ОАО «Концерн Росэнергоатом», ПАО «РусГидро», ПАО «РАО ЭС Востока», АО «ДВЭУК»;
- наличие генерирующего объекта в инвестиционной программе субъекта электроэнергетики;
- наличие утвержденных технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям;
- наличие подтвержденной информации о начале выполнения строительно-монтажных работ по объекту генерации.

Вводы новых генерирующих мощностей (с высокой вероятностью реализации) на электростанциях ЕЭС России в период 2015 – 2021 годов предусматриваются в объеме 20 662,4 МВт, в том числе на АЭС – 6 620 МВт, на ГЭС – 478,1 МВт, на ГАЭС – 980 МВт, на ТЭС – 11 524 МВт и на ВИЭ – 1 060,2 МВт. При этом планируется ввести 225,9 МВт на замену устаревшего оборудования.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России в период 2015 – 2021 годов представлены в таблице 5.4 и на рисунках 5.3 и 5.4.

Таблица 5.4. Вводы мощности с высокой вероятностью реализации на электростанциях ОЭС и ЕЭС России, МВт

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2015 - 2021 |
|---------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------|------|----------------|
| ЕЭС России, всего | 6758,0 | 3599,5 | 5413,9 | 2945,9 | 1170,0 | 775,0 | | 20662,4 |
| АЭС | 880,0 | 1150,0 | 2270,0 | 1150,0 | 1170,0 | | | 6620,0 |
| ГЭС | 131,8 | 323,5 | 12,9 | 9,9 | | | | 478,2 |
| ГАЭС | 140,0 | | 420,0 | 420,0 | | | | 980,0 |
| ТЭС | 5380,0 | 1922,0 | 2366,0 | 1081,0 | | 775,0 | | 11524,0 |
| в т.ч. ТЭЦ | 2446,5 | 1462,0 | 1146,0 | 1081,0 | | 775,0 | | 6910,5 |
| КЭС | 2933,5 | 460,0 | 1220,0 | | | | | 4613,5 |
| ВИЭ | 226,2 | 204,0 | 345,0 | 285,0 | | | | 1060,2 |
| в т.ч. ВЭС | 51,0 | 15,0 | 90,0 | | | | | 156,0 |
| СЭС | 175,2 | 189,0 | 255,0 | 285,0 | | | | 904,2 |
| в т.ч. на замену | 105,9 | 120,0 | | | | | | 225,9 |
| ТЭС | 105,9 | 120,0 | | | | | | 225,9 |
| в т.ч. ТЭЦ | 105,9 | 120,0 | | | | | | 225,9 |
| ОЭС Северо-Запада, всего | 326,8 | 101,0 | 1170,0 | 110,0 | 1170,0 | | | 2877,8 |
| АЭС | | | 1170,0 | | 1170,0 | | | 2340,0 |
| ТЭС | 326,8 | 101,0 | | 110,0 | | | | 537,8 |

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2015 - 2021 |
|---------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|------|------|------|---------------|
| в т.ч. ТЭЦ | 304,3 | 101,0 | | 110,0 | | | | 515,3 |
| КЭС | 22,5 | | | | | | | 22,5 |
| ОЭС Центра, всего | 1173,6 | 1525,0 | 1096,0 | 1570,0 | | | | 5364,6 |
| АЭС | | 1150,0 | | 1150,0 | | | | 2300,0 |
| ГАЭС | | | 420,0 | 420,0 | | | | 840,0 |
| ТЭС | 1158,6 | 330,0 | 676,0 | | | | | 2164,6 |
| в т.ч. ТЭЦ | 913,6 | 330,0 | 676,0 | | | | | 1919,6 |
| КЭС | 245,0 | | | | | | | 245,0 |
| ВИЭ | 15,0 | 45,0 | | | | | | 60,0 |
| в т.ч. СЭС | 15,0 | 45,0 | | | | | | 60,0 |
| ОЭС Средней Волги, всего | 337,0 | 25,0 | 95,0 | 40,0 | | | | 497,0 |
| ТЭС | 337,0 | | | | | | | 337,0 |
| в т.ч. ТЭЦ | 121,0 | | | | | | | 121,0 |
| КЭС | 216,0 | | | | | | | 216,0 |
| ВИЭ | | 25,0 | 95,0 | 40,0 | | | | 160,0 |
| в т.ч. ВЭС | | | 45,0 | | | | | 45,0 |
| СЭС | | 25,0 | 50,0 | 40,0 | | | | 115,0 |
| в т.ч. на замену | 24,0 | | | | | | | 24,0 |
| ТЭС | 24,0 | | | | | | | 24,0 |
| в т.ч. ТЭЦ | 24,0 | | | | | | | 24,0 |
| ОЭС Юга, всего | 953,8 | 204,5 | 1737,9 | 889,9 | | | | 3786,2 |
| АЭС | | | 1100,0 | | | | | 1100,0 |
| ГЭС | 131,8 | 3,5 | 12,9 | 9,9 | | | | 158,2 |
| ГАЭС | 140,0 | | | | | | | 140,0 |
| ТЭС | 531,0 | 141,0 | 470,0 | 830,0 | | | | 1972,0 |
| в т.ч. ТЭЦ | 201,0 | 141,0 | 470,0 | 830,0 | | | | 1642,0 |
| КЭС | 330,0 | | | | | | | 330,0 |
| ВИЭ | 151,0 | 60,0 | 155,0 | 50,0 | | | | 416,0 |
| в т.ч. ВЭС | 51,0 | 15,0 | 15,0 | | | | | 81,0 |
| СЭС | 100,0 | 45,0 | 140,0 | 50,0 | | | | 335,0 |
| в т.ч. на замену | 4,0 | | | | | | | 4,0 |
| ТЭС | 4,0 | | | | | | | 4,0 |
| в т.ч. ТЭЦ | 4,0 | | | | | | | 4,0 |
| ОЭС Урала, всего | 2842,4 | 1179,0 | 1285,0 | 90,0 | | | | 5396,4 |
| АЭС | 880,0 | | | | | | | 880,0 |
| ТЭС | 1917,4 | 1110,0 | 1220,0 | | | | | 4247,4 |
| в т.ч. ТЭЦ | 597,4 | 650,0 | | | | | | 1247,4 |
| КЭС | 1320,0 | 460,0 | 1220,0 | | | | | 3000,0 |
| ВИЭ | 45,0 | 69,0 | 65,0 | 90,0 | | | | 269,0 |
| в т.ч. ВЭС | | | 30,0 | | | | | 30,0 |
| СЭС | 45,0 | 69,0 | 35,0 | 90,0 | | | | 239,0 |
| в т.ч. на замену | 77,9 | | | | | | | 77,9 |
| ТЭС | 77,9 | | | | | | | 77,9 |
| в т.ч. ТЭЦ | 77,9 | | | | | | | 77,9 |
| ОЭС Сибири, всего | 815,2 | 125,0 | 30,0 | 105,0 | | | | 1075,2 |
| ТЭС | 800,0 | 120,0 | | | | | | 920,0 |
| в т.ч. ТЭЦ | | 120,0 | | | | | | 120,0 |
| КЭС | 800,0 | | | | | | | 800,0 |
| ВИЭ | 15,2 | 5,0 | 30,0 | 105,0 | | | | 155,2 |
| в т.ч. СЭС | 15,2 | 5,0 | 30,0 | 105,0 | | | | 155,2 |

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2015 - 2021 |
|---------------------------|--------------|--------------|------|--------------|------|--------------|------|---------------|
| в т.ч. на замену | | 120,0 | | | | | | 120,0 |
| ТЭС | | 120,0 | | | | | | 120,0 |
| в т.ч. ТЭЦ | | 120,0 | | | | | | 120,0 |
| ОЭС Востока, всего | 309,3 | 440,0 | | 141,0 | | 775,0 | | 1665,3 |
| ГЭС | | 320,0 | | | | | | 320,0 |
| ТЭС | 309,3 | 120,0 | | 141,0 | | 775,0 | | 1345,3 |
| в т.ч. ТЭЦ | 309,3 | 120,0 | | 141,0 | | 775,0 | | 1345,3 |

Наиболее значительный объем вводов генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации до 2020 года планируется в ОЭС Центра (5 364,6 МВт) и ОЭС Урала (5 396,4 МВт).

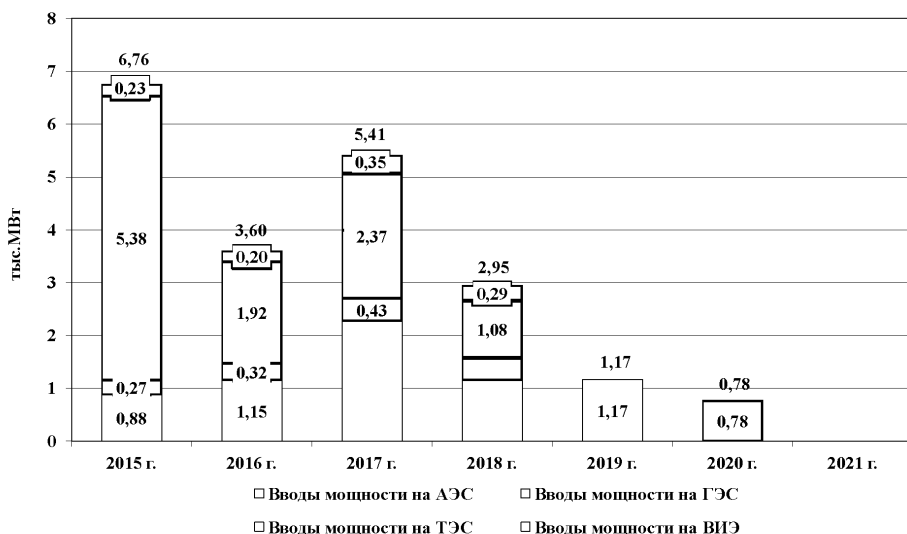


Рисунок 5.3. Вводы генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России

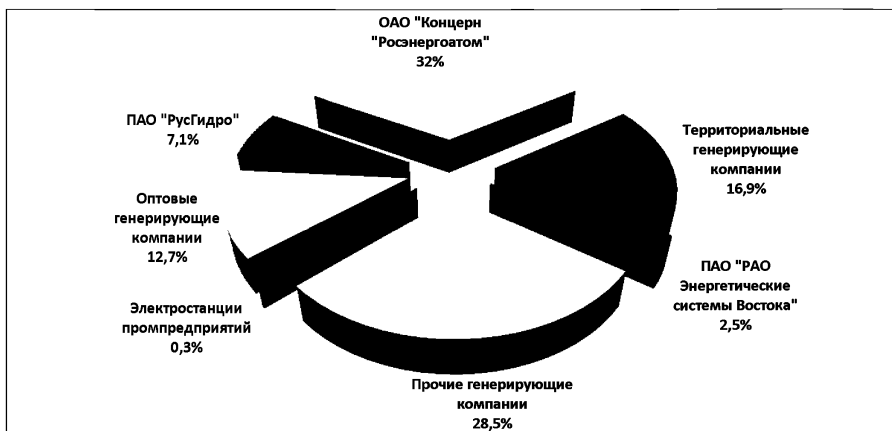


Рисунок 5.4. Структура вводов мощности на электростанциях ЕЭС России по генерирующим компаниям

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации по электростанциям ЕЭС России приведены в приложении № 5.

Развитие атомной энергетики в период 2015 – 2021 годов предусматривается на существующих и новых площадках:

- ОЭС Северо-Запада – Ленинградская АЭС-2 в Ленинградской области (с вводом первых двух энергоблоков типа ВВЭР-1200 мощностью 1 170 МВт в 2017 и 2019 годах для обеспечения, в том числе, замены выводимых из эксплуатации в 2018 и 2020 годах энергоблоков № 1 и № 2 на Ленинградской АЭС);
- ОЭС Центра – Нововоронежская АЭС-2 (с вводом первых двух энергоблоков типа ВВЭР-1200 мощностью 1 150 МВт в 2016 и 2018 годах);
- ОЭС Юга – Ростовская АЭС с вводом энергоблока № 4 типа ВВЭР мощностью 1 100 МВт в 2017 году;
- ОЭС Урала – Белоярская АЭС-2 с вводом энергоблока типа БН-880 мощностью 880 МВт в 2015 году.

Вводы мощности на ГЭС в ЕЭС России в период 2015 – 2021 годов предусматриваются в объеме 478,2 МВт, при этом приоритетной задачей является завершение строительства ГЭС с высоким уровнем готовности к вводу в эксплуатацию. Так, в ОЭС Юга планируется завершение строительства Гоцатлинской ГЭС каскада Зираны с достижением проектной установленной мощности 100 МВт в 2015 году, в ОЭС Востока – Нижне-Бурейской ГЭС с вводом четырех гидроагрегатов (4x80 МВт) в 2016 году.

В период 2015 – 2017 годы в ОЭС Юга предполагается ввод в эксплуатацию 26,3 МВт на малых ГЭС.

ПАО «РусГидро» было принято решение о приостановке строительства Зарамагской ГЭС-1 в ОЭС Юга, поэтому данная ГЭС не учитывается в балансах мощности и электрической энергии, приведенных в разделе 6 схемы и программы.

В связи с планируемым развитием атомной энергетики и, как следствие, увеличением потребности в маневренной мощности в европейской части России в период 2015 – 2021 годов предусматривается завершение строительства Загорской ГАЭС-2 в энергосистеме города Москвы и Московской области в ОЭС Центра (2х210 МВт в 2017 году и 2х210 МВт в 2018 году) и Зеленчукской ГАЭС-ГАЭС в энергосистеме Республики Карачаево-Черкесия в ОЭС Юга (2х70 МВт в 2015 году).

Приоритетным направлением технической политики в электроэнергетике России в настоящее время является применение парогазовых технологий при техническом перевооружении существующих и строительстве новых электростанций, а также создание оборудования, работающего на угле, с суперсверхкритическими параметрами острога пара.

В рассматриваемый перспективный период до 2021 года предусматривается ввод в эксплуатацию новых крупных энергоблоков (единичной мощностью выше 200 МВт) с использованием парогазовых технологий с высокой вероятностью ввода в эксплуатацию:

- в ОЭС Северо-Запада: на Юго-Западной ТЭЦ (ПГУ-304,3(Т));
- в ОЭС Центра: на Хуадянь-Тенинской ТЭС (ПГУ-450(Т)), Воронежской ТЭЦ-1 (ПГУ-223(Т)), ГТЭС «Городецкая» (ПГУ-226(Т)), а также на электростанциях ПАО «Мосэнерго»: ТЭЦ-12 (ПГУ-211,6(Т)), ТЭЦ-20 (ПГУ-420(Т));
- в ОЭС Юга: на Симферопольской ПГУ-ТЭС (2хПГУ-235(Т)) и Севастопольской ПГУ-ТЭС (2хПГУ-235(Т)) в присоединяемой к ОЭС Юга энергосистеме Республики Крым и города Севастополь;
- в ОЭС Урала: на Пермской ГРЭС (ПГУ-800), Серовской ГРЭС (2хПГУ-420), Нижнегуринской ГРЭС (2хПГУ-230), Академической ТЭЦ-1 (ПГУ-230(Т)), Челябинской ГРЭС (2хПГУ-247,5(Т)).

Также в период 2015 – 2021 годов планируется ввод крупных (единичной мощностью выше 200 МВт) энергоблоков, работающих на угле:

- в ОЭС Центра: на Черепетской ГРЭС (К-225-130);
- в ОЭС Юга: на Новочеркасской ГРЭС (К-330-240);
- в ОЭС Урала: на Троицкой ГРЭС (К-660-240);
- в ОЭС Сибири: на Березовской ГРЭС-1 (К-800-240).

Развитие возобновляемых источников энергии предусматривается за счет строительства ветровых (ВЭС, 156МВт в рассматриваемый перспективный период) и солнечных электростанций (СЭС, 904,2 МВт). Строительство ВЭС планируется в ОЭС Средней Волги (45 МВт), ОЭС Юга (81МВт) и ОЭС Урала (30 МВт). Наибольший объем сооружения СЭС предусматривается в ОЭС Юга (335МВт) и в ОЭС Урала (239МВт). В ОЭС Центра планируется ввести в эксплуатацию 60МВт на СЭС в период до 2020 года, в ОЭС Сибири – 155,2 МВт.

Кроме того, в рамках разработки инновационных сценариев развития генерирующих мощностей от собственников генерирующих компаний получена информация о намерениях по дополнительному сооружению объектов генерации, не соответствующих критериям отнесения к перечню вводов с высокой вероятностью реализации, в объеме 12 480,5 МВт в рассматриваемый перспективный период, в

том числе на АЭС –1 255 МВт (ввод первого энергоблока Курской АЭС-2), на ТЭС – 10 986 МВт и на ВИЭ – 239,5 МВт.

Объемы дополнительных вводов генерирующих мощностей по предложениям собственников генерирующего оборудования представлены в таблице 5.5, на рисунке 5.5 и в приложении № 6.

Таблица 5.5. Дополнительные вводы мощности на электростанциях ОЭС и ЭЭС России, МВт

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2015 - 2021 |
|---------------------------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|
| ЭЭС России, всего | 697,1 | 927,5 | 3166,8 | 2044,0 | 1442,0 | 2884,0 | 1319,0 | 12480,5 |
| АЭС | | | | | | 1255,0 | | 1255,0 |
| ТЭС | 682,1 | 912,5 | 3071,8 | 2003,5 | 1368,0 | 1629,0 | 1319,0 | 10986,0 |
| в т.ч. ТЭЦ | 682,1 | 900,5 | 3047,8 | 1853,5 | 808,0 | 300,0 | 675,0 | 8267,0 |
| КЭС | | 12,0 | 24,0 | 150,0 | 560,0 | 1329,0 | 644,0 | 2719,0 |
| ВИЭ | 15,0 | 15,0 | 95,0 | 40,5 | 74,0 | | | 239,5 |
| в т.ч. ВЭС | | | 90,0 | 40,5 | 74,0 | | | 204,5 |
| СЭС | 15,0 | 15,0 | 5,0 | | | | | 35,0 |
| в т.ч. на замену | | 42,0 | 29,0 | 295,0 | 12,0 | | | 378,0 |
| ТЭС | | 42,0 | 29,0 | 295,0 | 12,0 | | | 378,0 |
| в т.ч. ТЭЦ | | 42,0 | 29,0 | 295,0 | 12,0 | | | 378,0 |
| ОЭС Северо-Запада, всего | 12,0 | 144,0 | 1262,5 | 24,0 | 180,0 | | | 1622,5 |
| ТЭС | 12,0 | 144,0 | 1262,5 | 24,0 | 180,0 | | | 1622,5 |
| в т.ч. ТЭЦ | 12,0 | 144,0 | 1262,5 | 24,0 | 180,0 | | | 1622,5 |
| в т.ч. на замену | | 12,0 | | | | | | 12,0 |
| ТЭС | | 12,0 | | | | | | 12,0 |
| в т.ч. ТЭЦ | | 12,0 | | | | | | 12,0 |
| ОЭС Центра, всего | | 155,0 | 125,0 | 255,0 | | 1255,0 | | 1790,0 |
| АЭС | | | | | | 1255,0 | | 1255,0 |
| ТЭС | | 155,0 | 125,0 | 255,0 | | | | 535,0 |
| в т.ч. ТЭЦ | | 155,0 | 125,0 | 255,0 | | | | 535,0 |
| в т.ч. на замену | | 30,0 | | | | | | 30,0 |
| ТЭС | | 30,0 | | | | | | 30,0 |
| в т.ч. ТЭЦ | | 30,0 | | | | | | 30,0 |
| ОЭС Средней Волги, всего | | 63,0 | 413,6 | 900,0 | | | | 1376,6 |
| ТЭС | | 63,0 | 413,6 | 900,0 | | | | 1376,6 |
| в т.ч. ТЭЦ | | 63,0 | 413,6 | 900,0 | | | | 1376,6 |
| ОЭС Юга, всего | | | 510,0 | 40,5 | 116,0 | 180,0 | | 846,5 |
| ТЭС | | | 420,0 | | 42,0 | 180,0 | | 642,0 |
| в т.ч. ТЭЦ | | | 420,0 | | 42,0 | 180,0 | | 642,0 |
| ВИЭ | | | 90,0 | 40,5 | 74,0 | | | 204,5 |
| в т.ч. ВЭС | | | 90,0 | 40,5 | 74,0 | | | 204,5 |
| ОЭС Урала, всего | 685,1 | 541,5 | 58,0 | 405,0 | 294,0 | 420,0 | 460,0 | 2863,6 |
| ТЭС | 670,1 | 526,5 | 53,0 | 405,0 | 294,0 | 420,0 | 460,0 | 2828,6 |
| в т.ч. ТЭЦ | 670,1 | 514,5 | 29,0 | 405,0 | 294,0 | | 460,0 | 2372,6 |
| КЭС | | 12,0 | 24,0 | | | 420,0 | | 456,0 |
| ВИЭ | 15,0 | 15,0 | 5,0 | | | | | 35,0 |
| в т.ч. СЭС | 15,0 | 15,0 | 5,0 | | | | | 35,0 |
| в т.ч. на замену | | | 29,0 | 295,0 | 12,0 | | | 336,0 |
| ТЭС | | | 29,0 | 295,0 | 12,0 | | | 336,0 |

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2015 - 2021 |
|---------------------------|------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| в т.ч. ТЭЦ | | | 29,0 | 295,0 | 12,0 | | | 336,0 |
| ОЭС Сибири, всего | | 24,0 | | 150,0 | 560,0 | 909,0 | 644,0 | 2287,0 |
| ТЭС | | 24,0 | | 150,0 | 560,0 | 909,0 | 644,0 | 2287,0 |
| в т.ч. ТЭЦ | | 24,0 | | | | | | 24,0 |
| КЭС | | | | 150,0 | 560,0 | 909,0 | 644,0 | 2263,0 |
| ОЭС Востока, всего | | | 797,8 | 269,5 | 292,0 | 120,0 | 215,0 | 1694,3 |
| ТЭС | | | 797,8 | 269,5 | 292,0 | 120,0 | 215,0 | 1694,3 |
| в т.ч. ТЭЦ | | | 797,8 | 269,5 | 292,0 | 120,0 | 215,0 | 1694,3 |

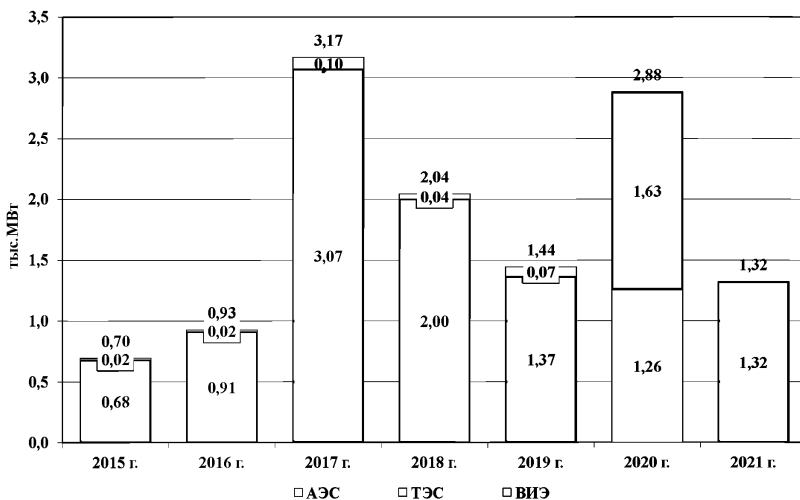


Рисунок 5.5. Дополнительные вводы мощности на электростанциях ЕЭС России

В настоящее время Центральный и Западный энергорайоны энергосистемы Республики Саха (Якутия) работают изолированно от ЕЭС России. Южно-Якутский энергорайон Республики Саха (Якутия) работает в составе ОЭС Востока. В 2016 году планируется завершение присоединения Центрального и Западного энергорайонов Республики Саха (Якутия) к ЕЭС России.

В настоящее время энергорайон города Салехард работает изолированно от ЕЭС России. В рассматриваемый перспективный период предполагается присоединение энергорайона города Салехард к ЕЭС России путем строительства ВЛ 220 кВ Салехард – Надым.

При формировании балансов мощности и электрической энергии Центральный и Западный энергорайоны Якутской энергосистемы учтены в установленной мощности ЕЭС России и ОЭС, начиная с 2016 года, энергорайон города Салехард – с 2015 года.

Прирост мощности на электростанциях ЕЭС России в результате проведения мероприятий (с высокой вероятностью реализации) по модернизации,

* –установленная мощность электростанций ЕЭС России на 01.01.2015 составила 232 451,805 МВт, принята величина с учетом округления – 232 451,8 МВт.

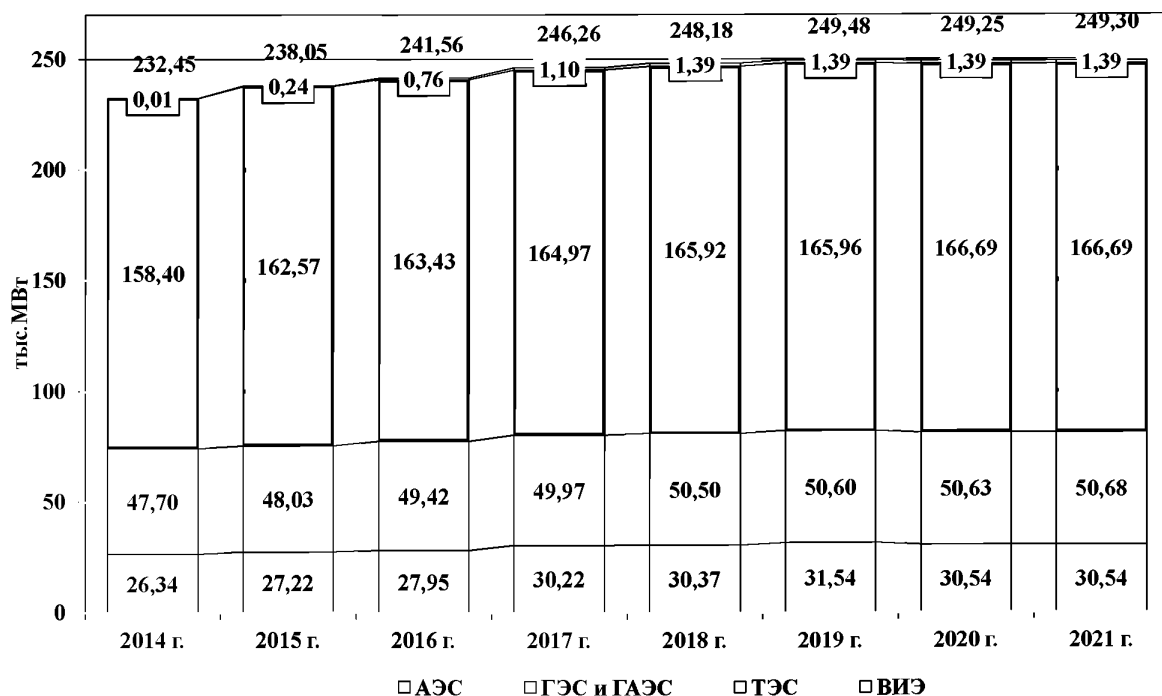


Рисунок 5.6. Установленная мощность на электростанциях ЕЭС России

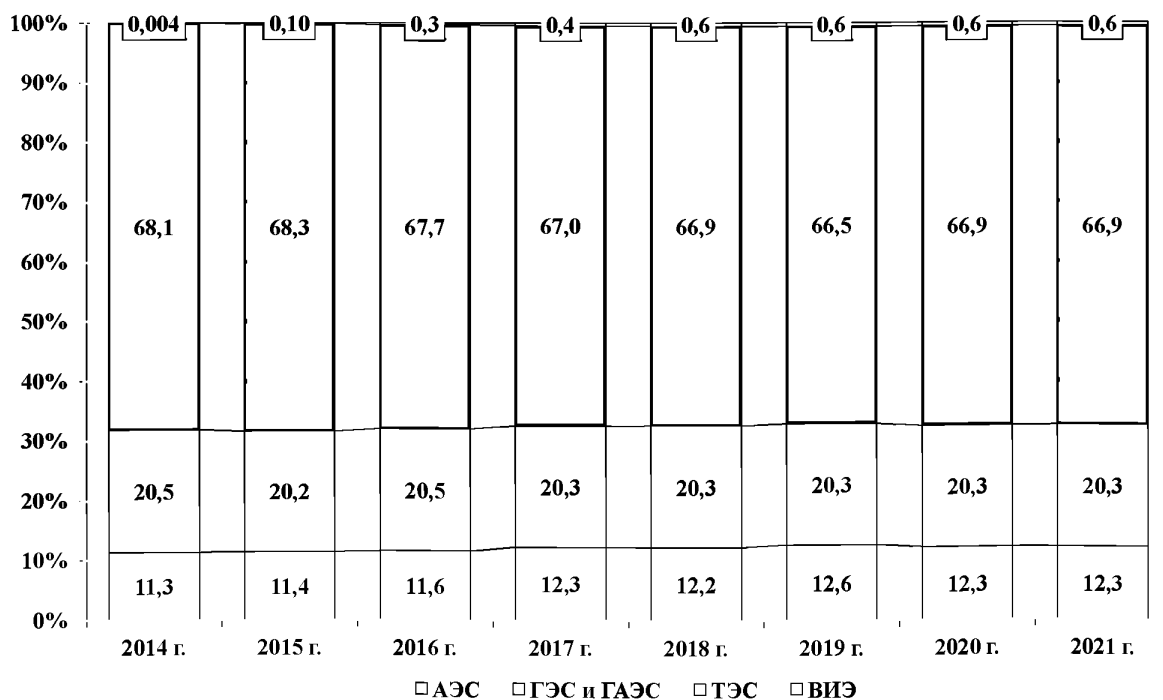


Рисунок 5.7. Структура установленной мощности на электростанциях ЕЭС России

5.1. Территории ЕЭС России, на которых необходимо сооружение генерирующих объектов, отсутствующих в планах каких-либо собственников

5.1.1. Бодайбинский и Мамско-Чуйский энергорайоны энергосистемы Иркутской области

Электроснабжение потребителей Бодайбинского и Мамско-Чуйского энергорайонов энергосистемы Иркутской области осуществляется по контролируруемому сечению «Таксимо – Мамакан», состоящему из следующих линий электропередачи:

- ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан;
- ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками.

Существующая пропускная способность контролируемого сечения – 65 МВт в нормальной схеме и 55 МВт в единичной ремонтной (послеаварийной) схеме – не позволяет обеспечить надежное электроснабжение потребителей Бодайбинского и Мамско-Чуйского энергорайонов.

Прогнозируемый дефицит активной мощности указанных энергорайонов имеет место, главным образом, в зимний период и обусловлен характерной для этого времени года низкой гарантированной мощностью Мамаканской ГЭС (в среднем порядка 8–10 МВт). Это приводит к загрузке контролируемого сечения «Таксимо–Мамакан» выше максимально допустимого перетока мощности даже в нормальной схеме электрической сети.

Реализация мероприятий по строительству электросетевых объектов 220 – 500 кВ, включающих:

- перевод ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Якурим (в габаритах 500 кВ) на проектное напряжение 500 кВ сооружением ПС 500 кВ Усть-Кут с заходами ВЛ 220 кВ;

- сооружение двухцепного транзита 220 кВ Усть-Кут – Пеледуй – Мамакан;
- перевод ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками на ПС 110 кВ Дяля и Чайнгро (в габаритах 220 кВ) на проектное напряжение 220 кВ с установкой второго АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Мамакан и реконструкцией ОРУ 220 кВ;

- сооружение ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская с ПС 500 кВ Нижнеангарская;

- установка батареи статических конденсаторов 40 Мвар на ПС 220 кВ Северобайкальская, позволит исключить существующий дефицит электрической мощности в Бодайбинском и Мамско-Чуйском энергорайонах и обеспечить возможность технологического присоединения к электрическим сетям новых потребителей.

До реализации вышеуказанных мероприятий территория Бодайбинского и Мамско-Чуйского энергорайонов будет относиться к перечню территорий, **на которых необходимо сооружение генерирующих объектов, отсутствующих в планах каких-либо собственников**, с необходимостью строительства тепловой электростанции установленной мощностью порядка 200 МВт.

5.1.2. Юго-западный энергорайон энергосистемы Краснодарского края

Электроснабжение потребителей Юго-западного энергорайона энергосистемы Краснодарского края осуществляется по контролируемому сечению «Юго-Запад», состоящему из следующих линий электропередачи:

- ВЛ 500 кВ Кубанская – Центральная;
- ВЛ 500 кВ Кубанская – Тихорецк;
- ВЛ 220 кВ Кубанская – Афипская;
- ВЛ 220 кВ Краснодарская ГЭЦ – Кирилловская с отпайками;
- ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – Славянская;
- ВЛ 110 кВ Ильская – Холмская;
- ВЛ 110 кВ ВНИИРИС – Новомышастовская;
- ВЛ 110 кВ Забойская – Гривенская;
- ВЛ 110 кВ Береговая – Архипо – Осиповка.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 11.08.2014 №790 утверждена Федеральная целевая программа «Социально-экономическое развитие Республики Крым и города Севастополь до 2020 года», которая предусматривает электроснабжение энергосистемы Республики Крым по комбинированному варианту: строительство собственной генерации в Крымском федеральном округе и организация электрической связи ОЭС Юга и энергосистемы Республики Крым и города Севастополь по КВЛ 220 кВ от вновь сооружаемой ПС 500 кВ Тамань через Керченский пролив.

Мероприятия, реализуемые на территории ОЭС Юга:

- строительство РП 220 кВ Тамань с заходами ВЛ 220 кВ Вышестеблиевская – Славянская;
- строительство ПС 500 кВ Тамань (3хАТ 500/220 кВ по 501 МВА);
- строительство ВЛ 500 кВ Кубанская – Тамань;
- строительство ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань;
- строительство двух двухцепных ЛЭП 220 кВ от РП Тамань до переходного пункта на Таманском полуострове и строительство кабельного перехода через Керченский пролив для возможности передачи мощности из ОЭС Юга в энергосистему республики Крым по следующим связям:
- КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа 1 цепь;
- КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа 2 цепь;
- КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа 3 цепь;
- КВЛ 220 кВ Тамань – Камыш-Бурун.

Основные показатели баланса мощности Юго-западного энергорайона для периода экстремально высоких температур (ПЭВТ) на перспективу до 2021 года приведены в таблице 5.1.2

При определении максимально допустимых перетоков в контролируемом сечении «Юго-Запад» 2015 – 2021 учтено:

- строительство РП 220 кВ Тамань с заходами ВЛ 220 кВ Вышестеблиевская – Славянская в конце IV квартала 2015 года;
- строительство КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа 1 цепь и КВЛ 220 кВ Тамань – Камыш-Бурун в конце IV квартала 2015 года;

- строительство ОРУ 500 кВ на ПП 220 кВ Тамань с установкой на немАТ 500/220 кВ 3х167 МВА и ШР 500 кВ (3х60 Мвар) в марте 2016 года;
- строительство ВЛ 500 кВ Кубанская – Тамань с установкой на ПС 500 кВ Тамань второго АТ 500/220 кВ мощностью 3х167 МВА в июне 2016 года;
- строительство КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа Ицель и КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа Ицель в октябре 2016 года;
- строительство ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань с установкой на ПС 500 кВ Тамань третьего АТ 500/220 кВ мощностью 3х167 МВА и ШР 500 кВ (3х60 Мвар) в декабре 2017 года.

Таблица 5.8. Баланс мощности Юго-Западного энергорайона на 2015 – 2021 годы для ПЭВТ, (МВт)

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Потребление мощности | 1141 | 1244 | 1345 | 1459 | 1481 | 1572 | 1620 |
| Переток мощности в Крым | | 500 | 560 | 560 | 560 | 639 | 639 |
| Доступная мощность электростанций | 48 | 48 | 48 | 48 | 48 | 48 | 48 |
| Требуемый переток по сечению «Юго-Запад» | 1093 | 1696 | 1857 | 1971 | 1993 | 2163 | 2211 |
| МДП в сечении «Юго-Запад» в нормальной схеме | 1350 | 1930 | 1930 | 2300 | 2300 | 2300 | 2300 |
| Запас по пропускной способности сечения «Юго-Запад» в нормальной схеме | 257 | 234 | 73 | 329 | 307 | 137 | 89 |
| МДП в сечении «Юго-Запад» в ремонтной схеме | 890 | 890 | 890 | 1620 | 1620 | 1620 | 1620 |
| Запас по пропускной способности сечения «Юго-Запад» в ремонтной схеме | -203 | -806 | -967 | -351 | -373 | -543 | -591 |

Анализ баланса мощности Юго-Западного энергорайона на перспективу до 2021 года показывает отсутствие дефицита мощности в нормальной схеме электрической сети на весь рассматриваемый период и наличие непокрываемого дефицита активной мощности в единичной ремонтной схеме (ремонт ВЛ 500 кВ Кубанская – Тихорецк), начиная с 2015 года.

На этапе 2021 года максимальная величина дефицита мощности в единичной ремонтной схеме прогнозируется в объеме **591 МВт**.

В целях обеспечения покрытия дефицита Юго-Западного энергорайона энергосистемы Краснодарского края, а также обеспечения возможности передачи мощности в энергосистему Республики Крым к 2021 году дополнительно требуется строительство в Юго-Западном энергорайоне тепловой электростанции установленной мощностью порядка 300 МВт на этапе 2018 года и до 600 МВт на этапе 2020 – 2021 годов (в том числе не менее 200 МВт (2х100 МВт) в Новороссийском энергоузле).

Выводы:

1. Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 2015 – 2021 годы сформирована с учетом планов по вводу новых генерирующих мощностей и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации и реконструкции (перемаркировке) действующего генерирующего оборудования электростанций.

2. Планируемые объемы выводимой из эксплуатации генерирующей мощности на электростанциях ЕЭС России на 2015 – 2021 годы составляют 7 518,9 МВт, в том числе на АЭС – 2 417 МВт и на ТЭС – 5 101,9 МВт, в том числе под замену – 737 МВт. Возможный дополнительный вывод из эксплуатации генерирующего оборудования рассматривается в объеме 9 363,5 МВт (на АЭС – 880 МВт и на ТЭС – 8 483,5 МВт), в том числе под замену – 3 961 МВт.

3. Вводы новых генерирующих мощностей (с высокой вероятностью реализации) на электростанциях ЕЭС России в период 2015 – 2021 годов предусматриваются в объеме 20 662,4 МВт, в том числе на АЭС – 6 620 МВт, на ГЭС – 478,2 МВт, на ГАЭС – 980 МВт, на ТЭС – 11 524 МВт и на ВИЭ – 1 060,2 МВт. Возможный дополнительный ввод генерирующих мощностей оценивается в объеме 12 480,5 МВт, в том числе на АЭС – 1 255 МВт, на ТЭС – 10 986 МВт и на ВИЭ – 239,5 МВт.

4. При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей (с учетом вводов мощности и мероприятий по выводу из эксплуатации, реконструкции, модернизации и перемаркировке генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации) установленная мощность электростанций ЕЭС России возрастет к 2021 году на 16 844 МВт (7,2 %) по сравнению с 2014 годом и составит 249 295,8 МВт, в том числе: АЭС – 30 539 МВт, ГЭС – 48 497,6 МВт, ГАЭС – 2 180 МВт, ТЭС – 166 690,6 МВт и ВИЭ – 1 388,6 МВт.

6. Балансы мощности и электрической энергии ЕЭС России ОЭС на 2015 – 2021 годы

6.1 Балансы мощности

Балансы мощности по ОЭС сформированы на час прохождения совмещенного максимума потребления в ЕЭС России. По ОЭС Сибири и ОЭС Востока дополнительно рассмотрены перспективные балансы мощности на час прохождения собственного максимума ОЭС. В сводном балансе мощности по ЕЭС России максимум потребления ОЭС Сибири и ОЭС Востока соответствует совмещенному максимуму потребления ЕЭС России.

Перспективные балансы мощности по ОЭС и ЕЭС России сформированы для двух вариантов электропотребления: базового и умеренно-оптимистичного.

При прогнозируемом совмещенном максимуме потребления, нормативном расчетном резерве мощности и заданных объемах экспорта мощности спрос на мощность по ЕЭС России в базовом варианте увеличится с ожидаемого 190 594 МВт в 2015 году до 200 043 МВт на уровне 2021 года; в умеренно-оптимистичном варианте – с 190 594 МВт на уровне 2015 года до 208 101 МВт на уровне 2021 года.

Балансы мощности разработаны для варианта развития генерирующих мощностей с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации (согласно приложениям № 3, № 4, № 7, № 8, № 9).

В целом по ЕЭС России установленная мощность электростанций при заданном развитии генерирующих мощностей в 2015 – 2021 годах возрастет с фактической величины 232 451,8 МВт в 2014 году на 16 844 МВт и составит 249 295,8 МВт в 2021 году. В структуре установленной мощности доля АЭС увеличится относительно фактических 11,3 % в 2014 году до прогнозных 12,2 % в 2021 году, доля ТЭС снизится с 68,1 % до 66,9 %, доля мощности ГЭС (с учетом ГАЭС и малых ГЭС) сохранится на уровне 2014 года и составит 20,4 % в 2021 году, доля мощности ВИЭ на уровне 2021 года составит 0,5 %.

При расчетах балансов мощности учтены следующие факторы снижения использования установленной мощности электростанций:

- ограничения мощности действующих электростанций всех типов в период зимнего максимума потребления;
- неучастие в покрытии максимума нагрузки мощности оборудования, введенного после прохождения максимума нагрузки;
- наличие в отдельные годы «запертой» мощности в ряде регионов, которая из-за недостаточной пропускной способности электрических сетей не может быть выдана в смежные энергосистемы и ОЭС;
- отсутствие гарантии использования мощности возобновляемых источников энергии в час максимума потребления (ветровые и солнечные электростанции).

Ограничения установленной мощности на ТЭС связаны с техническим состоянием оборудования, его конструктивными дефектами, несоответствием производительности отдельного оборудования (сооружений) установленной мощности, износом оборудования, снижением или отсутствием тепловых нагрузок теплофикационных агрегатов (в основном на турбинах с противодавлением),

экологическими ограничениями по условиям охраны воздушного и водного бассейнов и др.

Ограничения установленной мощности ГЭС связаны с техническим состоянием оборудования, дополнительными требованиями по охране окружающей среды, снижением располагаемого напора ниже расчетного из-за проектной сезонной сработки водохранилища, ледового подпора, незавершенностью строительных мероприятий по нижнему бьефу отдельных ГЭС.

Прогнозные ежегодные объемы вводов генерирующего оборудования после прохождения зимнего максимума в 2015 – 2021 годах составляют от 295 МВт до 2 015,5 МВт.

Избытки мощности в ряде энергосистем при недостаточной пропускной способности внешних электрических связей приводят к наличию невыдаваемой мощности. В период до 2021 года прогнозируется наличие невыдаваемой мощности в энергосистемах ОЭС Северо-Запада (энергосистемы Республики Коми, Архангельской и Мурманской областей), ОЭС Урала (энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов), ОЭС Сибири (энергосистемы Иркутской области, Республики Бурятия и Забайкальского края). Величина невыдаваемой мощности с ростом электропотребления, выводом из эксплуатации генерирующего оборудования и развитием электрических связей снижается с 6 939 МВт в 2015 году до 5 570 МВт в 2021 году в базовом варианте и с 6 939 МВт в 2015 году до 4 669 МВт в 2021 году в умеренно-оптимистичном варианте.

В связи с изменением режимно-балансовой ситуации в северо-западной части ЕЭС России, завершением в 2014 году строительства второй кабельной связи EstLink-2 между Финляндией и Эстонией с увеличением поставок электрической энергии и мощности из стран северной Европы в страны Балтии и изменением потокораспределения в энергосистемах стран БРЭЛЛ, строительством новых энергоблоков Ленинградской АЭС-2 и снижением фактического экспорта электрической энергии и мощности в Финляндию, в центральной части ОЭС Северо-Запада существует проблема наличия избыточных мощностей, передача которых в направлении ОЭС Центра невозможна из-за ограниченной пропускной способности электрических связей Северо-Запад – Центр. Оценка объемов избыточных мощностей приведена в разделе 6.2.

Располагаемая мощность ветровых и солнечных электростанций в период прохождения максимума потребления мощности принимается равной нулю.

Величина мощности, не участвующая в результате названных выше факторов в балансе на час прохождения максимума потребления по ЕЭС России, изменяется в диапазоне 20 646,6 – 23 123,9 МВт (8,3 – 9,6 % от установленной мощности электростанций ЕЭС России) в базовом варианте и 19 961,6 – 22 841,9 МВт (8,0 – 9,5 % от установленной мощности электростанций ЕЭС России) в умеренно-оптимистичном варианте.

В результате, в обеспечении балансов мощности в базовом варианте может участвовать мощность электростанций ЕЭС России в размере 216 997,5 МВт на уровне 2015 года и 228 258,2 МВт на уровне 2021 года, что превышает спрос на мощность на 25 647,0 – 30 673,2 МВт в рассматриваемый период.

В умеренно-оптимистичном варианте в обеспечении балансов мощности может участвовать мощность электростанций ЕЭС России в размере 216 997,5 МВт на уровне 2015 года и 229 159,2 МВт на уровне 2021 года, что превышает спрос на мощность на 21 058,2 – 26 403,5 МВт в рассматриваемый период.

Баланс мощности по ЕЭС России без ОЭС Востока в период до 2021 года в базовом варианте складывается с избытком резерва мощности в размере 22 896,9 – 27 805,1 МВт; в умеренно-оптимистичном варианте – 19 010,1 – 24 223,2 МВт.

Баланс мощности по Европейской части ЕЭС России (без ОЭС Сибири) в 2015 – 2021 годах в базовом варианте складывается с избытком резерва мощности в объеме 16 873,1– 22 204,7 МВт; в умеренно-оптимистичном варианте –14 542,1 – 18 462,7 МВт.

В приложениях № 13, № 16 приведены перспективные балансы мощности по ОЭС и ЕЭС России на 2015 – 2021 годы для двух вариантов электропотребления.

Сводные балансы мощности по ЕЭС России, а также ЕЭС России без ОЭС Востока и по Европейской части ЕЭС России для обоих вариантов электропотребления с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировки с высокой вероятностью реализации представлены в таблицах 6.1 – 6.6.

В приложениях № 14, № 17 приведены данные по региональной структуре перспективных балансов мощности на 2015 – 2021 годы для двух вариантов электропотребления.

Таблица 6.1. Баланс мощности ЕЭС России с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировки с высокой вероятностью реализации. Базовый вариант

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Максимум потребления | МВт | 154982,0 | 156789,0 | 158909,0 | 160232,0 | 161285,0 | 162184,0 | 162836,0 |
| Экспорт мощности | МВт | 3885,0 | 3890,0 | 3890,0 | 3890,0 | 3890,0 | 3890,0 | 3890,0 |
| Нормативный резерв мощности | МВт | 31727,0 | 32108,0 | 32532,0 | 32777,0 | 32990,0 | 33183,0 | 33317,0 |
| Нормативный резерв в % к максимуму | % | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 |
| ИТОГО спрос на мощность | МВт | 190594,0 | 192787,0 | 195331,0 | 196899,0 | 198165,0 | 199257,0 | 200043,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Установленная мощность на конец года | МВт | 238052,8 | 241558,0 | 246260,1 | 248179,2 | 249484,8 | 249250,3 | 249295,8 |
| АЭС | МВт | 27216,0 | 27949,0 | 30219,0 | 30369,0 | 31539,0 | 30539,0 | 30539,0 |
| ГЭС | МВт | 48030,1 | 49420,3 | 49969,4 | 50501,5 | 50601,6 | 50632,1 | 50677,6 |
| ТЭС | МВт | 162570,9 | 163430,1 | 164968,1 | 165920,1 | 165955,6 | 166690,6 | 166690,6 |
| ВИЭ | МВт | 235,8 | 758,6 | 1103,6 | 1388,6 | 1388,6 | 1388,6 | 1388,6 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | МВт | 13457,5 | 14329,4 | 14620,2 | 14941,2 | 14943,6 | 15467,6 | 15467,6 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | МВт | 658,9 | 2015,5 | 1786,4 | 295,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Запертая мощность | МВт | 6939,0 | 6779,0 | 6509,0 | 6035,0 | 5703,0 | 5652,0 | 5570,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | МВт | 216997,5 | 218434,0 | 223344,4 | 226908,0 | 228838,2 | 228130,7 | 228258,2 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | МВт | 26403,5 | 25647,0 | 28013,4 | 30009,0 | 30673,2 | 28873,7 | 28215,2 |

Таблица 6.2. Баланс мощности ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировки с высокой вероятностью реализации. Базовый вариант

| | Ед. измер. | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Максимум потребления | МВт | 150204,0 | 150994,0 | 152992,0 | 154144,0 | 155139,0 | 155784,0 | 156416,0 |
| Экспорт мощности | МВт | 3055,0 | 3060,0 | 3060,0 | 3060,0 | 3060,0 | 3060,0 | 3060,0 |
| Нормативный резерв мощности | МВт | 30627,0 | 30776,0 | 31170,0 | 31377,0 | 31577,0 | 31711,0 | 31841,0 |
| Нормативный резерв в % к максимуму | % | 20,4 | 20,4 | 20,4 | 20,4 | 20,4 | 20,4 | 20,4 |
| ИТОГО спрос на мощность | МВт | 183886,0 | 184830,0 | 187222,0 | 188581,0 | 189776,0 | 190555,0 | 191317,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Установленная мощность на конец года | МВт | 228685,8 | 230040,5 | 234742,7 | 236520,8 | 237826,4 | 236816,9 | 236862,4 |
| АЭС | МВт | 27216,0 | 27949,0 | 30219,0 | 30369,0 | 31539,0 | 30539,0 | 30539,0 |
| ГЭС | МВт | 44690,1 | 44802,8 | 45351,9 | 45884,0 | 45984,1 | 46014,6 | 46060,1 |
| ТЭС | МВт | 156543,9 | 156530,2 | 158068,2 | 158879,2 | 158914,7 | 158874,7 | 158874,7 |
| ВИЭ | МВт | 235,8 | 758,6 | 1103,6 | 1388,6 | 1388,6 | 1388,6 | 1388,6 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | МВт | 13238,3 | 13959,1 | 14249,9 | 14539,9 | 14542,3 | 14542,3 | 14542,3 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | МВт | 399,4 | 1575,5 | 1786,4 | 295,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Запертая мощность | МВт | 6939,0 | 6779,0 | 6509,0 | 6035,0 | 5703,0 | 5652,0 | 5570,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | МВт | 208109,2 | 207726,9 | 212197,3 | 215650,9 | 217581,1 | 216622,6 | 216750,1 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | МВт | 24223,2 | 22896,9 | 24975,3 | 27069,9 | 27805,1 | 26067,6 | 25433,1 |

Таблица 6.3. Баланс мощности Европейской части ЕЭС России с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировки с высокой вероятностью реализации. Базовый вариант

| | Ед. измер. | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Максимум потребления | МВт | 120929,0 | 121687,0 | 123368,0 | 124147,0 | 124938,0 | 125510,0 | 126094,0 |
| Экспорт мощности | МВт | 2795,0 | 2800,0 | 2800,0 | 2800,0 | 2800,0 | 2800,0 | 2800,0 |
| Нормативный резерв мощности | МВт | 24178,0 | 24321,0 | 24650,0 | 24778,0 | 24933,0 | 25051,0 | 25169,0 |
| Нормативный резерв в % к максимуму | % | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | МВт | 147902,0 | 148808,0 | 150818,0 | 151725,0 | 152671,0 | 153361,0 | 154063,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Установленная мощность на конец года | МВт | 176849,9 | 178027,4 | 182804,3 | 184589,3 | 185862,7 | 184848,2 | 184893,7 |
| АЭС | МВт | 27216,0 | 27949,0 | 30219,0 | 30369,0 | 31539,0 | 30539,0 | 30539,0 |
| ГЭС | МВт | 19413,7 | 19474,2 | 19981,1 | 20471,0 | 20538,9 | 20564,4 | 20609,9 |
| ТЭС | МВт | 129999,6 | 129865,9 | 131550,9 | 132515,9 | 132551,4 | 132511,4 | 132511,4 |
| ВИЭ | МВт | 220,6 | 738,4 | 1053,4 | 1233,4 | 1233,4 | 1233,4 | 1233,4 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | МВт | 7021,9 | 7737,8 | 7998,6 | 8183,5 | 8185,9 | 8185,9 | 8185,9 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | МВт | 399,4 | 1455,5 | 1786,4 | 295,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Запертая мощность | МВт | 3352,0 | 3153,0 | 3097,0 | 2985,0 | 2801,0 | 2790,0 | 2711,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | МВт | 166076,6 | 165681,1 | 169922,3 | 173125,7 | 174875,7 | 173872,2 | 173996,7 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | МВт | 18174,6 | 16873,1 | 19104,3 | 21400,7 | 22204,7 | 20511,2 | 19933,7 |

Таблица 6.4. Баланс мощности ЕЭС России с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировки с высокой вероятностью реализации. Умеренно-оптимистичный вариант

| | Ед. измер. | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Максимум потребления | МВт | 154982,0 | 159677,0 | 162775,0 | 165112,0 | 166912,0 | 168252,0 | 169504,0 |
| Экспорт мощности | МВт | 3885,0 | 3890,0 | 3890,0 | 3890,0 | 3890,0 | 3890,0 | 3890,0 |
| Нормативный резерв мощности | МВт | 31727,0 | 32674,0 | 33308,0 | 33787,0 | 34167,0 | 34444,0 | 34707,0 |
| Нормативный резерв в % к максимуму | % | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 |
| ИТОГО спрос на мощность | МВт | 190594,0 | 196241,0 | 199973,0 | 202789,0 | 204969,0 | 206586,0 | 208101,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Установленная мощность на конец года | МВт | 238052,8 | 241558,0 | 246260,1 | 248179,2 | 249484,8 | 249250,3 | 249295,8 |
| АЭС | МВт | 27216,0 | 27949,0 | 30219,0 | 30369,0 | 31539,0 | 30539,0 | 30539,0 |
| ГЭС | МВт | 48030,1 | 49420,3 | 49969,4 | 50501,5 | 50601,6 | 50632,1 | 50677,6 |
| ТЭС | МВт | 162570,9 | 163430,1 | 164968,1 | 165920,1 | 165955,6 | 166690,6 | 166690,6 |
| ВИЭ | МВт | 235,8 | 758,6 | 1103,6 | 1388,6 | 1388,6 | 1388,6 | 1388,6 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | МВт | 13457,5 | 14329,4 | 14620,2 | 14941,2 | 14943,6 | 15467,6 | 15467,6 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | МВт | 658,9 | 2015,5 | 1786,4 | 295,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Запертая мощность | МВт | 6939,0 | 6497,0 | 6127,0 | 5412,0 | 5018,0 | 4833,0 | 4669,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | МВт | 216997,5 | 218716,0 | 223726,4 | 227531,0 | 229523,2 | 228949,7 | 229159,2 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | МВт | 26403,5 | 22475,0 | 23753,4 | 24742,0 | 24554,2 | 22363,7 | 21058,2 |

Таблица 6.5. Баланс мощности ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировки с высокой вероятностью реализации. Умеренно-оптимистичный вариант

| | Ед. измер. | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Максимум потребления | МВт | 150204,0 | 153739,0 | 156644,0 | 158662,0 | 160098,0 | 161339,0 | 162488,0 |
| Экспорт мощности | МВт | 3055,0 | 3060,0 | 3060,0 | 3060,0 | 3060,0 | 3060,0 | 3060,0 |
| Нормативный резерв мощности | МВт | 30627,0 | 31307,0 | 31896,0 | 32304,0 | 32600,0 | 32854,0 | 33093,0 |
| Нормативный резерв в % к максимуму | % | 20,4 | 20,4 | 20,4 | 20,4 | 20,4 | 20,4 | 20,4 |
| ИТОГО спрос на мощность | МВт | 183886,0 | 188106,0 | 191600,0 | 194026,0 | 195758,0 | 197253,0 | 198641,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Установленная мощность на конец года | МВт | 228685,8 | 230040,5 | 234742,7 | 236520,8 | 237826,4 | 236816,9 | 236862,4 |
| АЭС | МВт | 27216,0 | 27949,0 | 30219,0 | 30369,0 | 31539,0 | 30539,0 | 30539,0 |
| ГЭС | МВт | 44690,1 | 44802,8 | 45351,9 | 45884,0 | 45984,1 | 46014,6 | 46060,1 |
| ТЭС | МВт | 156543,9 | 156530,2 | 158068,2 | 158879,2 | 158914,7 | 158874,7 | 158874,7 |
| ВИЭ | МВт | 235,8 | 758,6 | 1103,6 | 1388,6 | 1388,6 | 1388,6 | 1388,6 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | МВт | 13238,3 | 13959,1 | 14249,9 | 14539,9 | 14542,3 | 14542,3 | 14542,3 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | МВт | 399,4 | 1575,5 | 1786,4 | 295,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Запертая мощность | МВт | 6939,0 | 6497,0 | 6127,0 | 5412,0 | 5018,0 | 4833,0 | 4669,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | МВт | 208109,2 | 208008,9 | 212579,3 | 216273,9 | 218266,1 | 217441,6 | 217651,1 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | МВт | 24223,2 | 19902,9 | 20979,3 | 22247,9 | 22508,1 | 20188,6 | 19010,1 |

Таблица 6.6. Баланс мощности Европейской части ЕЭС России с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировки с высокой вероятностью реализации. Умеренно-оптимистичный вариант

| | Ед. измер. | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Максимум потребления | МВт | 120929,0 | 123801,0 | 126071,0 | 127199,0 | 128278,0 | 129348,0 | 130279,0 |
| Экспорт мощности | МВт | 2795,0 | 2800,0 | 2800,0 | 2800,0 | 2800,0 | 2800,0 | 2800,0 |
| Нормативный резерв мощности | МВт | 24178,0 | 24717,0 | 25167,0 | 25382,0 | 25600,0 | 25816,0 | 26007,0 |
| Нормативный резерв в % к максимуму | % | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | МВт | 147902,0 | 151318,0 | 154038,0 | 155381,0 | 156678,0 | 157964,0 | 159086,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Установленная мощность на конец года | МВт | 176849,9 | 178027,4 | 182804,3 | 184589,3 | 185862,7 | 184848,2 | 184893,7 |
| АЭС | МВт | 27216,0 | 27949,0 | 30219,0 | 30369,0 | 31539,0 | 30539,0 | 30539,0 |
| ГЭС | МВт | 19413,7 | 19474,2 | 19981,1 | 20471,0 | 20538,9 | 20564,4 | 20609,9 |
| ТЭС | МВт | 129999,6 | 129865,9 | 131550,9 | 132515,9 | 132551,4 | 132511,4 | 132511,4 |
| ВИЭ | МВт | 220,6 | 738,4 | 1053,4 | 1233,4 | 1233,4 | 1233,4 | 1233,4 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | МВт | 7021,9 | 7737,8 | 7998,6 | 8183,5 | 8185,9 | 8185,9 | 8185,9 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | МВт | 399,4 | 1455,5 | 1786,4 | 295,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Запертая мощность | МВт | 3352,0 | 2974,0 | 2882,0 | 2731,0 | 2536,0 | 2410,0 | 2317,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | МВт | 166076,6 | 165860,1 | 170137,3 | 173379,7 | 175140,7 | 174252,2 | 174390,7 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | МВт | 18174,6 | 14542,1 | 16099,3 | 17998,7 | 18462,7 | 16288,2 | 15304,7 |

Дополнительно проведен анализ балансов мощности по ОЭС и ЕЭС России также для обоих вариантов электропотребления, но с учетом дополнительных объемов вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке (согласно приложениям № 4, № 6, № 10, № 11, № 12).

Сводные результаты расчетов балансов мощности по ЕЭС России, а также ЕЭС России без ОЭС Востока и по Европейской части ЕЭС России для обоих вариантов электропотребления с учетом дополнительных объемов вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке представлены в таблице 6.7.

В приложениях № 15, № 18 приведены перспективные балансы мощности с учетом дополнительных объемов вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке по ОЭС и ЕЭС России на 2015 – 2021 годы для двух вариантов электропотребления.

Таблица 6.7. Сводные результаты расчетов балансов мощности с учетом дополнительных объемов вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Базовый вариант | | | | | | | | |
| ЕЭС России | Максимум | 154982,0 | 156789,0 | 158909,0 | 160232,0 | 161285,0 | 162184,0 | 162836,0 |

| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---------------------------------------|---------------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | потребления | | | | | | | |
| | Спрос на мощность | 190594,0 | 192787,0 | 195331,0 | 196899,0 | 198165,0 | 199257,0 | 200043,0 |
| | ИЗБЫТОК(+)/ ДЕФИЦИТ(-) резервов | 26273,8 | 25331,8 | 26921,4 | 32251,9 | 31456,5 | 30018,0 | 30005,3 |
| ЕЭС России без ОЭС Востока | Максимум потребления | 150204,0 | 150994,0 | 152992,0 | 154144,0 | 155139,0 | 155784,0 | 156416,0 |
| | Спрос на мощность | 183886,0 | 184830,0 | 187222,0 | 188581,0 | 189776,0 | 190555,0 | 191317,0 |
| | ИЗБЫТОК(+)/ ДЕФИЦИТ(-) резервов | 24093,5 | 22671,7 | 24102,8 | 28804,5 | 28025,3 | 26618,8 | 26510,1 |
| Европейская часть ЕЭС России | Максимум потребления | 120929,0 | 121687,0 | 123368,0 | 124147,0 | 124938,0 | 125510,0 | 126094,0 |
| | Спрос на мощность | 147902,0 | 148808,0 | 150818,0 | 151725,0 | 152671,0 | 153361,0 | 154063,0 |
| | ИЗБЫТОК(+)/ ДЕФИЦИТ(-) резервов | 18045,2 | 16697,2 | 18491,8 | 23246,3 | 22535,3 | 20842,8 | 20461,1 |
| Умеренно-оптимистичный вариант | | | | | | | | |
| ЕЭС России | Максимум потребления | 154982,0 | 159677,0 | 162775,0 | 165112,0 | 166912,0 | 168252,0 | 169504,0 |
| | Спрос на мощность | 190594,0 | 196241,0 | 199973,0 | 202789,0 | 204969,0 | 206586,0 | 208101,0 |
| | ИЗБЫТОК(+)/ ДЕФИЦИТ(-) резервов | 26280,8 | 22164,8 | 22666,4 | 26989,9 | 25333,5 | 23500,0 | 22844,3 |
| ЕЭС России без ОЭС Востока | Максимум потребления | 150204,0 | 153739,0 | 156644,0 | 158662,0 | 160098,0 | 161339,0 | 162488,0 |
| | Спрос на мощность | 183886,0 | 188106,0 | 191600,0 | 194026,0 | 195758,0 | 197253,0 | 198641,0 |
| | ИЗБЫТОК(+)/ ДЕФИЦИТ(-) резервов | 24100,5 | 19682,7 | 20111,8 | 23987,5 | 22724,3 | 20731,8 | 20083,1 |
| Европейская часть ЕЭС России | Максимум потребления | 120929,0 | 123801,0 | 126071,0 | 127199,0 | 128278,0 | 129348,0 | 130279,0 |
| | Спрос на мощность | 147902,0 | 151318,0 | 154038,0 | 155381,0 | 156678,0 | 157964,0 | 159086,0 |
| | ИЗБЫТОК(+)/ ДЕФИЦИТ(-) резервов | 18047,2 | 14366,2 | 15486,8 | 19844,3 | 18784,3 | 16606,8 | 15823,1 |

6.2. Анализ режимно-балансовой ситуации в центральной части ОЭС Северо-Запада.

Центральная часть ОЭС Северо-Запада включает в себя энергосистемы города Санкт-Петербург, Республики Карелия, Ленинградской, Псковской и Новгородской областей. Данная часть ЕЭС России в настоящее время является избыточной по электрической энергии и мощности. Структура установленной мощности центральной части ОЭС Северо-Запада приведена в таблице 6.8.

Таблица 6.8. Структура установленной мощности центральной части ОЭС Северо-Запада

| | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|-----|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| АЭС | 27,2 % | 26,6 % | 26,8 % | 32,0 % | 27,3 % | 32,2 % | 28,0 % | 28,0 % |
| ГЭС | 9,2 % | 9,0 % | 9,1 % | 8,4 % | 8,9 % | 8,2 % | 8,7 % | 8,7 % |
| ТЭС | 63,6 % | 64,3 % | 64,1 % | 59,6 % | 63,8 % | 59,6 % | 63,3 % | 63,3 % |

Характерной особенностью рассматриваемой части ЕЭС России является высокая доля базовой нагрузки. В 2014 году более 90 % установленной мощности

электростанций составляли АЭС и ТЭС, причем более 70 % от всех ТЭС являются теплофикационными и работают в зимний период времени по тепловому графику с высокой базовой нагрузкой без возможности существенной разгрузки как в течение суток, так и на более продолжительном интервале времени. На горизонте до 2021 года структура установленной мощности Центральной части ОЭС Северо-Запада не претерпит существенных изменений. При этом произойдет незначительное увеличение доли АЭС относительно 2014 года за счет ввода в эксплуатацию под замену существующих энергоблоков Ленинградской АЭС более мощных энергоблоков на Ленинградской АЭС-2.

Из центральной части ОЭС Северо-Запада могут осуществляться поставки электрической энергии и мощности в Финляндию (основная часть от общего экспорта), а также в страны Балтии. Наличие единственных электрических связей с избыточной Кольской энергосистемой и собственный дефицит электрической энергии и мощности в Карельской энергосистеме обуславливают максимальную загрузку электрических связей в контролируемом сечении «Кола-Карелия» в направлении центральной части ОЭС Северо-Запада. Недостаток регулировочных мощностей, а также большие избытки мощности обуславливают необходимость максимального использования электрических связей с ОЭС Центра на выдачу из ОЭС Северо-Запада, пропускная способность которых ограничена. Задача повышения пропускной способности контролируемого сечения «Северо-Запад – Центр» частично будет решена в случае реализации планов ПАО «ФСК ЕЭС» по сооружению ВЛ 750 кВ Ленинградская – Белозерская в 2017 году.

В соответствии с планами ПАО «Интер РАО» до 2021 года предполагается реализация поставок мощности из центральной части ОЭС Северо-Запада в Финляндию максимально 1372 МВт (1300 МВт через Выборгский преобразовательный комплекс и 72 МВт приграничный экспорт), а также 600 МВт в энергосистемы стран Балтии.

Объемы экспорта мощности из центральной части ОЭС Северо-Запада в Финляндию в объеме порядка 1300 МВт являлись ранее традиционными в течение практически всего календарного года (за исключением периодов проведения ремонтной кампании). Объемы поставки мощности из центральной части ОЭС Северо-Запада в энергосистемы стран Балтии менялись в зависимости от складывающихся электроэнергетических режимов электрического кольца БРЭЛЛ.

Однако в последнее время наметилась тенденция к снижению поставок мощности в Финляндию через Выборгский преобразовательный комплекс или их полному отсутствию. Помимо этого, в связи с завершением в 2014 году строительства второй кабельной связи EstLink-2 между Финляндией и Эстонией и увеличением поставок электрической энергии и мощности из стран северной Европы в страны Балтии, изменилось потокораспределение в энергосистемах стран БРЭЛЛ. В настоящее время характерным режимом работы электрических связей между странами Балтии и ОЭС Северо-Запада является наличие больших перетоков в направлении ЕЭС России, которые создают дополнительные транзитные потоки мощности в электрических сетях Псковской энергосистемы, а также в направлении ОЭС Центра, дополнительно загружая электрические связи в контролируемом сечении «Северо-Запад – Центр».

Учитывая, что перспективные балансы мощности на семилетний период формируются на базе предложений ПАО «Интер РАО» по объемам экспорта/импорта, которые существенно отличаются от фактически складывающихся электроэнергетических режимов, проведен анализ режимно-балансовой ситуации в центральной части ОЭС Северо-Запада как для объемов экспорта мощности, заявленных ПАО «Интер РАО» (Таблица 6.9), так и для фактически складывающихся объемов экспорта мощности (Таблица 6.10).

Таблица 6.9. Прогнозный баланс мощности центральной части ОЭС Северо-Запада для базового варианта прогноза электропотребления с учетом вводов с высокой вероятностью реализации и объемами экспорта мощности, заявленными ПАО «Интер РАО» (МВт)

| Год | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Установленная мощность электростанций | 15009,6 | 14924,6 | 16154,6 | 15264,6 | 16572,6 | 15512,6 | 15512,6 |
| Располагаемая мощность электростанций | 13902,7 | 14084,9 | 15283,9 | 14415,9 | 15833,9 | 14773,9 | 14773,9 |
| Потребление мощности | 9705,9 | 9773,5 | 9823,5 | 9896,0 | 9945,0 | 10020,5 | 10078,3 |
| Расчетный переток мощности из Кольской энергосистемы | 600 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 |
| Экспорт в Финляндию через ПС 330/400 кВ Выборгская | 1300 | 1300 | 1300 | 1300 | 1300 | 1300 | 1300 |
| Приграничный экспорт в Финляндию | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 |
| Экспорт мощности в Балтию | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 |
| Требуемая к покрытию мощность | 11077,9 | 10945,5 | 10995,5 | 11068,0 | 11117,0 | 11192,5 | 11250,3 |
| Переток по сечению ОЭС Северо-Запада ОЭС Центра в направлении ОЭС Центра | 2824,7 | 3139,4 | 4288,4 | 3347,9 | 4716,9 | 3581,4 | 3523,6 |
| МДП в контролируемом сечении ОЭС Северо-Запада ОЭС Центра в нормальной схеме электрической сети (с ПА) | 1900 | 1900 | 3000 | 3000 | 3000 | 3000 | 3000 |
| Величина невыдаваемой мощности из центральной части ОЭС Северо-Запада для нормальной схемы электрической сети | 924,7 | 1239,4 | 1288,4 | 347,9 | 1716,9 | 581,4 | 523,6 |
| МДП в контролируемом сечении ОЭС Северо-Запада ОЭС Центра при ремонте ВЛ 750 кВ Калининская АЭС – Ленинградская (с ПА) | 800 | 800 | 1900 | 1900 | 1900 | 1900 | 1900 |
| Величина невыдаваемой мощности из центральной части ОЭС Северо-Запада для ремонтной схемы электрической сети | 2024,7 | 2339,4 | 2388,4 | 1447,9 | 2816,9 | 1681,4 | 1623,6 |

Таблица 6.10. Прогнозный баланс мощности центральной части ОЭС Северо-Запада для базового варианта прогноза электропотребления с учетом вводов с высокой вероятностью реализации и фактически складывающимися объемами экспорта мощности (МВт)

| Год | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Установленная мощность | 15009,6 | 14924,6 | 16154,6 | 15264,6 | 16572,6 | 15512,6 | 15512,6 |

| Год | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| электростанций | | | | | | | |
| Располагаемая мощность электростанций | 13902,7 | 14084,9 | 15283,9 | 14415,9 | 15833,9 | 14773,9 | 14773,9 |
| Потребление мощности | 9705,9 | 9773,5 | 9823,5 | 9896,0 | 9945,0 | 10020,5 | 10078,3 |
| Расчетный переток мощности из Кольской энергосистемы | 600 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 |
| Экспорт в Финляндию через ПС 330/400 кВ Выборгская | – | – | – | – | – | – | – |
| Приграничный экспорт в Финляндию | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 |
| Присм мощности из Балтии | -200 | -200 | -200 | -200 | -200 | -200 | -200 |
| Требуемая к покрытию мощность | 8977,9 | 8845,5 | 8895,5 | 8968,0 | 9017,0 | 9092,5 | 9150,3 |
| Переток по сечению ОЭС Северо-Запада -ОЭС Центра в направлении ОЭС Центра | 4924,7 | 5239,4 | 6388,4 | 5447,9 | 6816,9 | 5681,4 | 5623,6 |
| МДП в контролируемом сечении ОЭС Северо-Запада -ОЭС Центра в нормальной схеме электрической сети (с ПА) | 1900 | 1900 | 3000 | 3000 | 3000 | 3000 | 3000 |
| Величина невыдаваемой мощности из центральной части ОЭС Северо-Запада для нормальной схемы электрической сети | 3024,7 | 3339,4 | 3388,4 | 2447,9 | 3816,9 | 2681,4 | 2623,6 |
| МДП в контролируемом сечении ОЭС Северо-Запада -ОЭС Центра при ремонте ВЛ 750 кВ Калининская АЭС – Ленинградская (с ПА) | 800 | 800 | 1900 | 1900 | 1900 | 1900 | 1900 |
| Величина невыдаваемой мощности из центральной части ОЭС Северо-Запада для ремонтной схемы электрической сети | 4124,7 | 4439,4 | 4488,4 | 3547,9 | 4916,9 | 3781,4 | 3723,6 |

Анализ режимно-балансовой ситуации в центральной части ОЭС Северо-Запада показывает, что даже в случае реализации заявленных ПАО «Интер РАО» экспортных поставок мощности в Финляндию и страны Балтии объем невыдаваемой избыточной мощности в период 2015 – 2017 годов будет составлять 925 – 1 288 МВт в нормальной схеме электрической сети (при максимальной пропускной способности контролируемого сечения «Северо-Запад – Центр») и 2 025 – 2 388 МВт в условиях ремонта ВЛ 750 кВ Калининская АЭС – Ленинградская. Для условий фактически складывающейся режимно-балансовой ситуации на экспортно-импортных направлениях (с отсутствием экспорта в Финляндию через Выборгский преобразовательный комплекс и приемом мощности из энергосистем стран Балтии) объем невыдаваемой избыточной мощности в центральной части ОЭС Северо-Запада в указанный период существенно вырастет до 3 025 – 3 388 МВт и 4 125 – 4 488 МВт в нормальной и ремонтной схемах электрической сети соответственно.

Увеличение максимально допустимого перетока в контролируемом сечении «Северо-Запад – Центр» после сооружения ВЛ 750 кВ Ленинградская – Белозерская позволит снизить объем невыдаваемой избыточной мощности в центральной части ОЭС Северо-Запада в период 2018 – 2021 годов до 348 – 524 МВт в нормальной и 1 448 – 1 624 МВт в ремонтной схеме при реализации экспортных планов ПАО

«Интер РАО» и до 2 448 – 2 624 МВт в нормальной и 3 548 – 3 724 МВт в ремонтной схеме при фактически складывающейся режимно-балансовой ситуации на экспортно-импортных направлениях.

Однако, в 2019 году в условиях работы одновременно пяти энергоблоков Ленинградской АЭС и Ленинградской АЭС-2 величина невыдаваемой избыточной мощности в центральной части ОЭС Северо-Запада составит 1 717 МВт в нормальной и 2 817 МВт в ремонтной схеме при реализации экспортных планов ПАО «Интер РАО»; при фактически складывающейся режимно-балансовой ситуации на экспортно-импортных направлениях – 3 817 МВт в нормальной и 4 917 МВт в ремонтной схеме.

Наличие столь существенных объемов невыдаваемой избыточной мощности в центральной части ОЭС Северо-Запада предопределяет необходимость строительства в заявленные ПАО «ФСК ЕЭС» сроки ВЛ 750 кВ Ленинградская АЭС – Белозерская, а также ограничения одновременно находящихся в эксплуатации энергоблоков Ленинградской АЭС и Ленинградской АЭС-2 не более пяти с возможным пересмотром в сторону большей интенсификации программы вывода из эксплуатации существующих энергоблоков Ленинградской АЭС с реакторами типа РБМК.

6.3. Балансы электрической энергии

Балансы электрической энергии сформированы с учетом следующих расчетных условий:

- рассмотрены два варианта развития генерирующих мощностей: вариант с вводами и мероприятиями по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке, имеющими высокую вероятность реализации, и вариант с учетом дополнительных предложений по развитию генерирующих мощностей;
- рассмотрены два варианта спроса на электрическую энергию: базовый и умеренно-оптимистичный;
- потребность в электрической энергии по ЕЭС России формируется исходя из прогнозируемых величин электропотребления и экспорта-импорта электрической энергии (сальдо экспорта-импорта);
- выработка электрической энергии по ГЭС учтена среднесрочной величиной. Для ОЭС Сибири и Востока с большой долей ГЭС в структуре генерирующих мощностей выполнен также расчет для условий маловодного года;
- выработка АЭС определена с учетом предложений ОАО «Концерн Росэнергоатом» по объемам выработки электрической энергии на действующих и новых АЭС в 2015 – 2021 годах и фактического режима работы атомных энергоблоков за пятилетний ретроспективный период;
- объем производства электрической энергии ВИЭ определен исходя из числа часов использования установленной мощности вновь вводимых ВЭС (ветровые электростанции) – 2000 часов/год, СЭС (солнечные электростанции) – 1800 часов/год; по действующим ВИЭ величина производства электрической

энергии в рассматриваемый перспективный период принята по фактическим достигнутому значению (на уровне 2014 года).

Структура производства электрической энергии ЕЭС России и ОЭС для обоих вариантов прогноза электропотребления и варианта развития генерирующих мощностей с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации приведена в таблицах 6.11 и 6.12.

Производство электрической энергии электростанциями ЕЭС России относительно фактической величины 2014 года (1 024,94 млрд. кВт·ч) возрастет на 51,33 млрд. кВт·ч (до 1 076,27 млрд. кВт·ч) в 2021 году в базовом варианте электропотребления и на 92,48 млрд. кВт·ч (до 1 117,42 млрд. кВт·ч) – в умеренно-оптимистичном.

Таблица 6.11. Структура производства электрической энергии по ЕЭС России и ОЭС с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации. **Базовый вариант**

| | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | | | | |
|-----------------------|-------------------|----------|---------|---------|-------|----------|----------|---------|---------|-------|----------|
| | | 2015 год | | | | | 2021 год | | | | |
| | | АЭС | ГЭС | ТЭС | ВИЭ | Всего | АЭС | ГЭС | ТЭС | ВИЭ | Всего |
| ОЭС Северо-Запада | млрд. кВт·ч | 37,433 | 11,895 | 53,546 | 0,004 | 102,878 | 42,159 | 12,699 | 50,455 | 0,004 | 105,317 |
| | % | 36,4 | 11,6 | 52,0 | 0 | 100 | 40,0 | 12,1 | 47,9 | 0 | 100 |
| ОЭС Центра | млрд. кВт·ч | 95,279 | 3,267 | 140,925 | 0,027 | 239,498 | 105,272 | 4,775 | 132,926 | 0,108 | 243,081 |
| | % | 39,8 | 1,4 | 58,8 | 0 | 100 | 43,3 | 2,0 | 54,7 | 0 | 100 |
| ОЭС Средней Волги | млрд. кВт·ч | 31,581 | 20,383 | 52,495 | 0 | 104,459 | 31,380 | 20,285 | 52,218 | 0,297 | 104,180 |
| | % | 30,2 | 19,5 | 50,3 | 0 | 100 | 30,1 | 19,5 | 50,1 | 0,3 | 100 |
| ОЭС Юга | млрд. кВт·ч | 19,209 | 19,918 | 45,357 | 0,272 | 84,756 | 31,460 | 20,880 | 48,088 | 1,124 | 101,552 |
| | % | 22,7 | 23,5 | 53,5 | 0,3 | 100 | 31,0 | 20,6 | 47,3 | 1,1 | 100 |
| ОЭС Урала | млрд. кВт·ч | 4,257 | 5,075 | 244,327 | 0,077 | 253,736 | 11,020 | 5,042 | 244,821 | 0,458 | 261,341 |
| | % | 1,7 | 2,0 | 96,3 | 0 | 100 | 4,2 | 1,9 | 93,7 | 0,2 | 100 |
| Европейская часть ЕЭС | млрд. кВт·ч | 187,759 | 60,538 | 536,650 | 0,380 | 785,327 | 221,291 | 63,681 | 528,508 | 1,991 | 815,471 |
| | % | 23,9 | 7,7 | 68,3 | 0,1 | 100 | 27,1 | 7,8 | 64,8 | 0,3 | 100 |
| ОЭС Сибири | млрд. кВт·ч | | 94,696 | 106,738 | 0,027 | 201,461 | | 108,118 | 106,853 | 0,279 | 215,250 |
| | % | | 47,0 | 53,0 | 0 | 100 | | 50,2 | 49,7 | 0,1 | 100 |
| ОЭС Востока | млрд. кВт·ч | | 10,689 | 24,863 | 0 | 35,552 | | 16,660 | 28,894 | 0 | 45,554 |
| | % | | 30,1 | 69,9 | 0 | 100 | | 36,6 | 63,4 | 0 | 100 |
| ЕЭС России, всего | млрд. кВт·ч | 187,759 | 165,923 | 668,251 | 0,407 | 1022,340 | 221,291 | 188,459 | 664,255 | 2,270 | 1076,275 |
| | % | 18,4 | 16,2 | 65,4 | 0 | 100 | 20,6 | 17,5 | 61,7 | 0,2 | 100 |

Таблица 6.12. Структура производства электрической энергии по ЕЭС России и ОЭС с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации. **Умеренно-оптимистичный вариант**

| | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | | | | |
|-----------------------|-------------------|----------|---------|---------|-------|----------|----------|---------|---------|-------|----------|
| | | 2015 год | | | | | 2021 год | | | | |
| | | АЭС | ГЭС | ТЭС | ВИЭ | Всего | АЭС | ГЭС | ТЭС | ВИЭ | Всего |
| Северо-Запада | млрд. кВт·ч | 37,433 | 11,895 | 53,546 | 0,004 | 102,878 | 42,159 | 12,699 | 52,695 | 0,004 | 107,557 |
| | % | 36,4 | 11,6 | 52,0 | 0 | 100 | 39,2 | 11,8 | 49,0 | 0 | 100 |
| Центра | млрд. кВт·ч | 95,279 | 3,267 | 140,925 | 0,027 | 239,498 | 105,272 | 4,775 | 140,246 | 0,108 | 250,401 |
| | % | 39,8 | 1,4 | 58,8 | 0 | 100 | 42,0 | 1,9 | 56,0 | 0,1 | 100 |
| Средней Волги | млрд. кВт·ч | 31,581 | 20,383 | 52,495 | 0 | 104,459 | 31,380 | 20,285 | 53,886 | 0,297 | 105,848 |
| | % | 30,2 | 19,5 | 50,3 | 0 | 100 | 29,6 | 19,2 | 50,9 | 0,3 | 100 |
| Юга | млрд. кВт·ч | 19,209 | 19,918 | 45,357 | 0,272 | 84,756 | 31,460 | 20,880 | 53,694 | 1,124 | 107,158 |
| | % | 22,7 | 23,5 | 53,5 | 0,3 | 100 | 29,4 | 19,5 | 50,1 | 1,0 | 100 |
| Урала | млрд. кВт·ч | 4,257 | 5,075 | 244,327 | 0,077 | 253,736 | 11,020 | 5,042 | 255,581 | 0,458 | 272,101 |
| | % | 1,7 | 2,0 | 96,3 | 0 | 100 | 4,0 | 1,9 | 93,9 | 0,2 | 100 |
| Европейская часть ЕЭС | млрд. кВт·ч | 187,759 | 60,538 | 536,650 | 0,380 | 785,327 | 221,291 | 63,681 | 556,102 | 1,991 | 843,065 |
| | % | 23,9 | 7,7 | 68,3 | 0,1 | 100 | 26,2 | 7,6 | 66,0 | 0,2 | 100 |
| Сибири | млрд. кВт·ч | | 94,696 | 106,738 | 0,027 | 201,461 | 0,000 | 108,118 | 116,780 | 0,279 | 225,177 |
| | % | | 47,0 | 53,0 | 0 | 100 | 0,0 | 48,0 | 51,9 | 0,1 | 100 |
| Востока | млрд. кВт·ч | | 10,689 | 24,863 | 0 | 35,552 | 0,000 | 16,660 | 32,521 | 0 | 49,181 |
| | % | | 30,1 | 69,9 | 0 | 100 | 0,0 | 33,9 | 66,1 | 0 | 100 |
| ЕЭС России, всего | млрд. кВт·ч | 187,759 | 165,923 | 668,251 | 0,407 | 1022,340 | 221,291 | 188,459 | 705,403 | 2,270 | 1117,423 |
| | % | 18,4 | 16,2 | 65,4 | 0 | 100 | 19,8 | 16,9 | 63,1 | 0,2 | 100 |

Укрупненная структура изменения производства электрической энергии в ЕЭС России по типам электростанций в рассматриваемый период для базового и умеренно-оптимистичного уровней спроса на электрическую энергию приведена в таблице 6.13 и рисунке 6.1.

Таблица 6.13. Укрупненная структура производства электрической энергии в ЕЭС России с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации

| | Единицы измерения | Выработка электрической энергии | Базовый | | Умеренно-оптимистичный | |
|--------|-------------------|---------------------------------|-------------------------------|--|-------------------------------|--|
| | | 2014 год Факт | Изменение за 2015 - 2021 годы | Выработка электрической энергии 2021 год | Изменение за 2015 - 2021 годы | Выработка электрической энергии 2021 год |
| Всего, | млрд. кВт·ч | 1024,94 | 51,33 | 1076,27 | 92,48 | 1117,42 |

| | Единицы измерения | Выработка электрической энергии | Базовый | | Умеренно-оптимистичный | |
|--------|-------------------|---------------------------------|-------------------------------|--|-------------------------------|--|
| | | 2014 год Факт | Изменение за 2015 - 2021 годы | Выработка электрической энергии 2021 год | Изменение за 2015 - 2021 годы | Выработка электрической энергии 2021 год |
| в т.ч. | % | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |
| АЭС | млрд. кВт·ч | 180,53 | 40,76 | 221,29 | 40,76 | 221,29 |
| | % | 17,6 | 79,4 | 20,6 | 44,1 | 19,8 |
| ГЭС | млрд. кВт·ч | 167,07 | 21,39 | 188,46 | 21,39 | 188,46 |
| | % | 16,3 | 41,7 | 17,5 | 23,1 | 16,9 |
| ТЭС | млрд. кВт·ч | 677,34 | -13,09 | 664,25 | 28,06 | 705,40 |
| | % | 66,1 | -25,5 | 61,7 | 30,3 | 63,1 |
| ВИЭ | млрд. кВт·ч | | 2,27 | 2,27 | 2,27 | 2,27 |
| | % | | 4,4 | 0,2 | 2,5 | 0,2 |

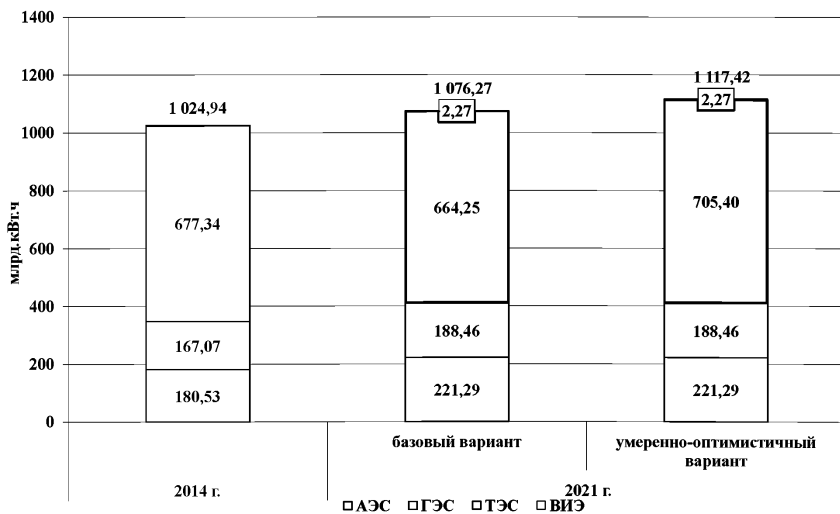


Рисунок 6.1. Укрупненная структура производства электрической энергии на электростанциях ЕЭС России с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации

Для базового уровня спроса на электрическую энергию в прогнозируемой структуре выработки по ЕЭС России доля АЭС увеличится с 17,6 % в 2014 году до 20,6 % в 2021 году, доля ГЭС с 16,3 % до 17,5 %, доля ТЭС снизится с 66,1 % до 61,7 % и доля ВИЭ в 2021 году оценивается 0,2 %.

По ОЭС для этого сценария прогнозируется следующая динамика изменения структуры производства электрической энергии за период с 2014 года по 2021 год:

- в ОЭС Северо-Запада прогнозируемое развитие АЭС приведет к росту доли выработки АЭС на 5,1 % (с 34,9 % в 2014 году до 40 % к 2021 году) с соответствующим снижением доли ТЭС – с 53,8 % до 47,9 %;

- в ОЭС Центра доля АЭС увеличится с 39,5 % в отчетном 2014 году до 43,3 % в 2021 году, доля ГЭС (при сооружении Загорской ГАЭС-2) увеличится с 1,2 % до 2 %, доля ТЭС снизится с 59,3 % до 54,7 %;

- в ОЭС Средней Волги доля АЭС увеличится с 28,7 % в 2014 году до 30,1 % в 2021 году, доля ГЭС и ТЭС остается практически неизменна. Долевое участие ВИЭ в 2021 году оценивается 0,3 %;

- в ОЭС Юга прирост производства электрической энергии на АЭС за рассматриваемый период составит 15,76 млрд. кВт·ч (с 18,5 % в 2014 году до 31 % в 2021 году). Долевое участие ТЭС снизится с 59,2 % в 2014 году до 47,3 % в 2021 году. Доля ВИЭ в 2021 году оценивается 1,1 %;

- в ОЭС Урала доля АЭС в производстве электрической энергии с вводом энергоблока Белоярской АЭС увеличится с 1,7 % (4,52 млрд. кВт·ч) в 2014 году до 4,2 % (11,02 млрд. кВт·ч) в 2021 году с соответствующим снижением доли ТЭС с 96 % в 2014 году до 93,7 % в 2021 году. Доля ВИЭ в 2021 году оценивается 0,2 %;

- в ОЭС Сибири с выходом Богучанской ГЭС на проектные показатели долевое участие ГЭС увеличится с 47,5 % в 2014 году до 50,2 % в 2021 году;

- в ОЭС Востока планируется присоединение Центрального и Западного энергорайонов Республики Саха (Якутия). Рост выработки прогнозируется на 10,19 млрд. кВт·ч (с 35,36 млрд. кВт·ч в 2014 году до 45,55 млрд. кВт·ч в 2021 году). Доля выработки ТЭС на уровне 2021 года оценивается 63,4 %, ГЭС – 36,6 %.

Для умеренно-оптимистичного варианта прогноза потребления электрической энергии доля АЭС в прогнозируемой структуре выработки электрической энергии по ЕЭС России увеличится с 17,6 % в 2014 году до 19,8 % в 2021 году, доля ГЭС изменится с 16,3 % до 16,9 %, доля ТЭС снизится с 66,1 % до 63,1 %. Доля ВИЭ в 2021 году оценивается 0,2 %. По ОЭС для умеренно-оптимистичного варианта прогноза потребления доля ТЭС в прогнозируемой структуре выработки по ЕЭС России на 1–3 % выше по сравнению с соответствующей величиной в сценарии с базовым прогнозом потребления.

Дополнительно для обоих вариантов прогноза спроса разработаны балансы электрической энергии при маловодных условиях, учитывающие снижение выработки ГЭС ОЭС Сибири, оцениваемое в 15 млрд. кВт·ч, и ГЭС ОЭС Востока – 4 млрд. кВт·ч. Это потребует дополнительной выработки на тепловых электростанциях соответствующих объемов электрической энергии.

В целом по ЕЭС России баланс электрической энергии в 2015 – 2021 годах обеспечивается при следующем годовом числе часов использования установленной мощности АЭС и ТЭС (таблица 6.14).

Таблица 6.14. Число часов использования установленной мощности электростанций ЕЭС России с учетом вводов и мероприятий по выводу из

эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации

| | Годовое число часов использования установленной мощности электростанций ЕЭС | | | | | | | | | | |
|-----|---|------|------|------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| | ФАКТ | | | | ПРОГНОЗ | | | | | | |
| | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| АЭС | 7125 | 7020 | 6820 | 6855 | 6899 | 6861 | 6594 | 6967 | 7028 | 7242 | 7246 |
| ТЭС | 4630 | 4610 | 4380 | 4280 | <u>4111</u> 4111 | <u>4025</u> 4127 | <u>3989</u> 4127 | <u>3941</u> 4123 | <u>3923</u> 4138 | <u>3944</u> 4182 | <u>3985</u> 4232 |

Примечание: по ТЭС число часов использования мощности приведено в числителе – для базового варианта прогноза потребления электрической энергии, в знаменателе – для умеренно-оптимистичного.

Годовая загрузка ТЭС для обеспечения баланса электрической энергии характеризуется числом часов использования установленной мощности, которое в ЕЭС России в период до 2021 года изменяется в диапазоне 3923 – 4111 часов/год для сценария с базовым прогнозом электропотребления и 4111 – 4232 часов/год – с умеренно-оптимистичным.

По ОЭС для сценария с базовым прогнозом электропотребления число часов использования установленной мощности ТЭС будет составлять: в ОЭС Северо-Запада порядка 3351 – 3594 часов/год, в ОЭС Центра – 3467 – 3760 часов/год, в ОЭС Юга – 3424 – 3852 часов/год, в ОЭС Средней Волги – 3210 – 3252 часов/год, в ОЭС Урала – 4819 – 5063 часов/год, в ОЭС Сибири – 3676 – 4053 часов/год и в ОЭС Востока – 3437 – 4125 часов/год. При умеренно-оптимистичном прогнозе электропотребления годовое число часов использования установленной мощности ТЭС в энергообъединениях увеличивается на 100 – 650 часов/год.

Перспективные балансы электрической энергии по ЕЭС России и ОЭС на 2015 – 2021 годы для обоих вариантов представлены в приложениях № 19, № 22, балансы электрической энергии по ЕЭС России – в таблицах 6.15– 6.16. В приложениях № 20, № 23 приведены данные по региональной структуре перспективных балансов электрической энергии на 2015 – 2021 годы для этих вариантов спроса.

Таблица 6.15. Баланс электрической энергии ЕЭС России с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации. Базовый вариант

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|-----------------------------------|--------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии | млрд. кВт·ч | 1012,893 | 1024,963 | 1037,179 | 1047,419 | 1054,696 | 1060,550 | 1067,518 |
| в том числе заряд ГАЭС | млрд. кВт·ч | 2,580 | 2,655 | 3,575 | 4,495 | 4,495 | 4,495 | 4,495 |
| Экспорт | млрд. кВт·ч | 10,747 | 10,457 | 9,887 | 9,997 | 10,047 | 10,057 | 10,057 |
| Импорт | млрд. кВт·ч | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 |
| Потребность | млрд. кВт·ч | 1022,340 | 1034,120 | 1045,766 | 1056,116 | 1063,443 | 1069,307 | 1076,275 |

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|--------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Производство электрической энергии – всего | млрд. кВт·ч | 1022,340 | 1034,120 | 1045,766 | 1056,116 | 1063,443 | 1069,307 | 1076,275 |
| ГЭС | млрд. кВт·ч | 165,923 | 183,397 | 186,624 | 188,454 | 188,459 | 188,459 | 188,459 |
| АЭС | млрд. кВт·ч | 187,759 | 191,755 | 199,258 | 211,576 | 221,662 | 221,159 | 221,291 |
| ТЭС | млрд. кВт·ч | 668,251 | 657,822 | 658,116 | 653,816 | 651,052 | 657,419 | 664,255 |
| ВИЭ | млрд. кВт·ч | 0,407 | 1,146 | 1,768 | 2,270 | 2,270 | 2,270 | 2,270 |
| Установленная мощность – всего | МВт | 238052,8 | 241558,0 | 246260,1 | 248179,2 | 249484,8 | 249250,3 | 249295,8 |
| ГЭС | МВт | 48030,1 | 49420,3 | 49969,4 | 50501,5 | 50601,6 | 50632,1 | 50677,6 |
| АЭС | МВт | 27216,0 | 27949,0 | 30219,0 | 30369,0 | 31539,0 | 30539,0 | 30539,0 |
| ТЭС | МВт | 162570,9 | 163430,1 | 164968,1 | 165920,1 | 165955,6 | 166690,6 | 166690,6 |
| ВИЭ | МВт | 235,8 | 758,6 | 1103,6 | 1388,6 | 1388,6 | 1388,6 | 1388,6 |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | 4295 | 4281 | 4247 | 4255 | 4263 | 4290 | 4317 |
| АЭС | час/год | 6899 | 6861 | 6594 | 6967 | 7028 | 7242 | 7246 |
| ТЭС | час/год | 4111 | 4025 | 3989 | 3941 | 3923 | 3944 | 3985 |
| ВИЭ | час/год | 1727 | 1511 | 1603 | 1635 | 1635 | 1635 | 1635 |

Таблица 6.16. Баланс электрической энергии ЕЭС России с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации. Умеренно-оптимистичный вариант

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|--------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии | млрд. кВт·ч | 1012,893 | 1041,675 | 1059,859 | 1077,736 | 1090,427 | 1100,167 | 1108,666 |
| в том числе заряд ГАЭС | млрд. кВт·ч | 2,580 | 2,655 | 3,575 | 4,495 | 4,495 | 4,495 | 4,495 |
| Экспорт | млрд. кВт·ч | 10,747 | 10,457 | 9,887 | 9,997 | 10,047 | 10,057 | 10,057 |
| Импорт | млрд. кВт·ч | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 |
| Потребность | млрд. кВт·ч | 1022,340 | 1050,832 | 1068,446 | 1086,433 | 1099,174 | 1108,924 | 1117,423 |
| Производство электрической энергии – всего | млрд. кВт·ч | 1022,340 | 1050,832 | 1068,446 | 1086,433 | 1099,174 | 1108,924 | 1117,423 |
| ГЭС | млрд. кВт·ч | 165,923 | 183,397 | 186,624 | 188,454 | 188,459 | 188,459 | 188,459 |
| АЭС | млрд. кВт·ч | 187,759 | 191,755 | 199,258 | 211,576 | 221,662 | 221,159 | 221,291 |
| ТЭС | млрд. кВт·ч | 668,251 | 674,534 | 680,796 | 684,133 | 686,783 | 697,036 | 705,403 |
| ВИЭ | млрд. кВт·ч | 0,407 | 1,146 | 1,768 | 2,270 | 2,270 | 2,270 | 2,270 |
| Установленная мощность – всего | МВт | 238052,8 | 241558,0 | 246260,1 | 248179,2 | 249484,8 | 249250,3 | 249295,8 |
| ГЭС | МВт | 48030,1 | 49420,3 | 49969,4 | 50501,5 | 50601,6 | 50632,1 | 50677,6 |
| АЭС | МВт | 27216,0 | 27949,0 | 30219,0 | 30369,0 | 31539,0 | 30539,0 | 30539,0 |
| ТЭС | МВт | 162570,9 | 163430,1 | 164968,1 | 165920,1 | 165955,6 | 166690,6 | 166690,6 |
| ВИЭ | МВт | 235,8 | 758,6 | 1103,6 | 1388,6 | 1388,6 | 1388,6 | 1388,6 |

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|--|-------------------|---------|------|------|------|------|------|------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | 4295 | 4350 | 4339 | 4378 | 4406 | 4449 | 4482 |
| АЭС | час/год | 6899 | 6861 | 6594 | 6967 | 7028 | 7242 | 7246 |
| ТЭС | час/год | 4111 | 4127 | 4127 | 4123 | 4138 | 4182 | 4232 |
| ВИЭ | час/год | 1727 | 1511 | 1603 | 1635 | 1635 | 1635 | 1635 |

Кроме того, в приложениях № 21 и № 24 приведены балансы электрической энергии по ЕЭС России и ОЭС для варианта развития генерирующих мощностей с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для обоих вариантов прогноза потребления электрической энергии.

Выводы:

1. Баланс мощности ЕЭС России в базовом варианте прогноза электропотребления для вводов объектов генерации с высокой вероятностью в рассматриваемый перспективный период складывается с избытком нормативного резерва мощности в диапазоне 25 647,0 – 30 673,2.

Избыток нормативного резерва мощности в умеренно-оптимистичном варианте прогноза электропотребления для вводов объектов генерации с высокой вероятностью составит 21 058,2 – 26 403,5 МВт.

2. Баланс мощности по ЕЭС России без ОЭС Востока в период до 2021 года в базовом варианте также складывается с избытком нормативного резерва мощности в размере 22 896,9 – 27 805,1 МВт; в умеренно-оптимистичном варианте – 19 010,1 – 24 223,2 МВт.

3. Баланс мощности по всем ОЭС на период до 2021 года показывает отсутствие непокрываемых дефицитов мощности. Тем не менее, в территориальном разрезе сохраняются проблемные энергоузлы (энергорайоны), для обеспечения надежного электроснабжения потребителей в которых требуется реализация мер по строительству сетевых и генерирующих объектов, приводимых в настоящем документе.

4. Наличие существенных избытков нормативного резерва мощности связано в условиях замедления прогнозного роста электропотребления с продолжением ввода в эксплуатацию генерирующих объектов, проектирование которых в силу инерционности строительства осуществлялось несколько лет назад при более высоких прогнозах роста потребления электрической энергии, при относительно малых объемах заявленных собственниками выводов из эксплуатации устаревших и неэффективных генерирующих мощностей.

Реализация уже начатого строительства объектов электроэнергетики позволяет генерирующим компаниям рассматривать планы по более интенсивному обновлению производственных фондов и выводу из эксплуатации устаревшего и неэффективного генерирующего оборудования.

5. Производство электрической энергии электростанциями ЕЭС России относительно фактической величины 2014 года (1 024,94 млрд. кВт·ч) возрастет на 51,33 млрд. кВт·ч (до 1 076,27 млрд. кВт·ч) в 2021 году при базовом прогнозе потребления электрической энергии и на 92,48 млрд. кВт·ч (до 1 117,42 млрд. кВт·ч) – в умеренно-оптимистичном варианте.

6. Для базового варианта прогноза потребления электрической энергии в прогнозируемой структуре выработки по ЕЭС России доля АЭС увеличится с 17,6 % в 2014 году до 20,6 % в 2021 году, доля ГЭС с 16,3 % до 17,5 %, доля ТЭС снизится с 66,1 % до 61,7 % и доля ВИЭ в 2021 году оценивается 0,2 %.

Для умеренно-оптимистичного варианта в прогнозируемой структуре выработки по ЕЭС России доля АЭС увеличится с 17,6 % в 2014 году до 19,8 % в 2021 году, доля ГЭС с 16,3 % до 16,9 %, доля ТЭС снизится с 66,1 % до 63,1 %. Доля ВИЭ в 2021 году оценивается 0,2 %.

7. Число часов использования установленной мощности ТЭС ЕЭС России в период до 2021 года изменяется в диапазоне 3923 – 4111 часов/год для сценария с базовым прогнозом электропотребления и 4111 – 4232 часов/год – с умеренно-оптимистичным.

Для сценария с базовым прогнозом электропотребления число часов использования установленной мощности ТЭС в энергообъединениях европейской части ЕЭС России (без ОЭС Урала) будет составлять 3398 – 3591 часов/год: в ОЭС Урала – 4819 – 5063 часов/год, в ОЭС Сибири – 3676 – 4053 часов/год и в ОЭС Востока – 3437–4125 часов/год. При умеренно-оптимистичном прогнозе спроса на электрическую энергию годовая загрузка ТЭС в энергообъединениях увеличивается на 100 – 650 часов/год.

8. Наличие существенных объемов невыдаваемой избыточной мощности в центральной части ОЭС Северо-Запада предопределяет необходимость строительства в заявленные ПАО «ФСК ЕЭС» сроки ВЛ 750 кВ Ленинградская АЭС – Белозерская, а также ограничения одновременно находящихся в эксплуатации энергоблоков Ленинградской АЭС и Ленинградской АЭС-2 не более пяти с возможным пересмотром в сторону большей интенсификации программы вывода из эксплуатации существующих энергоблоков Ленинградской АЭС с реакторами типа РБМК.

7. Развитие генерирующих объектов и электрических сетей 220 кВ и выше по энергосистеме Республики Крым и города Севастополь на период 2015– 2021 годов.

7.1. Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность по энергосистеме Республики Крым и города Севастополь

Потребление электрической энергии на территории энергосистемы Республики Крым и города Севастополь в 2014 году снизилось на 0,5 млрд. кВт·ч и составило 6,63 млрд. кВт·ч (на 7 % ниже уровня предыдущего года).

Сложившаяся на территории энергосистемы структура потребления электрической энергии по секторам экономики отражает специфические особенности социально-экономического развития полуострова Крым. Три четверти потребления электрической энергии¹ в энергосистеме Республики Крым и города Севастополь приходится на сферу услуг и домашние хозяйства, непосредственно в городе Севастополь – более 80 %. Показатель душевого потребления электрической энергии в домашних хозяйствах на территории Республики Крым (рассчитан исходя из объема потребления электрической энергии 2,4 млрд. кВт·ч и численности населения 2,34 млн.чел) превышает 1 000 кВт·ч на человека, что соответствует уровню аналогичного показателя по Краснодарскому краю.

Потребление электрической энергии в промышленном производстве, составляющее в объеме потребления электрической энергии энергосистемы Республики Крым и города Севастополь около 15 %, на 70 %, формируется за счет трех видов экономической деятельности – химического производства, машиностроения и производства пищевых продуктов. Около половины промышленного потребления электрической энергии приходится на производство химических продуктов, устойчивое развитие которого связано в основном со следующими предприятиями: «Крымский Титан» – крупнейший производитель диоксида титана в Восточной Европе; «Крымский содовый завод» – производство технической кальцинированной соды; завод «Бром» – крупнейшее предприятие в Восточной Европе, выпускающее бром и бромистые соединения.

В машиностроительном производстве Республики Крым успешно развивается АО «Завод «Фиолент», являющийся крупнейшим производителем электроинструмента, систем управления корабельной автоматики и прецизионных электрических машин малой мощности. Завод будет участвовать в реализации совместных проектов с предприятиями оборонно-промышленного и машиностроительного комплекса российских регионов и в обновлении Черноморского флота.

Прогнозный вариант спроса на электрическую энергию на период 2015–2021 годов предполагает увеличение электропотребления в энергосистеме Республики Крым и города Севастополь более чем на 20 % к 2021 году по сравнению с 2014 годом (с 6,63 млрд. кВт·ч до 7,96 млрд. кВт·ч, рисунок 7.1).

¹ По полезному потреблению электрической энергии

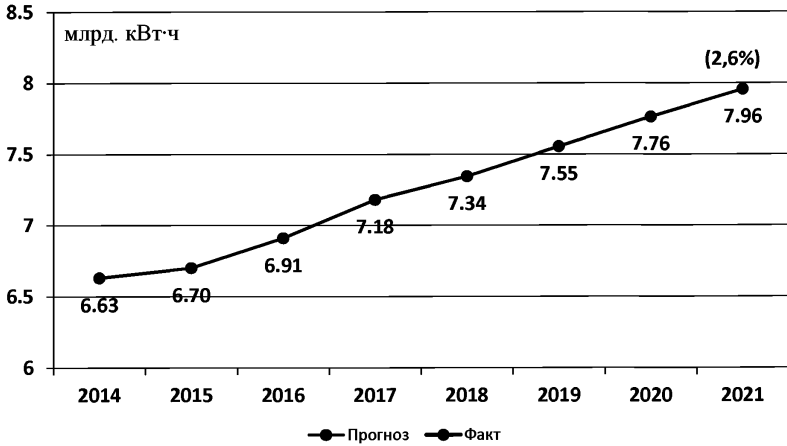


Рисунок 7.1. Прогноз спроса на электрическую энергию по энергосистеме Республики Крым и города Севастополь до 2021 года (в скобках указана величина ежегодного среднегодового прироста)

Прогноз потребления электрической энергии по энергосистеме Республики Крым и города Севастополь до 2021 года сформирован исходя из складывающихся возможностей предстоящего развития территории и учета приростов мощности согласно выданным техническим условиям на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей к электрическим сетям.

Перспективная потребность в электрической энергии на территории энергосистемы Республики Крым и города Севастополь определяется существующим относительно высоким природно-ресурсным потенциалом развития и возможным ростом спроса на электрическую энергию в различных секторах экономики региона. Приоритеты предстоящего социально-экономического развития Республики Крым определены ФЦП «Социально-экономическое развитие Республики Крым и города Севастополь до 2020 года», утвержденной Постановлением Правительства Российской Федерации от 11.08.2014 № 790, и требованием надежного обеспечения электрической энергией потребителей Республики Крым и города Севастополь.

Программа, направленная на комплексное развитие полуострова, реализуется с 2015 по 2020 годы в два этапа (первый – 2015– 2017 годы, второй – 2018– 2020 годы) и включает в себя мероприятия по нескольким направлениям:

- развитие энергетического комплекса – устранение сетевых ограничений, создание собственной генерации и обеспечение надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей Крымского полуострова;
- развитие инженерной инфраструктуры и водообеспечения (строительство

водоочистных сооружений, систем утилизации бытовых отходов и т.д.);

- развитие транспортного комплекса – строительство транспортного перехода через Керченский пролив, реконструкция аэропортов («Симферополь» (город Симферополь) и «Бельбек» (город Севастополь), строительство и реконструкция объектов портовой инфраструктуры;

- развитие социальной сферы – строительство и реконструкция объектов здравоохранения и образования;

- развитие комплекса связи и массовых коммуникаций с включением полуострова в единое коммуникационное пространство Российской Федерации;

- формирование промышленного комплекса – создание индустриальных парков;

- формирование туристско-рекреационных кластеров (расширение и модернизация санаторно-курортной инфраструктуры с увеличением продолжительности курортного сезона и эффективного использования ресурсов прибрежной зоны).

Стратегия развития города Севастополь, подготовленная Агентством стратегических инициатив, в качестве приоритетов предстоящего развития экономики города рассматривает обслуживание потребностей Минобороны и приборостроение. Для Минобороны предусматривается развитие портовой инфраструктуры с расширением мощности судоремонтных предприятий. Развитие сферы приборостроения предполагается на базе как существующих, так и новых предприятий. Планируется создание двух кластеров: кластера производства компонентов микроэлектроники и кластера научного приборостроения.

7.2. Прогноз уровней электрических нагрузок энергосистемы Республики Крым и города Севастополь

После реализации в IV квартале 2015 года 1-го этапа энергомоста планируется присоединение части энергосистемы Республики Крым и города Севастополь к ЕЭС России. Реализация проектной схемы электроснабжения полуострова предполагается в 2017–2018 года с завершением строительства ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань и электрических станций установленной мощностью 940 МВт.

Доля энергосистемы Республики Крым и города Севастополь в 2017 году составит порядка 8,5% от максимального потребления мощности ОЭС Юга в базовом варианте прогноза электропотребления и 8,2% – в умеренно-оптимистичном варианте. К 2021 году доля энергосистемы в максимуме ОЭС Юга увеличится до 9,1% в базовом варианте прогноза электропотребления и 8,6% – в умеренно-оптимистичном варианте.

Собственная максимальная электрическая нагрузка энергосистемы Республики Крым и города Севастополь в 2014 году составила 1 296 МВт. Потребление мощности города Севастополь составляет около 20% от суммарного потребления мощности полуострова.

Собственный максимум потребления мощности энергосистемы Республики

Крым и города Севастополь в 2017 году ожидается на уровне 1 408 МВт. К 2021 году максимум потребления мощности увеличится по сравнению с 2014 годом на 264 МВт и составит 1 560 МВт, что соответствует среднегодовым темпам прироста нагрузки за 2015 – 2021 годы на уровне 2,6 %.

В таблице 7.1 представлены основные показатели режимов потребления электрической энергии энергосистемы республики Крым и города Севастополь.

Таблица 7.1. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии энергосистемы республики Крым и города Севастополь

| Наименование | Ед. изм. | Факт | | Прогноз | | | | | |
|---------------------------|-------------|------|-------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Э _{ГОД} | млрд. кВт·ч | 6,63 | 6,700 | 6,910 | 7,181 | 7,344 | 7,553 | 7,762 | 7,956 |
| P _{МАХ СОВЕСТВ.} | МВт | 1296 | 1315 | 1360 | 1408 | 1440 | 1481 | 1522 | 1560 |
| T _{МАХГОД} | час/год | 5116 | 5095 | 5081 | 5100 | 5100 | 5100 | 5100 | 5100 |
| P _{СОВМ. С ОЭС} | МВт | | | 500 | 1383 | 1415 | 1456 | 1496 | 1533 |
| T _{СОВМ. С ОЭС} | час/год | | | - | 5192 | 5190 | 5188 | 5189 | 5190 |

P_{СОВМ. С ОЭС} – максимум потребления энергосистемы Республики Крым и города Севастополь на час прохождения максимума потребления ОЭС Юга;

T_{СОВМ. С ОЭС} – число часов использования максимума потребления энергосистемы Республики Крым и города Севастополь на час прохождения максимума потребления ОЭС Юга.

На рисунке 7.2 приведено изменение прогнозных значений потребления мощности энергосистемы Республики Крым и города Севастополь на период 2015 – 2021 годов.

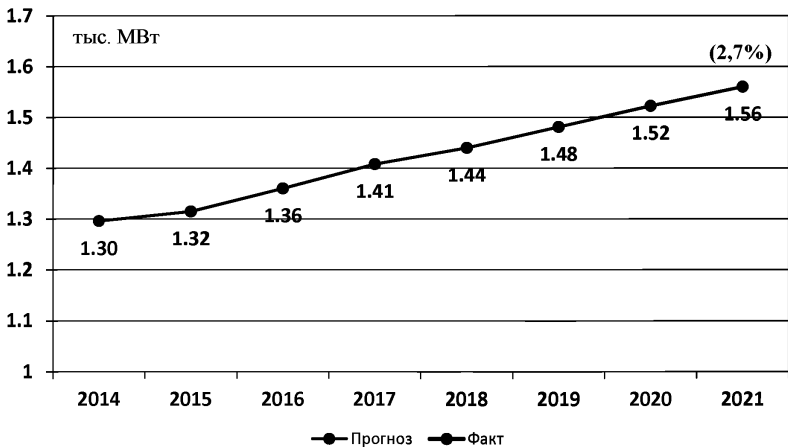


Рисунок 7.2. Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности энергосистемы Республики Крым и города Севастополь

7.3. Развитие генерирующих мощностей энергосистемы Республики Крым и города Севастополь на период 2015– 2021 годов.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Крым и города Севастополь на 01.01.2015 составила 809,56 МВт, в том числе ТЭС – 490,8 МВт (60,6 %), ВЭС–88,41 МВт (10,9 %), СЭС – 230,35 МВт (28,5 %).

Структура установленной мощности энергосистемы Республики Крым и города Севастополь в 2013 году представлена на рисунке 7.3.

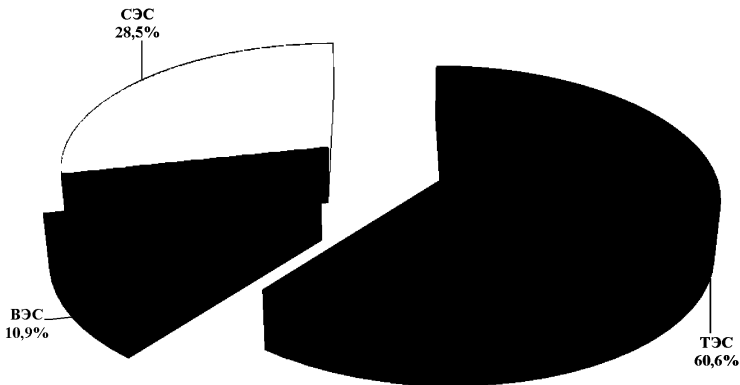


Рисунок 7.3. Структура установленной мощности энергосистемы Республики Крым и города Севастополь на 01.01.2015

На территории энергосистемы республики Крым и города Севастополь функционируют четыре ТЭС суммарной установленной мощностью 159,9 МВт:

– *Симферопольская ТЭЦ* является крупнейшей в регионе, установленная мощность составляет 68 МВт. Симферопольская ТЭЦ введена в эксплуатацию в 1958 году. Электростанция участвует в покрытии тепловых и электрических нагрузок промышленной зоны и жилых районов города Симферополь. Коэффициент использования установленной мощности электростанции за 2014 год составил 87 %.

На Симферопольской ТЭЦ установлены две турбины типа Т-34/55-90 мощностью 34 МВт каждая. Основное топливо – газ, резервное – мазут.

– *Севастопольская ТЭЦ* расположена в городе Севастополь в районе Севастопольской бухты, установленная мощность 34,5 МВт. Севастопольская ТЭЦ введена в эксплуатацию в 1937 году. Электростанция участвует в покрытии тепловых и электрических нагрузок потребителей города Севастополь, города Инкермана и поселка Сахарная Головка. Коэффициент использования установленной мощности электростанции в 2014 году составил 20,3 %.

На Севастопольской ТЭЦ установлены турбины типа Т-20-29 мощностью 20 МВт и Р-13-29 мощностью 13 МВт, в 2009 году была введена в промышленную эксплуатацию когенерационная установка мощностью 1,45 МВт. Основное топливо – газ.

– *Камыш-Бурунская ТЭЦ* расположена в Юго-Восточной части города Керчь на побережье Керченского пролива, установленная мощность 30 МВт. Камыш-Бурунская ТЭЦ введена в эксплуатацию в 1938 году. Электростанция участвует в покрытии тепловых и электрических нагрузок промышленной зоны и прилегающих жилых районов города Керчь. Коэффициент использования установленной мощности электростанции за 2014 год составил 17,4 %.

На Камыш-Бурунской ТЭЦ установлены две турбины типа ПТ-12-35/10/М мощностью 12 МВт каждая и турбина типа ПР-6-35/10-5 мощностью 6 МВт. Основное топливо – газ, резервное – мазут.

– *Сакская ТЭЦ* расположена на Западном побережье полуострова на берегу Каламитского залива, установленная мощность 27,4 МВт. Сакская ТЭЦ введена в эксплуатацию в 1955 году. Электростанция участвует в электроснабжении и теплоснабжении города Саки. Коэффициент использования установленной мощности электростанции за 2014 год составил 48,8 %.

На Сакской ТЭЦ установлены две турбины типа Т-6-35/16 и Р-6-35/6 мощностью 6 МВт каждая. Основное топливо – газ.

В настоящее время на Сакской ТЭЦ в опытной эксплуатации находится парогазовая установка ПГУ-20 установленной мощностью 15,4 МВт.

Кроме того, в энергосистеме Республики Крым и города Севастополь функционируют электростанции промышленных предприятий: ТЭЦ Крымского содового завода установленной мощностью 20,4 МВт и ТЭЦ Крымский Титан – 18 МВт.

Суммарная установленная мощность Симферопольской МГТЭС, Севастопольской МГТЭС и Западно-Крымской МГТЭС составляет 292,5 МВт.

Помимо электростанций, работающих на традиционных видах топлива, на территории полуострова Крым расположены солнечные электростанции (СЭС) общей мощностью 230,35 МВт и ветроэлектростанции (ВЭС) общей мощностью 88,41 МВт. Однако, мощность солнечных и ветровых электростанций является негарантированной. КИУМ солнечных электростанций не более 23 % летом и 9 % зимой, ветровых электростанций – не более 9 % летом и 16 % зимой.

В соответствии с ФЦП «Социально-экономическое развитие Республики Крым и города Севастополь до 2020 года», утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 11.08.2014 № 790, на электростанциях энергосистемы Республики Крым и города Севастополь в период 2015 – 2021 годов предусматриваются вводы новых генерирующих мощностей (с высокой вероятностью реализации) в объеме 940 МВт на ТЭС, в том числе 2хПГУ-235(Т) на Симферопольской ТЭЦ (Симферопольская ПГУ-ТЭС) и 2хПГУ-235(Т) на новой ТЭС в городе Севастополь (Севастопольская ПГУ-ТЭС). Дополнительно предусматривается расширение действующих электростанций ООО «КрымТЭЦ» с вводом 462 МВт в период 2017–2019 годов: расширение Симферопольской ТЭЦ с установкой 3хПГУ-84(Т), Камыш-Бурунской ТЭЦ с установкой ПГУ-42(Т) + ПГУ-84(Т) и Сакской ТЭЦ с установкой ПГУ-84(Т).

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей в период 2015 – 2021 годов представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Вводы мощности на электростанциях энергосистемы Республики Крым и города Севастополь в период 2015 - 2021 годов

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | Всего за 2015 - 2021 годы |
|--|------|------|--------------|--------------|-------------|------|------|---------------------------|
| Вводы мощности с высокой вероятностью реализации, всего | | | 470,0 | 470,0 | | | | 940,0 |
| ТЭС | | | 470,0 | 470,0 | | | | 940,0 |
| в т.ч. ТЭЦ | | | 470,0 | 470,0 | | | | 940,0 |
| Дополнительные вводы мощности, всего | | | 420,0 | | 42,0 | | | 462,0 |
| ТЭС | | | 420,0 | | 42,0 | | | 462,0 |
| в т.ч. ТЭЦ | | | 420,0 | | 42,0 | | | 462,0 |

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей (с учетом вводов мощности с высокой вероятностью реализации) установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Крым и города Севастополь возрастет к 2021 году на 940 МВт (более чем в 2 раза) по сравнению с 2014 годом и составит 1 749,66 МВт. Это приведет к увеличению доли ТЭС в структуре установленной мощности электростанций полуострова свыше 80 % к 2021 году.

7.4. Балансы мощности и электрической энергии

Баланс мощности по энергосистеме Республики Крым и города Севастополь сформирован на час прохождения собственного максимума потребления.

Используемая в балансе мощность принимается равной установленной мощности по состоянию на конец года за вычетом: ограничений мощности на действующих электростанциях в период зимнего максимума потребления; мощности оборудования, введенного после прохождения максимума нагрузки; мощности возобновляемых источников энергии (ветровые и солнечные электростанции) из-за ее негарантированности в час максимума потребления мощности.

Ограничения установленной мощности на ТЭС, связанные с техническим состоянием оборудования, его конструктивными дефектами, износом оборудования, снижением или отсутствием тепловых нагрузок теплофикационных агрегатов (в основном на турбинах с противодавлением) и др., оцениваются величиной 27 МВт.

Мобильные ГТЭС планируется использовать в качестве резервного источника питания на случай возникновения аварийных ситуаций; располагаемая мощность Мобильных ГТЭС в период прохождения максимума принята равной нулю.

Прогнозный объем вводов генерирующего оборудования составит 470 МВт в 2017 году и 470 МВт в 2018 году.

Располагаемая мощность ветровых и солнечных электростанций в период прохождения максимума потребления принята равной нулю.

Баланс мощности энергосистемы Республики Крым и города Севастополь в период 2015– 2016 годов складывается с дефицитом в размере 1143,7– 1 188,7 МВт (87 - 88 % от спроса на мощность), покрытие которого возможно только за счет получения мощности из ОЭС Украины и ОЭС Юга, частично за счет включения Мобильных ГТЭС. С вводом новых генерирующих мощностей в период 2017– 2021 годов дефицит мощности оценивается 448,7– 766,7 МВт (23 – 54 % от спроса на мощность). Покрытие дефицита мощности будет обеспечиваться из ЕЭС России (ОЭС Юга).

Баланс мощности энергосистемы Республики Крым и города Севастополь представлен в таблице 7.3.

Таблица 7.3–Баланс мощности энергосистемы Республики Крым и города Севастополь с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировки с высокой вероятностью реализации

| | Ед. измер. | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|--|-------------|----------------|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| <u>СПРОС</u> | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млрд. кВт·ч | 6700 | 6910 | 7181 | 7344 | 7553 | 7762 | 7956 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 3,1 | 3,9 | 2,3 | 2,8 | 2,8 | 2,5 |
| Собственный максимум | МВт | 1315 | 1360 | 1408 | 1440 | 1481 | 1522 | 1560 |
| Число часов использования максимума | час | 5095 | 5081 | 5100 | 5100 | 5100 | 5100 | 5100 |
| ИТОГО спрос на мощность | МВт | 1315 | 1360 | 1408 | 1440 | 1481 | 1522 | 1560 |
| <u>ПОКРЫТИЕ</u> | | | | | | | | |
| Установленная мощность на конец года | МВт | 809,6 | 809,6 | 1279,6 | 1749,6 | 1749,6 | 1749,6 | 1749,6 |
| ТЭС | МВт | 490,8 | 490,8 | 960,8 | 1430,8 | 1430,8 | 1430,8 | 1430,8 |
| ВИЭ | МВт | 318,8 | 318,8 | 318,8 | 318,8 | 318,8 | 318,8 | 318,8 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | МВт | 638,3 | 638,3 | 638,3 | 638,3 | 638,3 | 638,3 | 638,3 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | МВт | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ИТОГО покрытие спроса | МВт | 171,3 | 171,3 | 641,3 | 1111,3 | 1111,3 | 1111,3 | 1111,3 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) | МВт | -1143,7 | -1188,7 | -766,7 | -328,7 | -369,7 | -410,7 | -448,7 |

Для обеспечения баланса электрической энергии энергосистемы Республики Крым и города Севастополь прогнозируется увеличение производства электрической энергии с 1,262 млрд. кВт·ч в 2014 году до 4,899 млрд. кВт·ч в 2021 году.

Баланс электрической энергии энергосистемы Республики Крым и города Севастополь, так же как и баланс мощности, складывается с дефицитом. В период 2015–2017 годов дефицит электрической энергии оценивается 5,014 – 5,226 млрд. кВт·ч (74,8–76,5 % от потребления электрической энергии) и будет обеспечиваться частично за счет перетока из ЕЭС России и частично за счет перетока электрической энергии из ОЭС Украины. В период 2018 - 2021 годов дефицит электрической энергии оценивается 2,749 – 3,065 млрд. кВт·ч (36–38 % от потребления электрической энергии), покрытие которого предусматривается за счет получения электрической энергии из ЕЭС России.

Годовая загрузка тепловых электростанций энергосистемы Республики Крым и города Севастополь характеризуется числом часов использования установленной мощности, которое в период 2015 – 2021 годов изменяется в диапазоне 1640–3295 часов/год.

Число часов использования установленной мощности ВИЭ на весь перспективный период определено по среднестатистическим фактическим данным за ряд лет и составляет 1189 часов/год.

Баланс электрической энергии энергосистемы Республики Крым и города Севастополь представлен в таблице 7.4.

Таблица 7.4—Баланс электрической энергии энергосистемы Республики Крым и города Севастополь с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|--------------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии | млрд. кВт·ч | 6,7 | 6,91 | 7,181 | 7,344 | 7,553 | 7,762 | 7,956 |
| Потребность | млрд. кВт·ч | 6,7 | 6,91 | 7,181 | 7,344 | 7,553 | 7,762 | 7,956 |
| Производство электрической энергии – всего | млрд. кВт·ч | 1,686 | 1,686 | 1,955 | 4,279 | 4,804 | 4,874 | 4,899 |
| ТЭС | млрд. кВт·ч | 1,307 | 1,307 | 1,576 | 3,9 | 4,425 | 4,495 | 4,52 |
| ВИЭ – всего | млрд. кВт·ч | 0,379 | 0,379 | 0,379 | 0,379 | 0,379 | 0,379 | 0,379 |
| ВЭС | млрд. кВт·ч | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 |
| СЭС | млрд. кВт·ч | 0,299 | 0,299 | 0,299 | 0,299 | 0,299 | 0,299 | 0,299 |
| Дефицит (-), Избыток (+) | млрд. кВт·ч | -5,014 | -5,224 | -5,226 | -3,065 | -2,749 | -2,888 | -3,057 |
| Передача (-), Получение (+) | млрд. кВт·ч | -5,014 | -5,224 | -5,226 | -3,065 | -2,749 | -2,888 | -3,057 |
| Установленная мощность – всего | МВт | 809,6 | 809,6 | 1279,6 | 1749,6 | 1749,6 | 1749,6 | 1749,6 |

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|-------------------|---------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| ТЭС | МВт | 490,8 | 490,8 | 960,8 | 1430,8 | 1430,8 | 1430,8 | 1430,8 |
| ВИЭ – всего | МВт | 318,8 | 318,8 | 318,8 | 318,8 | 318,8 | 318,8 | 318,8 |
| ВЭС | МВт | 88,4 | 88,4 | 88,4 | 88,4 | 88,4 | 88,4 | 88,4 |
| СЭС | МВт | 230,4 | 230,4 | 230,4 | 230,4 | 230,4 | 230,4 | 230,4 |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | | | | | | | |
| ТЭС | час/год | 2663 | 2663 | 1640 | 2726 | 3093 | 3142 | 3159 |
| ВИЭ – всего | час/год | 1189 | 1189 | 1189 | 1189 | 1189 | 1189 | 1189 |
| ВЭС | час/год | 905 | 905 | 905 | 905 | 905 | 905 | 905 |
| СЭС | час/год | 1298 | 1298 | 1298 | 1298 | 1298 | 1298 | 1298 |

7.5. Развитие магистральных и распределительных электрических сетей энергосистемы Республики Крым и города Севастополь на 2015 - 2021 годы

Развитие электрической сети напряжением 220 кВ и выше энергосистемы Республики Крым и города Севастополь на период 2015 – 2021 годов будет связано с решением следующих задач, направленных на обеспечение энергетической безопасности Республики Крым и города Севастополь:

- реализация первоочередных мероприятий по энергообеспечению полуострова Крым, в том числе, строительство новой генерации в предельно сжатые сроки;

- обеспечение социально-экономического развития региона. Удовлетворение растущего спроса на электрическую энергию;

- повышение надежности электроснабжения потребителей путем создания генерирующих мощностей, размещенных на территории региона в непосредственной близости к центрам роста электро- и теплopotребления;

- возможность обеспечения синхронной связи с ЕЭС России для устойчивой работы энергосистемы Республики Крым и города Севастополь.

Предложения по развитию электрической сети напряжением 220 кВ и выше энергосистемы Республики Крым и города Севастополь на период 2015 – 2021 годов сформированы с учетом перспективы присоединения к ЕЭС России на основе анализа существующего состояния и прогноза изменений схемно-режимной и режимно-балансовой ситуации в ЕЭС России и энергосистеме Республики Крым и города Севастополь.

При определении объемов вводов объектов электросетевого хозяйства учтены материалы утвержденной инвестиционной программы ПАО «ФСК ЕЭС» на 2015 – 2019 годы.

Для обеспечения синхронной связи с ЕЭС России предусматривается сооружение КВЛ 220 кВ через Керченский пролив.

В период 2015 – 2021 годов намечается сооружение основных объектов электросетевого хозяйства, обеспечивающих выдачу мощности новых генерирующих источников на территории Республики Крым и города Севастополь:

- Симферопольская ПГУ-ТЭС.
- Севастопольская ПГУ-ТЭС.

Развитие межсистемных электрических связей 220 кВ и выше

В период 2015 – 2021 годов для обеспечения энергетической безопасности Республики Крым и города Севастополь и создания синхронной связи между энергосистемой Республики Крым и города Севастополь и энергосистемой Краснодарского края и Республики Адыгея ОЭС Юга намечается сооружение следующих электросетевых объектов:

- строительство РП 220 кВ Тамань с заходами ВЛ 220 кВ Вышестеблиевская – Славянская;
- строительство КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа Ицепь и КВЛ 220 кВ Тамань – Камыш-Бурун;
- строительство ОРУ 500 кВ на ПП 220 кВ Тамань с установкой на нем АТ 500/220 кВ 3х167 МВА и ШР 500 кВ (3х60 Мвар);
- строительство ВЛ 500 кВ Кубанская – Тамань с установкой на ПС 500 кВ Тамань второго АТ 500/220 кВ мощностью 3х167 МВА;
- строительство КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа II цепь и КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа III цепь;
- строительство ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань с установкой на ПС 500 кВ Тамань третьего АТ 500/220 кВ мощностью 3х167 МВА и ШР 500 кВ (3х60 Мвар).

Развитие электрических сетей 330 кВ

Развитие электрической сети 330 кВ в период 2015 – 2021 годов предусматривается для повышения надежности электроснабжения потребителей Республики Крым и города Севастополь и связано, в том числе, с организацией выдачи мощности новой ТЭС в городе Севастополь.

Для повышения надежности электроснабжения потребителей Республики Крым и города Севастополь предусматривается сооружение ВЛ 330 кВ Севастополь – Западно-Крымская.

Для обеспечения выдачи мощности Севастопольской ПГУ-ТЭС предварительно предполагается:

- сооружение заходов на Севастопольскую ПГУ-ТЭС от проектируемой ВЛ 330 кВ Севастополь – Западно-Крымская;
- строительство ВЛ 330 кВ Севастопольская ПГУ-ТЭС – Севастополь;
- реконструкция ПС 330 кВ Севастополь с установкой двух АТ 330/110 кВ мощностью 2х200 МВА.

Развитие электрических сетей 220 кВ

В период 2015 – 2021 годов в энергосистеме Республики Крым и города Севастополь намечается сооружение и реконструкция следующих объектов электросетевого хозяйства напряжением 220 кВ:

- сооружение ПС 220 кВ Кафа в районе города Феодосия с установкой двух АТ 220/110 кВ мощностью 2х125 МВА для обеспечения передачи мощности из

энергосистемы Краснодарского края и Республики Адыгея в энергосистему Республики Крым и города Севастополь. Учитывая, что в энергосистеме Республики Крым и города Севастополь системообразующей является сеть напряжением 330 кВ, предусматривается возможность расширения ПС 220 кВ Кафа с сооружением ОРУ 330 кВ;

- сооружение заходов ВЛ 220 кВ Феодосийская – Насосная-2 и ВЛ 220 кВ Феодосийская – Симферопольская на ПС 220 кВ Кафа для возможности присоединения ПС 220 кВ Кафа к существующей электрической сети энергосистемы Республики Крым и города Севастополь;

- сооружение второй ВЛ 220 кВ Симферопольская – Кафа (в габаритах 330 кВ) с расширением ПС 330 кВ Симферопольская для возможности электроснабжения потребителей центральной части энергосистемы Республики Крым и города Севастополь с учетом максимально возможного перетока мощности из энергосистемы Краснодарского края и Республики Адыгея;

- реконструкция участка ВЛ 220 кВ Феодосийская – Симферопольская протяженностью 7 км с переводом в габариты 330 кВ для надежного электроснабжения потребителей и обеспечения необходимой пропускной способности сети с учетом максимально возможного перетока мощности из энергосистемы Краснодарского края и Республики Адыгея;

- сооружение ВЛ 220 кВ Симферопольская ПГУ-ТЭС – Симферополь для обеспечения выдачи мощности Симферопольской ПГУ-ТЭС.

8. Прогноз спроса на топливо организаций электроэнергетики ЕЭС России (без учета децентрализованных источников) на период 2015– 2021 годы.

Прогноз потребности в органическом топливе ТЭС ЕЭС России представлен для варианта развития генерирующих мощностей с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировки с высокой вероятностью реализации и двух вариантов уровней электропотребления.

При определении потребности электростанций в различных видах топлива учитываются режимы работы ТЭС, характеристики действующего и вводимого оборудования, виды установленного для ТЭС топлива, существующее состояние топливоснабжения.

Оценка потребности ТЭС ЕЭС России в органическом топливе формируется исходя из намечаемых уровней производства электрической энергии (таблицы 8.1, 8.2).

Таблица 8.1. Производство электрической энергии на ТЭС ЕЭС России в 2015 - 2021 годах. **Базовый вариант**

| | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Выработка электрической энергии, млрд. кВт·ч | 668,25 | 657,82 | 658,12 | 653,82 | 651,05 | 657,42 | 664,26 |
| Выработка электрической энергии при маловодных условиях*, млрд. кВт·ч | 668,25 | 676,88 | 677,85 | 673,70 | 671,03 | 677,30 | 684,14 |
| * Вариант с гарантированной выработкой на ГЭС Сибири и Востока при маловодных условиях. | | | | | | | |

Таблица 8.2. Производство электрической энергии на ТЭС ЕЭС России в 2015– 2021 годах. **Умеренно-оптимистичный вариант**

| | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Выработка электрической энергии, млрд. кВт·ч | 668,25 | 674,53 | 680,80 | 684,13 | 686,78 | 697,04 | 705,40 |
| Выработка электрической энергии при маловодных условиях*, млрд. кВт·ч | 668,25 | 693,60 | 700,53 | 704,01 | 706,66 | 716,92 | 725,28 |
| * Вариант с гарантированной выработкой на ГЭС Сибири и Востока при маловодных условиях. | | | | | | | |

Изменение потребности в органическом топливе ТЭС ЕЭС России для рассматриваемых вариантов представлено в таблицах 8.3, 8.4.

Таблица 8.3. Потребность ТЭС ЕЭС России в органическом топливе в 2015 - 2021 годах. **Базовый вариант**

| | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребность ТЭС в топливе, тыс. т.у.т. | 284 649 | 280 717 | 279 663 | 278 028 | 277 413 | 279 524 | 282 100 |

| | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| из них: газ | 202 225 | 202 614 | 202 297 | 200 716 | 199 528 | 201 198 | 202 304 |
| нефтепродукты | 1 836 | 1 782 | 1 762 | 1 747 | 1 743 | 1 749 | 1 753 |
| уголь | 70 421 | 66 293 | 65 640 | 65 592 | 66 152 | 66 541 | 67 975 |
| прочее топливо | 10 166 | 10 028 | 9 963 | 9 973 | 9 989 | 10 037 | 10 068 |
| Потребность ТЭС в топливе, % | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |
| из них газ | 71,0 | 72,2 | 72,3 | 72,2 | 71,9 | 72,0 | 71,7 |
| нефтепродукты | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 |
| уголь | 24,7 | 23,6 | 23,5 | 23,6 | 23,8 | 23,8 | 24,1 |
| прочее топливо | 3,6 | 3,6 | 3,6 | 3,6 | 3,6 | 3,6 | 3,6 |

Динамика изменения расхода топлива на ТЭС определяется общим уровнем потребления электрической энергии и долей электростанций различных типов в его покрытии. Учитывая рост выработки электрической энергии на АЭС (с 18,4 % до 20,6 %), ГЭС и ВИЭ (с 16,3 % до 17,7 %) за рассматриваемый период, производство электрической энергии на ТЭС в базовом варианте сократится с 65,4 % до 61,7 %. Соответственно, расход органического топлива снизится с 284,6 млн. т.у.т. в 2015 году до 282,1 млн. т.у.т. в 2021 году. Помимо принятого уровня выработки электрической энергии на ТЭС, на потребность в органическом топливе большое влияние оказало изменение состава генерирующих мощностей – ввод более экономичного парогазового и газотурбинного оборудования. Удельный расход топлива на отпущенную электрическую энергию будет снижаться с 314,3 г/кВт·ч в 2015 году до 306,5 г/кВт·ч в 2021 году.

Структура топлива на весь рассматриваемый период не меняется. При этом доля газа составляет 71–72 %, угля – 24–25 %, нефтепродукта и прочего топлива – менее 5 %.

Таблица 8.4. Потребность ТЭС ЕЭС России в органическом топливе в 2015 - 2021 годах. Умеренно-оптимистичный вариант

| | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребность ТЭС в топливе, тыс. т.у.т. | 284 649 | 286 668 | 287 657 | 288 373 | 289 503 | 292 843 | 295 742 |
| из них газ | 202 225 | 206 646 | 207 320 | 206 939 | 206 700 | 209 294 | 210 780 |
| нефтепродукты | 1 836 | 1 799 | 1 788 | 1 779 | 1 782 | 1 793 | 1 800 |
| уголь | 70 421 | 68 139 | 68 483 | 69 581 | 70 912 | 71 595 | 72 957 |
| прочее топливо | 10 166 | 10 084 | 10 066 | 10 074 | 10 108 | 10 161 | 10 205 |
| Потребность ТЭС в топливе, % | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |
| из них газ | 71,0 | 72,1 | 72,1 | 71,8 | 71,4 | 71,5 | 71,3 |
| нефтепродукты | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 |
| уголь | 24,7 | 23,8 | 23,8 | 24,1 | 24,5 | 24,4 | 24,7 |
| прочее топливо | 3,6 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 |

В умеренно-оптимистичном варианте потребность в топливе ТЭС ЕЭС России

увеличивается с 284,6 млн. т.у.т. в 2015 году до 295,7 млн. т.у.т. в 2021 году, в том числе потребление газа возрастет с 202,2 млн. т.у.т. до 210,8 млн. т.у.т., угля с 70,4 млн. т.у.т. до 73,0 млн. т.у.т. Нефтепродукты остаются на уровне 1,8 млн. т.у.т. на весь расчетный период. Потребность в прочем топливе прогнозируется на уровне 10,1–10,2 млн. т.у.т.

Прирост потребности ТЭС в топливе в 2021 году составит 11,1 млн. т.у.т. по отношению к 2015 году, из которых 8,6 млн. т.у.т. приходится на газ. При этом удельные расходы топлива на отпущенную электрическую энергию будут снижаться с 314,3 г/кВт·ч в 2015 году до 309,4 г/кВт·ч в 2021 году.

Структура топлива на весь рассматриваемый период не меняется. При этом доля газа составляет 71–72 %, угля – 24–25 %, нефтепродукты и прочего топлива – менее 5 %.

При маловодных условиях с гарантированной выработкой на ТЭС ОЭС Сибири и ОЭС Востока потребуется дополнительное топливо для покрытия прогнозируемого уровня электропотребления (таблица 8.5).

Таблица 8.5. Потребность тепловых электростанций в дополнительном топливе при маловодных условиях в 2015–2021 годах, млн. т.у.т.

| ОЭС | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|--------------------------------|---------|------|------|------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Базовый вариант | | | | | | | |
| ОЭС Сибири | 0,0 | 4,7 | 4,7 | 4,7 | 4,8 | 4,8 | 4,8 |
| ОЭС Востока | 0,0 | 1,2 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 |
| Умеренно-оптимистичный вариант | | | | | | | |
| ОЭС Сибири | 0,0 | 4,8 | 4,8 | 4,8 | 4,9 | 4,9 | 4,9 |
| ОЭС Востока | 0,0 | 1,2 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 |

Прогноз потребности ТЭС в различных видах органического топлива по ОЭС приведен в таблицах 8.6 и 8.7.

Таблица 8.6. Потребность ТЭС в органическом топливе по ОЭС в 2015 - 2021 годах, тыс. т.у.т. **Базовый вариант**

| ОЭС | Годы | Расход условного топлива, всего | в том числе | | | |
|-------------------|------|---------------------------------|-------------|---------------|-------|----------------|
| | | | Газ | Нефтепродукты | Уголь | Прочее топливо |
| ОЭС Северо-Запада | 2015 | 24605 | 19885 | 805 | 2108 | 1808 |
| | 2016 | 24228 | 19509 | 805 | 2108 | 1807 |
| | 2017 | 24183 | 19432 | 813 | 2117 | 1821 |
| | 2018 | 23904 | 19173 | 813 | 2092 | 1826 |
| | 2019 | 23869 | 19135 | 813 | 2095 | 1827 |
| | 2020 | 23890 | 19154 | 813 | 2096 | 1827 |
| | 2021 | 23874 | 19140 | 813 | 2094 | 1827 |
| ОЭС Центра | 2015 | 58917 | 51763 | 191 | 3234 | 3729 |
| | 2016 | 59140 | 52159 | 165 | 3093 | 3723 |
| | 2017 | 58608 | 51674 | 163 | 3045 | 3725 |
| | 2018 | 57104 | 50336 | 156 | 2885 | 3728 |

| ОЭС | Годы | Расход условного топлива, всего | в том числе | | | |
|--------------------------|------|---------------------------------|-------------|---------------|-------|----------------|
| | | | Газ | Нефте-топливо | Уголь | Прочее топливо |
| | 2019 | 56042 | 49360 | 153 | 2799 | 3730 |
| | 2020 | 56429 | 49710 | 155 | 2829 | 3735 |
| | 2021 | 56424 | 49703 | 154 | 2829 | 3738 |
| ОЭС Средней Волги | 2015 | 27674 | 27470 | 116 | 12 | 76 |
| | 2016 | 27583 | 27379 | 116 | 12 | 76 |
| | 2017 | 27656 | 27452 | 117 | 12 | 76 |
| | 2018 | 27698 | 27506 | 117 | 12 | 64 |
| | 2019 | 27666 | 27474 | 117 | 11 | 64 |
| | 2020 | 27706 | 27513 | 117 | 11 | 64 |
| | 2021 | 27724 | 27531 | 117 | 11 | 65 |
| ОЭС Юга | 2015 | 16937 | 14508 | 49 | 2380 | 0 |
| | 2016 | 17267 | 14801 | 48 | 2418 | 0 |
| | 2017 | 17389 | 14923 | 48 | 2418 | 0 |
| | 2018 | 17181 | 14718 | 45 | 2418 | 0 |
| | 2019 | 17094 | 14633 | 43 | 2418 | 0 |
| | 2020 | 17338 | 14876 | 43 | 2418 | 0 |
| | 2021 | 17461 | 15022 | 39 | 2399 | 0 |
| ОЭС Урала | 2015 | 93868 | 80547 | 132 | 11014 | 2175 |
| | 2016 | 92672 | 79810 | 135 | 10601 | 2126 |
| | 2017 | 91255 | 79658 | 123 | 9443 | 2031 |
| | 2018 | 91069 | 79726 | 120 | 9197 | 2026 |
| | 2019 | 90423 | 79349 | 117 | 8952 | 2005 |
| | 2020 | 91507 | 80214 | 120 | 9148 | 2026 |
| | 2021 | 92083 | 80707 | 121 | 9221 | 2035 |
| ОЭС Сибири | 2015 | 51146 | 4617 | 280 | 43872 | 2378 |
| | 2016 | 47560 | 4440 | 268 | 40556 | 2296 |
| | 2017 | 48177 | 4573 | 270 | 41024 | 2310 |
| | 2018 | 48944 | 4654 | 270 | 41690 | 2329 |
| | 2019 | 49877 | 4709 | 273 | 42532 | 2363 |
| | 2020 | 50279 | 4746 | 276 | 42873 | 2384 |
| | 2021 | 51349 | 4823 | 280 | 43842 | 2404 |
| ОЭС Востока | 2015 | 11501 | 3436 | 264 | 7801 | 0 |
| | 2016 | 12265 | 4516 | 246 | 7504 | 0 |
| | 2017 | 12395 | 4585 | 229 | 7582 | 0 |
| | 2018 | 12127 | 4603 | 227 | 7298 | 0 |
| | 2019 | 12441 | 4867 | 228 | 7346 | 0 |
| | 2020 | 12375 | 4985 | 225 | 7165 | 0 |
| | 2021 | 13184 | 5377 | 229 | 7578 | 0 |

Таблица 8.7. Потребность ТЭС в органическом топливе по ОЭС в 2015–2021 годах, тыс. т.у.т. **Умеренно-оптимистичный вариант**

| ОЭС | Годы | Расход условного топлива, всего | в том числе | | | |
|--------------------------|------|---------------------------------|-------------|---------------|-------|----------------|
| | | | Газ | Нефте-топливо | Уголь | Прочее топливо |
| ОЭС Северо-Запада | 2015 | 24605 | 19885 | 805 | 2108 | 1808 |

| ОЭС | Годы | Расход условного топлива, всего | в том числе | | | |
|--------------------------|------|---------------------------------|-------------|---------------|-------|----------------|
| | | | Газ | Нефте-топливо | Уголь | Прочее топливо |
| | 2016 | 24596 | 19862 | 806 | 2131 | 1797 |
| | 2017 | 24523 | 19758 | 815 | 2138 | 1812 |
| | 2018 | 24347 | 19585 | 815 | 2128 | 1820 |
| | 2019 | 24341 | 19569 | 815 | 2134 | 1824 |
| | 2020 | 24534 | 19740 | 815 | 2154 | 1826 |
| | 2021 | 24539 | 19741 | 815 | 2156 | 1827 |
| ОЭС Центра | 2015 | 58917 | 51763 | 191 | 3234 | 3729 |
| | 2016 | 59677 | 52662 | 168 | 3124 | 3723 |
| | 2017 | 59292 | 52319 | 166 | 3081 | 3725 |
| | 2018 | 58610 | 51742 | 161 | 2979 | 3728 |
| | 2019 | 58204 | 51381 | 160 | 2932 | 3730 |
| | 2020 | 58480 | 51638 | 161 | 2945 | 3735 |
| | 2021 | 58485 | 51640 | 161 | 2946 | 3738 |
| ОЭС Средней Волги | 2015 | 27674 | 27470 | 116 | 12 | 76 |
| | 2016 | 28394 | 28186 | 119 | 13 | 76 |
| | 2017 | 28123 | 27916 | 119 | 12 | 76 |
| | 2018 | 28265 | 28071 | 119 | 12 | 64 |
| | 2019 | 28257 | 28063 | 119 | 11 | 64 |
| | 2020 | 28290 | 28095 | 119 | 11 | 64 |
| | 2021 | 28332 | 28136 | 120 | 11 | 65 |
| ОЭС Юга | 2015 | 16937 | 14508 | 49 | 2380 | 0 |
| | 2016 | 17632 | 15065 | 48 | 2518 | 0 |
| | 2017 | 18390 | 15821 | 51 | 2518 | 0 |
| | 2018 | 18562 | 15995 | 49 | 2518 | 0 |
| | 2019 | 18446 | 15881 | 47 | 2518 | 0 |
| | 2020 | 18892 | 16326 | 48 | 2518 | 0 |
| | 2021 | 19272 | 16711 | 48 | 2513 | 0 |
| ОЭС Урала | 2015 | 93868 | 80547 | 132 | 11014 | 2175 |
| | 2016 | 94924 | 81720 | 138 | 10901 | 2165 |
| | 2017 | 94465 | 82047 | 131 | 10181 | 2106 |
| | 2018 | 93576 | 81742 | 125 | 9631 | 2077 |
| | 2019 | 93196 | 81498 | 124 | 9507 | 2067 |
| | 2020 | 94597 | 82669 | 126 | 9712 | 2090 |
| | 2021 | 95645 | 83541 | 128 | 9868 | 2108 |
| ОЭС Сибири | 2015 | 51146 | 4617 | 280 | 43872 | 2378 |
| | 2016 | 48765 | 4495 | 272 | 41674 | 2323 |
| | 2017 | 49878 | 4677 | 276 | 42579 | 2347 |
| | 2018 | 51876 | 4858 | 280 | 44354 | 2385 |
| | 2019 | 53216 | 4928 | 285 | 45580 | 2423 |
| | 2020 | 53700 | 4965 | 288 | 46001 | 2445 |
| | 2021 | 54889 | 5049 | 293 | 47078 | 2468 |
| ОЭС Востока | 2015 | 11501 | 3436 | 264 | 7801 | 0 |
| | 2016 | 12680 | 4655 | 247 | 7778 | 0 |
| | 2017 | 12985 | 4781 | 230 | 7974 | 0 |
| | 2018 | 13136 | 4947 | 230 | 7959 | 0 |
| | 2019 | 13843 | 5382 | 232 | 8229 | 0 |

| ОЭС | Годы | Расход условного топлива, всего | в том числе | | | |
|-----|------|---------------------------------|-------------|---------------|-------|----------------|
| | | | Газ | Нефте-топливо | Уголь | Прочее топливо |
| | 2020 | 14350 | 5863 | 234 | 8253 | 0 |
| | 2021 | 14580 | 5961 | 234 | 8384 | 0 |

Выводы:

1. При заданных уровнях электропотребления в базовом варианте потребность в органическом топливе тепловых электростанциях ЕЭС России снизится с 284,6 млн. т.у.т. в 2015 году до 282,1 млн. т.у.т. в 2021 году. Структура топлива на прогнозируемый период 2015 – 2021 годов не меняется, и основную его долю составляет газ (72 %). Удельные расходы топлива на отпущенную электроэнергию будут снижаться в среднем по ЕЭС России с 314,3 г/кВт·ч в 2015 году до 306,5 г/кВт·ч в 2021 году.

2. В умеренно-оптимистичном варианте прогнозируется увеличение потребности в органическом топливе с 284,6 млн. т.у.т. в 2015 году до 295,7 млн. т.у.т. в 2021 году. Структура топливного баланса на весь рассматриваемый период 2015 - 2021 годы остается без изменений. На долю газа приходится 72 % используемого топлива. Удельные расходы топлива на отпущенную электрическую энергию будут снижаться с 314,3 г/кВт·ч в 2015 году до 309,4 г/кВт·ч в 2021 году.

9. Развитие магистральных и распределительных сетей с учетом требований по обеспечению регулирования (компенсации) реактивной электрической мощности на 2015– 2021 годы

Развитие электрической сети напряжением 220 кВ и выше ЕЭС России в период 2015 – 2021 годов будет связано с решением следующих задач, направленных на улучшение технической и экономической эффективности функционирования ЕЭС России:

- обеспечение внешнего электроснабжения новых крупных потребителей, а также обеспечение возможности увеличения роста нагрузок существующих потребителей за счет расширения производственных мощностей и (или) естественного роста нагрузок на перспективу;
- повышение надежности электроснабжения существующих потребителей;
- выдача мощности новых электростанций;
- снятие сетевых ограничений в существующей электрической сети, а также исключение возможности появления «узких мест» в перспективе из-за изменения структуры сети и строительства новых электростанций;
- развитие межсистемных электрических связей для обеспечения эффективной работы ЕЭС России в целом;
- решение проблем, связанных с регулированием напряжения в электрической сети и обеспечением уровней напряжения в допустимых пределах;
- обновление силового оборудования, связанное с физическим и моральным старением основных фондов.

Предложения по развитию электрической сети напряжением 220 кВ и выше на период 2015 – 2021 годов сформированы на основе анализа существующего состояния и прогноза изменений схемно-режимной и режимно-балансовой ситуации в ЕЭС России на перспективу, результатов ранее выполненных работ по развитию ЕЭС, ОЭС и отдельных территориальных энергосистем, схем выдачи мощности электростанций и схем внешнего электроснабжения потребителей, работ, связанных с обоснованием необходимости сооружения электросетевых объектов, а также на основе рекомендаций и предложений ОАО «СО ЕЭС» и ПАО «ФСК ЕЭС».

При этом необходимо отметить, что в ЕЭС России в период 2015 – 2021 годов не планируется вывод из эксплуатации объектов электросетевого хозяйства классом напряжения 220 кВ и выше.

При определении объемов вводов объектов электросетевого хозяйства в период 2015 – 2019 годов за основу приняты материалы инвестиционных программ ПАО «ФСК ЕЭС», а также иных сетевых компаний, которые предусматривают ввод электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше.

Развитие электрических сетей для выдачи мощности АЭС

В ОЭС Северо-Запада для выдачи мощности Ленинградской АЭС-2 предусматривается сооружение заходов ВЛ 750 кВ Ленинградская АЭС–Ленинградская на ПС 750 кВ Копорская, являющуюся открытым распределительным устройством (ОРУ) 750 кВ Ленинградской АЭС-2, сооружение новых ВЛ 750 кВ Копорская –

Ленинградская, ВЛ 750 кВ Копорская– Ленинградская АЭС, сооружение трех ВЛ 330 кВ. Указанные технические решения были определены по результатам проектных проработок исходя из одновременного нахождения в работе не более шести энергоблоков на обеих электростанциях.

В связи с наличием необходимости ограничения количества одновременно эксплуатируемых энергоблоков на обеих электростанциях целесообразно провести актуализацию технических решений по схеме выдачи мощности Ленинградской АЭС-2 в части определения объемов снижения необходимого электросетевого строительства.

В ОЭС Центра для выдачи мощности Нововоронежской АЭС-2 предусматривается сооружение ВЛ 500 кВ Донская – Елецкая (Борино), заходы ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Старый Оскол на ПС 500 кВ Донская (Нововоронежская АЭС-2), ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол №2.

В ОЭС Юга для выдачи мощности энергоблоков № 3 и № 4 Ростовской АЭС предусматривается сооружение ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецкая №2, ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Ростовская.

Развитие межсистемных электрических связей 500 кВ и выше

В 2015 – 2021 годах намечается усиление следующих межсистемных связей путем сооружения новых линий электропередачи напряжением 500 кВ и выше:

- ОЭС Центра – ОЭС Северо-Запада: ВЛ 750 кВ Ленинградская – Белозерская;
- ОЭС Центра – ОЭС Средней Волги: ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Нижегородская;
- ОЭС Урала – ОЭС Сибири: ВЛ 500 кВ Витязь–Восход и перевод на номинальное напряжение 500 кВ ВЛ 220 кВ Витязь – Иртыш.

Развитие электрических сетей 750 кВ

Развитие электрических сетей 750 кВ предусматривается только в европейской части ЕЭС России.

Помимо объектов схемы выдачи мощности Ленинградской АЭС-2 и межсистемной связи между ОЭС Северо-Запада и ОЭС Центра, дополнительное строительство электросетевых объектов 750 кВ в рассматриваемый период не планируется.

Развитие электрических сетей 500 кВ

Сооружение новых линий электропередачи 500 кВ будет связано с необходимостью обеспечения выдачи мощности крупных электростанций (в том числе атомных), усиления основной электрической сети в ОЭС Центра, ОЭС Юга, ОЭС Урала, ОЭС Сибири и ОЭС Востока.

Помимо объектов схемы выдачи мощности Ростовской АЭС и Нововоронежской АЭС-2, наиболее значимыми вводами электросетевых объектов 500 кВ в период до 2021 года являются:

- в ОЭС Центра: две ВЛ 500 кВ Загорская ГАЭС-2 – Ярцево с ПС 500 кВ Ярцево – для выдачи мощности Загорской ГАЭС-2; комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ: Чагино, Ногинск, Пахра, Трубино; сооружение переключательного пункта (ПП) 500 кВ Панино с заходами ВЛ 500 кВ Чагино – Михайловская с отпайкой и ВЛ 500 кВ Новокаширская – Пахра; ПС 500 кВ Обнинская с ВЛ 500 кВ Калужская – Обнинская и ВЛ 500 кВ Дорохово – Обнинская – для

обеспечения возможности присоединения новых потребителей в северной части Калужской области; ПС 500 кВ Белобережская с заходами ВЛ 500 кВ Новобрянская – Елецкая – для обеспечения возможности присоединения новых потребителей; установка третьего АТ 500/110 кВ на ПС 500 кВ Старый Оскол – для электроснабжения Стойленского ГОК;

– в ОЭС Юга: ВЛ 500 кВ Кубанская – Тамань с ПС 500 кВ Тамань и ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань – для повышения пропускной способности электрических связей в контролируемом сечении «Юго-запад» и передачи мощности из ОЭС Юга в энергосистему Республики Крым и города Севастополь; ВЛ 500 кВ Невинномысск – Моздок с ПС 500 кВ Моздок – для усиления надежности электрической сети ОЭС Юга в восточной и юго-восточной частях ОЭС Юга; ВЛ 500 кВ Ростовская – Шахты – для выполнения проектной схемы присоединения ПС 500 кВ Ростовская, обеспечивающей электроснабжение потребителей энергосистемы Ростовской области;

– в ОЭС Урала: заходы ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Шагол в распределительное устройство Южноуральской ГРЭС-2 (Аркаимской ГРЭС) – для выдачи мощности Южноуральской ГРЭС-2; ПС 500 кВ Преображенская с заходами ВЛ 500 кВ Газовая – Красноармейская – для повышения надежности электроснабжения существующих потребителей Западного энергорайона Оренбургской области в ремонтных и послеаварийных схемах, а также обеспечения возможности присоединения новых потребителей; ПС 500 кВ Святогор с заходами ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Магистральная – для обеспечения присоединения электроустановок ОАО «РН-Юганскнефтегаз»; ПП 500 кВ Тобол с заходами ВЛ 500 кВ Иртыш – Демьянская и ВЛ 500 кВ Тюмень – Нелым, ПС 500 кВ ЗапСиб с четырьмя ЛЭП 500 кВ Тобол – ЗапСиб – для электроснабжения электроустановок ООО «Западно-Сибирский Нефтехимический комбинат»;

– в ОЭС Сибири: ВЛ 500 кВ Абакан – Итатская №2 – для обеспечения увеличения выдачи мощности Саяно-Шушенской; установка второго АТ 801 МВА на ПС 500 кВ Енисей – для обеспечения развития в энергорайоне города Красноярск крупных промышленных производств, а также третьего АТ 801 МВА на ПС 500 кВ Енисей в случае выхода крупных промышленных потребителей, прежде всего, ООО «КраМЗ» на максимальные уровни потребления; ПС 500 кВ Восход – для обеспечения работы транзита 500 кВ ОЭС Урала – ОЭС Сибири, проходящего по территории Российской Федерации, создания второго центра питания Омского энергоузла; ПС 500 кВ Усть-Кут, ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская с ПС 500 кВ Нижнеангарская – для предотвращения ограничения энергоснабжения потребителей северной части энергосистемы Иркутской области и зоны БАМ ремонтных схемах и в послеаварийных режимах, обеспечения развития северобайкальского участка БАМ и присоединения новых потребителей; ПС 500 кВ Озерная и ВЛ 500 кВ Братский ПП – Озерная – для электроснабжения Тайшетского алюминиевого завода;

– в ОЭС Востока: ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Хабаровская (вторая ВЛ) – для повышения надежности межсистемного транзита мощности между энергосистемами Хабаровского и Приморского краев, снижения объемов отключения потребителей Приморского края действием противоаварийной автоматики в послеаварийных режимах.

Развитие электрических сетей 330 кВ

Электрическая сеть 330 кВ будет продолжать выполнять системообразующие функции и обеспечивать выдачу мощности электростанций в ОЭС Северо-Запада, ОЭС Центра и ОЭС Юга. Наиболее значимыми вводами электросетевых объектов 330 кВ в период до 2021 года являются:

- в ОЭС Северо-Запада: ВЛ 330 кВ Лоухи – РП Путкинский – РП Ондский – Петрозаводская – Тихвин – Литейный – для повышения надежности электроснабжения потребителей Республики Карелия и Мурманской области, повышения пропускной способности транзита Кольская энергосистема – энергосистема города Санкт-Петербург и Ленинградской области; компенсационные мероприятия, связанные с отделением от ЕЭС России энергосистем стран Балтии: ВЛ 330 кВ Новоскольникови – Талашкино, ВЛ 330 кВ Лужская – Псков, заходы ВЛ 330 кВ Ленинградская – Балти на ПС 330 кВ Кингисеппская; ПС 330 кВ Усть-Луга – для обеспечения электроснабжения портовых комплексов Усть-Луга, Вистино, Горки Ленинградской области; ПС 330 кВ Ручей – для электроснабжения Бабиновской промзоны в Чудовском районе Новгородской области; ПС 330 кВ Заневская – для повышения надежности электроснабжения потребителей жилой застройки города Санкт-Петербург; ПС 330 кВ Ломоносовская – для усиления сети 110 кВ Ломоносовского района и разгрузки АТ 330/110 кВ 2х200 МВА на Ленинградской АЭС; ПС 330 кВ Мурманская – для обеспечения надежности электроснабжения северных районов Мурманской области; ПС 330 кВ Новодевяткино – для обеспечения надежности электроснабжения потребителей города Санкт-Петербург и Карельского перешейка;

- в ОЭС Юга: ВЛ 330 кВ Зеленчукская ГЭС-ГАЭС – Черкесск для выдачи мощности Зеленчукской ГЭС-ГАЭС; ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 – для усиления сети 330 кВ в направлении Юго-восточной части ОЭС Юга; ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС – Чирюрг – для повышения надежности работы основной электрической сети 330 кВ энергосистемы Республики Дагестан и усиления схемы выдачи мощности Ирганайской ГЭС; ВЛ 330 кВ Артем – Дербент – для повышения надежности электроснабжения потребителей южной части энергосистемы Республики Дагестан, обеспечения возможности технологического присоединения новых потребителей; ПС 330 кВ Сунжа с заходами ВЛ 330 кВ Моздок – Артем – для обеспечения возможности технологического присоединения новых потребителей Чеченской республики; ПС 330 кВ Ильенко – для повышения надежности электроснабжения потребителей района Кавказских Минеральных Вод и курортной зоны города Кисловодск, а также обеспечения возможности технологического присоединения новых потребителей.

Развитие электрических сетей 220 кВ. Сооружение вставок несинхронной связи.

Начиная с 2015 года, предполагается объединение на совместную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока за счет установки вставок несинхронной связи (далее – ВНС) пропускной способностью ± 200 МВт на ПС 220 кВ Могоча (2015 год) и на ПС 220 кВ Хани (2020 год) с сооружением ВЛ 220 кВ Тында – Лопча – Хани – Чара (ОЭС Востока). Кроме этого, для обеспечения параллельной работы Западного энергорайона Республики Саха (Якутия) и ОЭС Сибири планируется установка вставки несинхронной

связи на ПС 220 кВ Пеледуй (2021 год, конкретное место установки требует уточнения по результатам проектной проработки).

В рассматриваемый период планируется сооружение следующих основных электросетевых объектов 220 кВ:

- в ОЭС Северо-Запада: вторые ВЛ 220 кВ Печорская ГРЭС – Ухта и Микунь – Заовражье с образованием второй цепи транзита ВЛ 220 кВ Печорская ГРЭС – Ухта – Микунь – Заовражье; ВЛ 220 кВ Микунь – Сыктывкар №2 с расширением ПС 220 кВ Сыктывкар.

- в ОЭС Центра: ВЛ 220 кВ Грибово – Победа – для повышения надежности электроснабжения потребителей Ржевско-Нелидовского энергоузла Тверской области.

- в ОЭС Юга: ВЛ 220 кВ Алюминиевая – Гумрак № 2 – для усиления схемы выдачи мощности Волжской ГЭС в связи с ее реконструкцией, ВЛ 220 кВ Кубанская – Кирилловская № 2и ПС 220 кВ Горный с отпайками от ВЛ 220 кВ Кубанская – Кирилловская № 1 и № 2 – для внешнего электроснабжения ЗАО НЦЗ Горный, ПС 220 кВ Восточная Промзона с заходами ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Витаминкомбинат №1 и №2 – для присоединения новых потребителей и исключения перегрузки в сети 110 кВ; ПС 220 кВ Кругликовская с заходами ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – Усть-Лабинск – для электроснабжения потребителей КЭСК города Краснодар, ПС 220 кВ Генеральская с ВЛ 220 кВ Ростовская – Генеральская I и II цепь – для подключения новых потребителей ООО «КЭСК» города Ростов; заходы ВЛ 220 кВ на ПС 220 кВ Красноармейская от существующих ВЛ 220 кВ Волгоградская ТЭЦ-3 – Гумрак и Южная – Кировская; две ВЛ 220 кВ Шахты – Красносулинский Metallургический комбинат с ПС 220 кВ КМК – для внешнего электроснабжения КМК, строительство двух двухцепных КВЛ 220 кВ, соединяющих Кубанскую энергосистему и энергосистему полуострова Крым, установка второго автотрансформатора на ПС 220 кВ Погорелово и сооружение ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая – для усиления электрических связей северного и северо-восточного энергорайонов с остальной частью Ростовской энергосистемы за счет увеличения пропускной способности контролируемого сечения «СВЭС»;

- в ОЭС Средней Волги: ВЛ 220 кВ Нижнекамская ТЭЦ-2 – КРУЭ ТАНЕКО № 1 и № 2 – для выдачи мощности Нижнекамской ТЭЦ-2; ПС 220 кВ Бегишево, КВЛ 220 кВ Щелоков – Бегишево – для внешнего электроснабжения промышленного комплекса НП и НХЗ АО «Танеко»; ВЛ 220 кВ Нижнекамская – Бегишево – для повышения надежности электроснабжения потребителей Закамского района; ВЛ 220 кВ Новая Письманка – ГПП Татсталь № 1 и № 2, ПС 220 кВ Новая Письманка с заходом ВЛ 220 кВ Бугульма – Узловая – для внешнего электроснабжения металлургического завода ЗАО «Татсталь»; ВЛ 220 кВ Кудьма – ГПП-5 и ВЛ 220 кВ Нижегородская – ГПП-5 ООО «ЛУКОЙЛ – Нижегороднефтеоргсинтез» – для осуществления технологического присоединения к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» электрических установок ООО «ЛУКОЙЛ – Нижегороднефтеоргсинтез»; ВЛ 220 кВ Щелоков – Центральная I и II цепь – для повышения надежности электроснабжения потребителей Казанского энергоузла; ВЛ 220 кВ Семеновская – Узловая с расширением ПС 220 кВ Семеновская – для повышения надежности электроснабжения Семеновского энергоузла; достройка ВЛ 220 кВ от Ульяновской ТЭЦ-2 I и II цепь и врезка ее в ВЛ 220 кВ Кременки – Ульяновская –

для исключения перегрузок ВЛ 110 кВ Ульяновская ТЭЦ-2 – Центральная в послеаварийных режимах;

- в ОЭС Урала: заходы ВЛ 220 кВ Краснотурьинск – Сосьва на Серовскую ГРЭС – для выдачи мощности Серовской ГРЭС; заходы ВЛ 220 кВ Цинковая-220 – Новометаллургическая и ВЛ 220 кВ Шагол – Новометаллургическая на сооружаемое распределительное устройство 220 кВ Челябинской ГРЭС – для выдачи мощности Челябинской ГРЭС; заходы ВЛ 220 кВ Бекетово – Затон на Уфимскую ТЭЦ-5 (Затонскую ТЭЦ) – для выдачи мощности Уфимской ТЭЦ-5 (Затонской ТЭЦ); ПС 220 кВ Надежда с заходами ВЛ 220 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Южная – для повышения надежности электроснабжения существующих потребителей города Екатеринбург и возможности присоединения новых потребителей; ПС 220 кВ Салехард с ВЛ 220 кВ Надым - Салехард – для повышения надежности электроснабжения коммунально-бытовых и промышленных потребителей города Салехард и города Лабытнанги и организации электроснабжения энергорайона Полярного Урала от ЕЭС России;

- в ОЭС Сибири: ВЛ 220 кВ Татаурово – Горячинская I и II цепь, ПС 220 кВ Горячинская– для электроснабжения курортной зоны на оз. Байкал; ВЛ 220 кВ Харанорская ГРЭС– Быстринская I и II цепь – для электроснабжения строящихся горно-обогатительных комбинатов; ВЛ 220 кВ Пеледуй – Чертово Корыто – Сухой Лог – Мамакан №1 и №2 – для электроснабжения месторождений золота «Сухой Лог» и «Чертово Корыто» и снятия ограничений на технологическое присоединение новых потребителей в Бодайбинском и Мамско-Чуйском энергорайонах Иркутской области; ВЛ 220 кВ Тира –Надеждинская –Рассоха №1 и №2 с ПС 220 кВ Тира, ПС 220 кВ Рассоха, ПС 220 кВ Надеждинская, ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Бобровка с ПС Бобровка, ВЛ220 кВ Бобровка-Тира №1 и №2– для внешнего электроснабжения нефтяной трубопроводной системы «ВСТО» и обеспечения электроснабжения Бодайбинского и Мамско-Чуйского энергорайонов Иркутской области;

- ОЭС Урала, ОЭС Сибири: сооружение ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская (в габаритах 500 кВ) и ВЛ 220 кВ Томская – Володино (в габаритах 500 кВ) для обеспечения технологического присоединения новых потребителей;

- в ОЭС Востока: сооружение двухцепной ВЛ 220 кВ Томмот – Майя для объединения Южного и Центрального энергорайонов Республики Саха (Якутия); для обеспечения внешнего электроснабжения нефтяной трубопроводной системы «ВСТО» намечается сооружение ПС 220 кВ НПС-23, ПС 220 кВ НПС-26 и ПС 220 кВ НПС-25 в Амурской области, ПС 220 кВ НПС-32 в Хабаровском крае.

В соответствии с планами ОАО «НК «Роснефть» в энергосистеме Приморского края предполагается строительство нефтеперерабатывающего завода ЗАО «Восточная нефтехимическая компания» (далее – ЗАО «ВНХК») и собственной электростанции установленной мощностью 775 МВт, присоединяемых на совместную работу с ОЭС Востока. При этом необходимым условием для обеспечения технологического присоединения всей заявленной максимальной мощности является синхронизация сроков технологического присоединения энергопринимающих устройств и сооружения собственных генерирующих мощностей аналогичного объема. Для обеспечения внешнего электроснабжения

энергопринимающих устройств ЗАО «ВНХК» и выдачи мощности ТЭС ЗАО «ВНХК» предварительно предполагается сооружение двух ВЛ 220 кВ от ПС 500 кВ Лозовая до подстанции заявителя (окончательный объем мероприятий должен быть определен по результатам разработки схемы внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств и схемы выдачи мощности ТЭС ЗАО «ВНХК»).

Кроме того, ПАО «Газпром» намечает сооружение завода СПГ в районе г. Владивосток с нагрузкой 110 МВт со строительством собственной электростанции установленной мощностью 141 МВт.

Полный перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию магистральных и распределительных сетей напряжением 220 кВ и выше ЕЭС России с учетом требований по обеспечению регулирования (компенсации) реактивной электрической мощности на 2015 – 2021 годы приведен в приложении № 25.

Всего за период 2015 – 2021 годов намечается ввод ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 26202,5 км, трансформаторной мощности 87057 МВА. Такой объем электросетевого строительства потребует 859 123,2 млн. руб. в прогнозных ценах с учетом НДС (18 %) и инфляционного удорожания за рассматриваемый расчетный период до 2021 года.

Карты-схемы размещения линий электропередачи, ПС напряжением 220 кВ и выше и электростанций по ОЭС на 2015 – 2021 годы (с выделением энергосистем города Москва и Московской области, города Санкт-Петербург и Ленинградской области, Тюменской области, Ямало-Ненецкого автономного округа, Ханты-Мансийского автономного округа, Восточной Сибири, Республики Крым и города Севастополь) представлены в разделе 12.

Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 220 кВ и выше представлены в приложении № 26.

В приложении № 27 представлены сводные данные по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 220 кВ, на основании схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации, утвержденных в 2014 году.

Выводы:

1. Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование ЕЭС России в рассматриваемый перспективный период, обеспечит выдачу мощности намеченных к сооружению новых электростанций, повысит эффективность функционирования ЕЭС России за счет ликвидации «узких мест», развития межсистемных связей, обновления силового оборудования, имеющего высокий физический и моральный износ.

2. Всего за период 2015 – 2021 годов намечается ввод ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 26202,5 км, трансформаторной мощности 87057 МВА.

3. Реализация намеченных планов по развитию электросетевого комплекса потребует инвестиции в объеме 859 344,5 млн. руб. в прогнозных ценах с учетом НДС (18 %) и инфляционного удорожания за рассматриваемый расчетный период до 2021 года.

10. Требования к развитию релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления

10.1 Принятые сокращения

| | |
|-------|---|
| АВР | - автоматика включения резервного питания или оборудования; |
| АЛАР | - автоматика ликвидации асинхронного режима; |
| АОПН | - автоматика ограничения повышения напряжения; |
| АОПО | - автоматика ограничения перегрузки оборудования; |
| АПВ | - автоматическое повторное включение; |
| АРВ | - автоматический регулятор возбуждения; |
| АРПМ | - автоматика разгрузки при перегрузке по мощности; |
| АРЧМ | - автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности; |
| АСДУ | - автоматизированная система диспетчерского управления; |
| АСТУ | - автоматизированная система технологического управления; |
| АТ | - автотрансформатор; |
| АТС | - автоматическая телефонная станция; |
| АЧВР | - автоматический частотный ввод резерва; |
| АЧР | - автоматическая частотная разгрузка; |
| ВОЛС | - волоконно-оптическая линия связи; |
| ДЗШ | - дифференциальная защита сборных шин; |
| ГРАМ | - системы группового регулирования активной мощности; |
| ДРТ | - длительная разгрузка турбин энергоблоков; |
| КЗ | - короткое замыкание; |
| КЛС | - кабельная линия связи; |
| КРТ | - кратковременная разгрузка турбин энергоблоков; |
| КПР | - контроль предшествующего режима; |
| ЛАПНУ | - локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости; |
| ЛЭП | - линия электропередачи; |
| ОАПВ | - однофазное автоматическое повторное включение; |
| ОГ | - отключение генераторов; |
| ОМП | - определение места повреждения; |
| ОПРЧ | - общее первичное регулирование частоты |
| ПА | - противоаварийная автоматика; |
| РА | - режимная автоматика; |
| РАСП | - регистрация аварийных событий и процессов; |
| РЗ | - релейная защита |
| РЗА | - релейная защита и автоматика; |
| РРЛ | - радиорелейная линия; |
| СА | - сетевая автоматика; |
| СМПР | - система мониторинга переходных режимов в энергосистеме; |
| ССПИ | - система сбора и передачи информации; |
| ТАПВ | - трехфазное автоматическое повторное включение; |
| ТИ | - телеизмерения; |

| | |
|--------|---|
| ТС | - телесигнализация; |
| ТТ | - трансформатор тока; |
| Т | - трансформатор; |
| УПАСК | - устройство передачи аварийных сигналов и команд; |
| УРОВ | - устройство резервирования отказа выключателя; |
| УШР | - управляемый шунтирующий реактор; |
| ФОБ | - фиксация отключения блока; |
| ФОЛ | - фиксация отключения линии; |
| ФОТ | - фиксация отключения трансформатора; |
| ЦСАРЧМ | - централизованная система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности; |
| ЦКС | - центральная координирующая система автоматического |
| АРЧМ | регулирования частоты и перетоков активной мощности; |
| ЦСПА | - централизованная система противоаварийной автоматики; |
| ЧАПВ | - частотное автоматическое повторное включение; |
| ЧДА | - частотная делительная автоматика; |
| ШР | - шунтирующий реактор; |
| ШСВ | - шиносоединительный выключатель. |

10.2. При строительстве и реконструкции объектов электроэнергетики, предусмотренных Схемой и программой развития ЭЭС России, обеспечиваются:

- наблюдаемость и управляемость режимов работы объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства;
- повышение надежности функционирования ЭЭС России путем создания (модернизации) релейной защиты, противоаварийной, режимной, сетевой автоматики и систем регистрации аварийных событий и процессов (далее – РАСП).

10.3. Обмен технологической информацией между электрическими станциями и объектами электросетевого хозяйства, имеющими в своем составе объекты диспетчеризации, с диспетчерскими центрами ОАО «СО ЭЭС» в настоящее время формализован посредством технических требований ОАО «СО ЭЭС» к объемам, качеству, протоколам передачи информации и функционированию следующих систем:

- систем телефонной связи для ведения оперативных переговоров диспетчерского и оперативного персонала;
- объектовых ССПИ о технологическом режиме работы и эксплуатационном состоянии ЛЭП, оборудования и устройств;
- системы обмена информацией о составе и параметрах генерирующего оборудования в рамках задач недельного, суточного и оперативного планирования и доведения плановых графиков (MODES-Terminal);
- централизованных систем режимной и противоаварийной автоматики;
- объектовых систем РАСП, в том числе СМРР на базе векторных измерений.

Техническими требованиями определена необходимость организации и обеспечения функционирования собственниками или иными законными

владельцами объектов электроэнергетики двух независимых (основного и резервного) каналов связи между объектами электроэнергетики, центрами управления сетями сетевых организаций и диспетчерскими центрами ОАО «СО ЕЭС», для передачи в режиме реального времени диспетчерских команд (разрешений) и информации о технологическом режиме работы объектов диспетчеризации, необходимой для управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России.

Отступления от технических требований осуществляются в отношении объектов электроэнергетики, присоединенных к электрическим сетям ответвлениями от ЛЭП, либо выполненных по различным упрощенным схемам, к которым не присоединены ЛЭП, находящиеся в диспетчерском управлении диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС».

Для повышения наблюдаемости и управляемости режимами работы объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства необходимо продолжить работу по планированию в инвестиционных программах генерирующих компаний, сетевых организаций, являющихся дочерними и зависимыми обществами ПАО «Россети», ОАО «РЖД» и других субъектов электроэнергетики, средств на реализацию программ модернизации и расширения ССПИ на принадлежащих им объектах электроэнергетики, модернизация ССПИ на которых не выполнена. Эта работа должна проводиться, в том числе, с учетом оптимизации программ модернизации и расширения ССПИ объектов электроэнергетики, присоединенных к электрическим сетям по упрощенным схемам, и в отношении которых допускаются отступления от технических требований по организации обмена технологической информацией.

Модернизация ССПИ на объектах электроэнергетики генерирующих компаний, дочерних и зависимых обществ ПАО «Россети» и ряде других сетевых компаний осуществляется по многолетним программам. ОАО «РЖД» необходимо разработать аналогичную программу в целях повышения темпов модернизации ССПИ объектов электросетевого хозяйства ОАО «РЖД».

10.4. Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России в 2015 – 2021 годах планируется реализация следующих проектов по развитию ПА в электрической сети 330 – 750 кВ:

- создание ЦСПА ОЭС Северо-Запада в 2016 году;
- перевод ЦСПА ОЭС Урала, ЦСПА ОЭС Юга, ЦСПА ОЭС Средней Волги, ЦСПА Тюменской энергосистемы на платформу ЦСПА нового поколения в 2016 – 2018 годах;
- ввод в работу ЛАПНУ на ПС 330 кВ Чирюрг в качестве низового устройства ЦСПА ОЭС Юга в 2015 году;
- ввод в работу ЛАПНУ на Бурейской ГЭС в качестве низового устройства ЦСПА ОЭС Востока в 2015 году;
- создание ЛАПНУ ПС 750 кВ Копорская (Ленинградская АЭС-2) в 2016 году, создание ЛАПНУ Нововоронежской АЭС-2 в 2015 году, создание ЛАПНУ ПС 220 кВ Могоча в 2015 году, создание ЛАПНУ Уренгойской ГРЭС в 2017 - 2018

годах, создание ЛАПНУ Саяно-Шушенской ГЭС в 2015 году, создание ЛАПНУ ПС 500 кВ Восход в 2016 году.

10.5. На объектах электроэнергетики электрической сети 110 – 220 кВ в части ПА в период до 2021 года планируется:

реализация технических решений технико-экономических обоснований реконструкции системы ПА в операционных зонах филиалов ОАО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ, РДУ Татарстана, Тюменское РДУ, Смоленское РДУ, Ростовское РДУ, Алтайское РДУ, Новосибирское РДУ, Коми РДУ, Волгоградское РДУ, Астраханское РДУ, Самарское РДУ, Архангельское РДУ, Ленинградское РДУ, Ярославское РДУ, Приморское РДУ, Красноярское РДУ, Кубанское РДУ, Вологодское РДУ, Курское РДУ, Амурское РДУ, Саратовское РДУ, Удмуртское РДУ, Свердловское РДУ, реконструкция ПА на связях 500–220 кВ ОЭС Урала и ОЭС Сибири с учетом ввода транзита 500 кВ Курган – Витязь – Восход;

развитие ПА на транзите 220 кВ Иркутск–Бурятия–Чита, а также на транзите БАМ в Северной части энергосистем Республики Бурятия и Забайкальского края;

разработка и реализация проекта реконструкции противоаварийной автоматики в операционной зоне филиала ОАО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ, а также в энергосистеме республики Крым и города Севастополь.

10.6. Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России в 2015 – 2021 годах планируется реализация проектов по развитию централизованных систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности:

– подключение ГЭС установленной мощностью более 100 МВт с выполнением мероприятий, обеспечивающих согласованную работу систем АРЧМ и автоматики управления мощностью ГЭС (таблица 10.1);

– подключение энергоблоков ТЭС по результатам конкурентных отборов поставщиков услуг по обеспечению системной надежности;

– подключение ВПТ на ПС 220 кВ Могоча к управлению ЦС АРЧМ ОЭС Востока.

Таблица 10.1. Подключение ГЭС к ЦС/ЦКС АРЧМ.

| № | Наименование ГЭС для участия в АВРЧМ* | Установленная мощность, МВт | Срок готовности ГРАМ | Срок готовности ГА (первого/ последнего) | Система АРЧМ для подключения ГЭС |
|---|---------------------------------------|-----------------------------|----------------------|--|----------------------------------|
| 1 | Бурейская ГЭС | 2010 | Выполнено | 20.11.2015 (по всем ГА) | ЦС АРЧМ ОЭС Востока |
| 2 | Новосибирская ГЭС | 455 | Выполнено | 30.10.2012/ 30.07.2019 | |
| 3 | Саяно-Шушенская ГЭС | 6400 | 2015 | Выполнено по ГА №1,4÷10/ 06.07.2015 | ЦС АРЧМ ОЭС Сибири |
| 4 | Богучанская ГЭС | 3000 | 2015 | Выполнено по всем ГА | |
| 5 | Иркутская ГЭС | 662,4 | 2015 | 2015/ 2018 | |
| 6 | Братская ГЭС | 4500 | 2015 | Выполнено по ГА №12,17/ 2019 | |

| № | Наименование ГЭС для участия в АВРЧМ* | Установленная мощность, МВт | Срок готовности ГРАМ | Срок готовности ГА (первого/ последнего) | Система АРЧМ для подключения ГЭС |
|----|---------------------------------------|-----------------------------|----------------------|--|----------------------------------|
| 7 | Камская ГЭС | 522 | Выполнено | Выполнено по всем, кроме ГА №1,5,9/ 26.12.2017 | ЦС АРЧМ ОЭС Урала |
| 8 | Нижегородская ГЭС | 520 | Выполнено | Выполнено по ГА №№2,4,5,7/ 25.11.2016 | ЦКС АРЧМ ЕЭС |
| 9 | Саратовская ГЭС | 1360 | Выполнено | Выполнено по ГА № 1÷23/ 31.12.2016 | |
| 10 | Чебоксарская ГЭС | 1370 | Выполнено | Выполнено по ГА №№3,4,7÷18/ 31.12.2017 | |
| 11 | Рыбинская ГЭС | 346,4 | Выполнено | Выполнено по ГА №№ 2,4, 6/ 31.12.2019 | |
| 12 | Угличская ГЭС | 110 | Выполнено | Выполнено по ГА №2/ ГА №1 31.01.2016 | |
| 13 | Волжская ГЭС | 2582,5 | Выполнено | Выполнено по 17-ти ГА / 20.02.2014 | |
| 14 | Чиркейская ГЭС | 1000 | 2015 | Выполнено по ГА №1,2/ 31.12.2015 | ЦС АРЧМ ОЭС Юга |
| 15 | ГЭС-2 Каск. Кубанских ГЭС | 184 | 2015 | Выполнено по ГА №1,4/ 2015 | |
| 16 | Лесогорская ГЭС-10 | 106 | 2015 | Выполнено | ЦС АРЧМ ОЭС Северо-Запада |
| 17 | Светогорская ГЭС-11 | 114,75 | 2015 | Выполнено | |
| 18 | Верхне-Свирская ГЭС-12 | 160 | Выполнено | Выполнено по ГА №№1,2/2016 | |
| 19 | Нарвская ГЭС-13 | 124,8 | Выполнено | Выполнено по ГА№1/2017 | |
| 20 | ГЭС-3 Нива-3 | 155,5 | Выполнено | Выполнено по ГА№№2,3/2018 | ЦС АРЧМ Кольской ЭС |
| 21 | Князегубская ГЭС-11 | 152 | Выполнено | Выполнено по ГА№№1,4/2017 | |
| 22 | Верхне-Тулумская ГЭС-12 | 268 | Выполнено | Выполнено по ГА№2/2018 | |
| 23 | Серебрянская-1 ГЭС-15 | 201 | Выполнено | Выполнено по ГА№№1,2/2018 | |
| 24 | Серебрянская-2 ГЭС-16 | 156 | Выполнено | 11.2015/11.2017 | |
| 25 | Верхне-Териберская ГЭС-18 | 130 | Выполнено | 03.2017 | |

* АВРЧМ - автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности

10.7. Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России в 2015 - 2021 годах планируется создание программно-технических комплексов СМТР на

Конаковской ГРЭС, Невинномысской ГРЭС, ТЭЦ-12 ПАО «Мосэнерго», ТЭЦ-20 ПАО «Мосэнерго», ТЭЦ-26 ПАО «Мосэнерго», Воткинской ГЭС, Южноуральской ГРЭС-2, Нововоронежской АЭС-2, Ленинградской АЭС-2, Гусиноозерской ГРЭС, Серовской ГРЭС, Нижневартовской ГРЭС, Кармановской ГРЭС, Новогорьковской ТЭЦ, Пермской ГРЭС, Челябинской ГРЭС, Владимирской ТЭЦ, Новочеркасской ГРЭС, Верхнетагильской ГРЭС, Черепетской ГРЭС, Богучанской ГЭС, Беловской ГРЭС, Томь-Усинской ГРЭС, Новосалаватской ТЭЦ, Нижнекамской ТЭЦ, а также на строящихся подстанциях 500 кВ.

10.8. Расширение существующих комплексов СМПП на Уренгойской ГРЭС, Саяно-Шушенской ГЭС, Троицкой ГРЭС, Волжской ГЭС, Рефтинской ГРЭС и Рязанской ГРЭС.

Для обеспечения надежного функционирования устройств автоматического регулирования возбуждения (АРВ) синхронных генераторов планируется создание системы мониторинга системных регуляторов (СМСР) на Краснодарской ТЭЦ, которая позволяет своевременно выявлять неисправности в работе систем возбуждения и оперативно передавать эту информацию в диспетчерский центр.

10.9. При проведении расчетов устойчивости учитывается нормативное возмущение, связанное с отключением электросетевого элемента при различных видах коротких замыканий с отказом выключателя и действием устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ). Компонентные решения распределительных устройств ряда электростанций и подстанций связаны с наличием участков РУ (между выключателями и трансформаторами тока), короткие замыкания в которых не могут нормально ликвидироваться действием основных защит и вынужденно ликвидируются действием УРОВ («мертвая зона»). С учетом возможного отказа выключателя при ликвидации указанного КЗ, что соответствует нормативному возмущению, общая длительность существования короткого замыкания будет превышать двойное время УРОВ, что приведет к рискам отсутствия возможности обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанции.

Для ускорения отключения КЗ в «мертвых зонах» РУ объектов электроэнергетики разработана быстродействующая релейная защита «мертвой зоны» (далее РЗМЗ), позволяющая ликвидировать КЗ в «мертвой зоне» с временем действия основных быстродействующих защит электросетевых элементов распределительных устройств. В настоящее время решен вопрос об опытной эксплуатации промышленного образца устройства РЗМЗ на ОРУ 750 кВ Калининской АЭС и ОРУ 750 кВ Смоленской АЭС. Начало серийного производства устройства РЗМЗ планируется на 2016 год.

В связи с вышеуказанным, целесообразно на стадии проектирования новых объектов электроэнергетики производить оценку необходимости применения РЗМЗ с целью обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций.

Для действующих электростанций, на которых существует проблема обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования, а также на некоторых смежных с ними объектах электроэнергетики, целесообразно

применение РЗМЗ в краткосрочной перспективе. Среди первоочередных действующих объектов:

- Смоленская АЭС;
- Калининская АЭС;
- Кольская АЭС;
- Псковская ГРЭС;
- Рязанская ГРЭС;
- Нововоронежская АЭС;
- Ростовская АЭС;
- Костромская ГРЭС;
- Нижнекамская ГЭС;
- Усть-Илимская ГЭС;
- Томь-Усинская ГРЭС;
- Березовская ГРЭС;
- Харанорская ГРЭС;
- ПС 330 кВ Князегубская;
- ПС 330 кВ Лоухи.

10.10. Включение ЛЭП при опробовании или ТАПВ на междуфазное короткое замыкание наиболее опасно с точки зрения сохранения динамической устойчивости генераторов электрических станций. Также при неуспешном ТАПВ или опробовании на ЛЭП 500 – 750 кВ в отключаемом токе (неповрежденных фаз) возникает апериодическая составляющая, обусловленная подключенными шунтирующими реакторами, которая в условиях, близких к 100 % степени компенсации емкостного тока, может привести к отсутствию перехода через нулевое значение тока выключателя на неповрежденной фазе. При этом существует высокая вероятность повреждения выключателя.

Для исключения включения линии на междуфазное КЗ и уменьшения вероятности включения линии на однофазное КЗ при опробовании ОАО «СО ЕЭС» разработан и апробирован на цифровой модели программно-аппаратного комплекса RTDS алгоритм функционирования устройств поочередного включения фаз линии при осуществлении ТАПВ и опробовании ВЛ (далее – Автоматика опробования ЛЭП 500 – 750 кВ). На 2015 год запланированы работы по созданию и испытанию на цифровой модели и действующем объекте электроэнергетики опытного образца устройства Автоматики опробования ЛЭП 500 – 750 кВ. По результатам опытной эксплуатации будет принято решение о сроках начала серийного производства устройства и внедрения его на объектах электроэнергетики ЕЭС России.

10.11. При создании (модернизации) РЗА, ССПИ необходимо выполнение следующих требований:

10.11.1. Основные требования при создании (модернизации) РЗА

Для обеспечения надежности и живучести энергосистемы и предотвращения повреждения линий электропередачи и оборудования все линии электропередачи, электросетевое и генерирующее оборудование, энергопринимающие устройства, входящие в состав энергосистемы, оснащаются устройствами РЗА.

Быстродействие релейной защиты при отключении коротких замыканий удовлетворяет требованиям обеспечения устойчивости параллельной работы генераторов энергосистемы при отключении коротких замыканий и требованиям обеспечения устойчивости нагрузки потребителей.

Устройства релейной защиты обеспечивают селективное отключение только поврежденной линии электропередачи или оборудования. В случае отказа в отключении поврежденных линии электропередачи или оборудования по любой причине устройства релейной защиты обеспечивают отключение смежных неповрежденных линий электропередачи или оборудования, через которые осуществляется подпитка места повреждения токами короткого замыкания.

Для каждого выключателя напряжением 110 кВ и выше и выключателей генераторов, установленных на генераторном напряжении, предусматривается устройство резервирования отказа выключателя. Действие релейной защиты на отключение указанных выключателей сопровождается одновременным пуском устройства резервирования отказа выключателя.

При наличии у выключателя двух электромагнитов отключения каждое устройство РЗА действует на его отключение через оба электромагнита.

Устройства релейной защиты обладают требуемой чувствительностью при всех видах коротких замыканий в защищаемой зоне при различных схемно-режимных ситуациях.

Технологически связанные по принципу своего действия устройства релейной защиты и автоматики обеспечивают полную функциональную совместимость.

Резервные защиты от междуфазных коротких замыканий и от коротких замыканий на землю действуют при коротких замыканиях на защищаемом элементе энергосистемы и в зоне дальнего резервирования.

Во всех случаях, когда не обеспечиваются принципы дальнего резервирования, предусматриваются мероприятия по усилению ближнего резервирования релейной защиты линий электропередачи и оборудования, на которых не обеспечивается данное требование.

Резервные защиты имеют оперативное и автоматическое ускорение ступеней, охватывающих всю длину линии электропередачи, а для автотрансформаторов и трансформаторов – примыкающих систем шин.

Параметры настройки устройств релейной защиты учитывают перегрузочную способность линий электропередачи и оборудования.

Дистанционные защиты имеют автоматическую блокировку ступеней, которые могут неправильно работать при качаниях в энергосистеме (блокировку при качаниях). Принцип действия блокировки при качаниях не препятствует функционированию дистанционных защит.

Защиты, по принципу действия использующие напряжение от трансформаторов напряжения, неисправность вторичных цепей которых может привести к ложному действию защиты, блокируются при неисправности цепей напряжения.

Резервирование цепей напряжения устройств релейной защиты и сетевой автоматики линий электропередачи классом напряжения 500 кВ и выше

обеспечивается установкой двух трансформаторов напряжения на каждой из сторон линии электропередачи.

Отключение повреждения при действии защит и отказе выключателя линии электропередачи или оборудования выполняется действием устройства резервирования отказа выключателя на отключение смежных присоединений, через которые осуществляется подпитка током места повреждения, с запретом автоматического повторного включения всех отключенных выключателей.

Устройство резервирования отказа выключателя действует повторно на отключение выключателя без выдержки времени.

Устройство автоматического повторного включения обеспечивает автоматическое включение в работу отключенных защитами выключателей линий электропередачи и оборудования, если автоматическая подача напряжения на них допустима.

При создании (модернизации) РЗА на объектах электроэнергетики устанавливаются микропроцессорные устройства РЗА.

Построение комплексов РЗА осуществляется таким образом, чтобы при любом событии, требующем работы комплекса РЗА, функции РЗА выполнялись при независимом от исходного события отказе одного любого устройства, входящего в комплекс РЗА, и исключалась возможность отказа функционирования комплекса РЗА по общей причине.

Безошибочная работа устройств РЗА обеспечивается при изменении частоты электрического тока в диапазоне 45 – 55 Гц.

Устройства РЗА не действуют на отключение (включение) линий электропередачи и оборудования, разгрузку (загрузку) генерирующего оборудования электростанций или отключение нагрузки потребителей электрической энергии при:

- замыкании на землю в цепях оперативного тока;
- снятии, подаче оперативного тока, а также при перерывах питания любой длительности и глубины снижения напряжения оперативного тока;
- объединении цепей переменного напряжения и цепей оперативного постоянного тока.

После восстановления оперативного тока все функции и параметры настройки устройств РЗА сохраняются в полном объеме.

Функционирование устройств РЗА при наличии на объекте электроэнергетики автоматизированной системы управления технологическим процессом осуществляется автономно и не зависимо от состояния указанной системы.

Вновь вводимые (модернизированные) комплексы и устройства РЗА предусматривают возможность информационного обмена между собой, а также с автоматизированной системой управления технологическим процессом объекта электроэнергетики.

Ввод (вывод) данных в комплексы и устройства РЗА, организованный по цифровому протоколу, осуществляются через стандартные интерфейсы связи.

На вновь вводимых (комплексно реконструируемых) электростанциях,

подстанциях высшим классом напряжения 110 кВ и выше применяется оперативный постоянный ток напряжением 220 В.

Вторичные цепи устройств РЗА защищаются от коротких замыканий и длительных перегрузок.

На электростанциях и подстанциях выполняется сигнализация о срабатывании и возникновении неисправностей устройств РЗА.

Во вторичных цепях устройств РЗА устанавливаются переключающие устройства (испытательные блоки, переключатели, рубильники, накладки), обеспечивающие возможность вывода(ввода) для их оперативного и технического обслуживания.

В одном контрольном кабеле не совмещаются цепи, замыкание которых приводит к несанкционированному изменению эксплуатационного состояния или технологического режима работы оборудования объекта электроэнергетики, формированию сигналов пуска РЗА и (или) управляющих воздействий РЗА или автоматизированной системы управления технологическими процессами объекта электроэнергетики.

При новом строительстве (расширении, реконструкции, техническом перевооружении, модернизации) не применяются высоковольтные элегазовые трансформаторы тока, трансформаторы напряжения и выключатели, если при снижении давления элегаза внутри оборудования требуется их автоматическое отключение.

При срабатывании датчиков снижения давления (плотности) элегаза:

– в высоковольтных элегазовых измерительных трансформаторах тока и трансформаторах напряжения выполняется предупредительная и/или аварийная сигнализация;

– в высоковольтных элегазовых выключателях выполняется предупредительная сигнализация и автоматическая блокировка управления выключателем, запрещающая операции включения и отключения выключателя.

10.11.2. Требования по оснащению устройствами РЗ и СА ЛЭП 110 кВ и выше.

Релейная защита на каждой питающей стороне линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше, имеющих питание с двух или более сторон, включает в себя основную и резервную защиту.

В качестве основной защиты линий электропередачи классом напряжения 110 – 220 кВ, имеющих питание с двух или более сторон, предусматривается быстродействующая защита от всех видов коротких замыканий с абсолютной селективностью.

Если на линиях электропередачи классом напряжения 110 – 220 кВ, имеющих питание с двух или более сторон, при отсутствии основной защиты время отключения короткого замыканий не удовлетворяет требованиям обеспечения устойчивости энергосистемы или нагрузки потребителей, то предусматривается установка двух основных защит.

На линиях электропередачи классом напряжения 110 – 220 кВ с односторонним питанием с питающей стороны устанавливается ступенчатые защиты от всех видов коротких замыканий и токовые защиты без выдержки

времени.

На кабельной или кабельно-воздушной линии электропередачи предусматривается не менее двух устройств релейной защиты, каждое из которых обеспечивает отключение всех видов коротких замыканий с временем, при котором не нарушается термическая стойкость жил и оболочек кабеля (с учетом неуспешного АПВ и действия УРОВ).

На каждой линии электропередачи классом напряжения 330 кВ и выше устанавливаются не менее чем два устройства релейной защиты. Каждое устройство релейной защиты реализовывает функцию быстродействующей защиты от всех видов коротких замыканий с абсолютной селективностью.

На каждой стороне линии электропередачи классом напряжения 330 кВ и выше как минимум одно из установленных устройств релейной защиты выполняется на принципе ступенчатых защит с реализацией быстродействия с помощью разрешающих (блокирующих) сигналов.

На каждой стороне линии электропередачи классом напряжения 330 кВ и выше три устройства релейной защиты устанавливаются в следующих случаях:

- на линиях электропередачи, отходящих от атомных электростанций;
- на межгосударственных линиях электропередачи;
- на линиях электропередачи, при коротком замыкании на которых не обеспечивается принцип дальнего резервирования;
- на линиях электропередачи, при коротком замыкании на которых и отказе быстродействующих защит увеличение времени отключения короткого замыкания приводит к нарушению устойчивости.

Каждое устройство релейной защиты этих линий реализует функцию быстродействующей защиты от всех видов коротких замыканий с абсолютной селективностью.

Для ликвидации неполнофазных режимов на линиях электропередачи, имеющих пофазное управление выключателями, предусматривается защита неполнофазного режима, действующая на отключение трех фаз линии электропередачи со всех сторон с запретом автоматического повторного включения.

На каждой линии электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше предусматривается трехфазное автоматическое повторное включение.

Для линий электропередачи классом напряжения 330 кВ и выше трехфазное автоматическое повторное включение обеспечивает возможность однократного опробования линии электропередачи напряжением и включения под нагрузку с контролем синхронизма.

На линиях электропередачи классом напряжения 330 кВ и выше предусматривается однофазное автоматическое повторное включение. На линиях электропередачи классом напряжения 110 – 220 кВ необходимость применения однофазного автоматического повторного включения обосновывается проектными решениями.

На объектах электросетевого комплекса, принадлежащих ПАО «ФСК ЕЭС», при новом строительстве (расширении, реконструкции, техническом

переворужении, модернизации), применяются АПВ КВЛ (ЛЭП при наличии на ней хотя бы одного кабельного участка любой длины) 110 кВ и выше:

- если кабельные участки используются только для захода КВЛ в КРУЭ;
- при отсутствии на них кабельных участков с непосредственным соприкосновением кабелей разных фаз. Наличие на кабельном участке транспозиционных муфт не оказывает влияния на применение АПВ.

При этом устройства РЗ для выявления КЗ на кабельных участках не применяются.

В иных случаях, при выявлении повреждений на кабельных участках линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше посредством автоматических устройств, выявляющих эти повреждения, действие трехфазного автоматического повторного включения блокируется.

На кабельных линиях электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше автоматическое повторное включение не предусматривается.

На линиях электропередач, при включении которых возможно объединение частей разделившейся энергосистемы, предусматриваются устройства (функция) улавливания синхронизма. Эти устройства (функция) используются для АПВ УС и для ручного включения с улавливанием синхронизма.

При строительстве (реконструкции, модернизации) электростанций, подстанций в распределительных устройствах напряжением 110 – 750 кВ предусматриваются технические решения, обеспечивающие недопущение повреждения элегазовых выключателей, при отключении ЛЭП, оснащенных средствами компенсации реактивной мощности, после неуспешного АПВ или неуспешного включения ЛЭП по причине возникновения аперiodической составляющей тока в неповрежденных фазах.

10.11.3. Требования по оснащению устройствами РЗ и СА автотрансформаторов (трансформаторов) высшим классом напряжения 110 кВ и выше.

На АТ (Т) устанавливаются защиты от внутренних, внешних КЗ и недопустимых режимов работы.

На автотрансформаторах с высшим классом напряжения 220 кВ и трансформаторах с высшим классом напряжения 110 – 220 кВ мощностью менее 160 МВА устанавливается один комплект дифференциальной защиты трансформатора. Установка второго комплекта дифференциальной защиты трансформатора обосновывается недостаточной чувствительностью или недопустимым временем отключения резервными защитами автотрансформатора (трансформатора) или защитами смежных элементов при коротких замыканиях в зоне действия дифференциальной защиты.

На АТ (Т) с высшим классом напряжения 330 кВ и выше, а также на АТс высшим классом напряжения 220 кВ и мощностью 160 МВА и более устанавливаются два комплекта дифференциальной защиты трансформатора.

На стороне высшего и среднего напряжения АТ (Т) устанавливаются резервные защиты от междуфазных коротких замыканий и от коротких замыканий на землю, в том числе для обеспечения согласования резервных защит линий

электропередачи смежного напряжения, дальнего резервирования.

На ошиновке 330 кВ АТ (Т) и выше предусматриваются две основные защиты.

10.11.4. Оснащение устройствами РЗ и СА шунтирующих реакторов, управляемых шунтирующих реакторов высшим классом напряжения 330 кВ и выше.

На ШР, УШР устанавливаются защиты от внутренних КЗ и недопустимых режимов работы.

На шунтирующих реакторах, управляемых шунтирующих реакторах напряжением 330 кВ и выше устанавливаются два комплекта быстродействующих защит от внутренних повреждений. В составе каждого комплекта устанавливается продольная дифференциальная токовая защита и поперечная дифференциальная токовая защита, если обмотка реактора расщеплена.

На УШР дополнительно устанавливаются защиты обмотки управления, полупроводниковых преобразователей, компенсационной обмотки, промежуточного и заземляющего трансформаторов. Состав защит перечисленного электротехнического оборудования определяется типом УШР.

Защита ШР, УШР, подключенных к линии электропередачи без выключателя, действует на отключение линии электропередачи с двух сторон с запретом автоматического повторного включения.

10.11.5. Требования по оснащению устройствами РЗ и СА систем (секций) шин, обходных, шиносоединительных и секционных выключателей напряжением 110 кВ и выше.

Для каждой системы (секции) шин напряжением 110 – 220 кВ предусматривается отдельная дифференциальная защита шин. Две дифференциальных защиты шин устанавливаются для обеспечения надёжной работы электростанции и при наличии на системе (секции) шин напряжением 110 – 220 кВ более 10 присоединений. Для защиты систем (секций) шин комплектных распределительных устройств напряжением 110 – 220 кВ с элегазовой изоляцией применяются два комплекта дифференциальной защиты.

На каждой системе (секции) шин напряжением 330 кВ и выше устанавливаются по два комплекта дифференциальной защиты шин.

Для двойной системы шин с одним выключателем на присоединение ДЗШ выполняется по схеме с фиксированным распределением присоединений. При этом в ДЗШ предусматривается возможность изменения фиксации оперативных цепей и цепей трансформаторов тока при изменении фиксации присоединений с одной системы шин на другую.

Выключатели присоединения входят в зону ДЗШ.

При наличии измерительных трансформаторов тока с двух сторон выключателя выключатель входит в зону действия дифференциальной защиты шин и в зону действия защиты присоединения.

Предусматривается возможность выполнения АПВ шин открытых распределительных устройств.

ДЗШ должна иметь контроль исправности вторичных цепей трансформаторов тока, действующий с выдержкой времени на вывод защиты из работы и на сигнал.

Выполняются мероприятия, исключающие возможность ложного срабатывания ДЗШ (ДЗО) при выполнении операций в токовых цепях без вывода ее из работы (приведение контура заземления ПС в соответствие с НТД, исключение использования для ДЗШ внешнего суммирования токов присоединений и другое).

Устройства РЗ и СА обходного выключателя напряжением 110 кВ и выше обеспечивают все функции релейной защиты и сетевой автоматики любых линий электропередачи и оборудования при включении в работу (перевode) их через обходной выключатель. Выходные цепи и цепи переменного тока основных защит указанных линий электропередачи и оборудования при включении в работу (перевode) их через обходной выключатель имеют возможность перевода на обходной выключатель.

Релейная защита шиносоединительного, секционного и обходного выключателей выполняется так, чтобы ее можно было использовать при опробовании напряжением системы шин и присоединений, а также для повышения эффективности дальнего резервирования.

Устройства АВР используются для восстановления питания энергопринимающих установок устройств путем автоматического присоединения резервного источника питания при обесточении электроустановок потребителя. Устройства АВР используются также для автоматического включения резервного оборудования при отключении рабочего оборудования, приводящем к нарушению нормального технологического процесса.

10.11.6. Оснащение объектов электроэнергетики устройствами ПА и РА.

Противоаварийная автоматика обеспечивает выполнение следующих функций противоаварийного управления:

- предотвращение нарушения устойчивости;
- ликвидация асинхронных режимов;
- ограничение снижения или повышения частоты;
- ограничение снижения или повышения напряжения;
- предотвращение недопустимых перегрузок оборудования.

Противоаварийное управление осуществляется на основе принципа минимизации управляющих воздействий, направленных на отключение нагрузки потребителей.

На реализацию одних и тех же объемов управляющих воздействий могут действовать разные виды противоаварийной автоматики.

Отсутствует аппаратное совмещение в одном устройстве:

- функций релейной защиты и противоаварийной автоматики;
- функции автоматики предотвращения нарушения устойчивости с другими функциями противоаварийной автоматики, обеспечивающими живучесть энергосистемы.

На ЛЭП 330 кВ и выше устанавливаются устройства ФОЛ (с каждой стороны ЛЭП), УПАСК. На ЛЭП 110 – 220 кВ необходимость установки устройств ФОЛ и УПАСК определяется проектными решениями.

Устройства АОПН устанавливаются на всех ЛЭП напряжением 500 кВ и выше длиной 200 км и более с каждой стороны ЛЭП. Необходимость и места установки

устройств АОПН на ЛЭП напряжением 500 кВ меньшей длины, а также на ЛЭП напряжением 330 кВ и ниже определяется проектными решениями.

В устройстве АОПН предусматривается функция резервирования отказа выключателя при работе устройства АОПН.

На всех ЛЭП 500 кВ и выше устройства АЛАР устанавливаются с каждой стороны ЛЭП. На всех электрических связях напряжением 110 – 330 кВ, по которым возможен асинхронный режим, устройства АЛАР устанавливаются с каждой стороны связи.

Устройства АЛАР устанавливаются на всех генераторах атомных электростанций и на всех генераторах установленной мощностью 500 МВт и выше тепловых электростанций и гидроэлектростанций. Необходимость установки устройств АЛАР на генераторах меньшей мощности определяется проектными решениями.

На электростанциях и ПС при необходимости (определяется проектными решениями) устанавливаются устройства и комплексы ЛАПНУ. Указанные устройства и комплексы предусматривают возможность работы в автономном режиме и (или) в качестве низового устройства ЦСПА.

На ЛЭП при необходимости (определяется проектными решениями) устанавливаются устройства КТР, АРПМ, АОПО, АЛАР неполнофазного режима.

На АТ при необходимости (определяется проектными решениями) устанавливаются устройства ФОТ, КТР, АОПО.

На энергоблоках ТЭС и АЭС номинальной мощностью 500 МВт и более предусматриваются КРТ, ДРТ, ОГ, а также устанавливаются устройства ФОБ. Необходимость организации КРТ, ДРТ, ОГ и установки устройств ФОБ на энергоблоках меньшей мощности определяется проектными решениями.

Все гидроэлектростанции и гидроаккумулирующие электростанции установленной мощностью 50 МВт и выше оснащаются устройствами АЧВР.

Устройства ЧДА устанавливаются на всех ТЭС установленной мощностью 25 МВт и выше, за исключением ТЭС, на которых по условиям их работы установка устройств ЧДА невозможна.

При выделении генераторов электростанции на собственные нужды действием ЧДА обеспечивается устойчивая работа выделяемого генерирующего оборудования в течение не менее 30 минут.

Для сохранения в работе собственных нужд и предотвращения полного останова электростанций при возникновении лавины напряжения в энергосистеме в ЧДА предусматривается пуск по напряжению с отстройкой по времени от коротких замыканий.

На ПС и электростанциях, питающих местную нагрузку, устанавливаются устройства АЧР. При этом исключается срабатывание устройств АЧР в переходных режимах, характеризующихся снижением частоты, не связанным с аварийным дефицитом активной мощности, а также при перерыве электроснабжения.

Устройства ЧАПВ устанавливаются прежде всего на подстанциях, на которых невозможно осуществить быстрое восстановление питания потребителей электрической энергии, отключенных АЧР, действиями оперативного персонала.

Устройства АОПЧ устанавливаются на тепловых, атомных и гидроэлектростанциях, расположенных в частях энергосистемы, выделение на изолированную работу которых возможно с большим избытком мощности, приводящим к повышению частоты более 50,5 Гц, и действуют на отключение генераторов.

Режимная автоматика обеспечивает выполнение следующих функций автоматического режимного управления:

- регулирование частоты;
- регулирование перетоков активной мощности;
- регулирование напряжения и реактивной мощности.

Первичное регулирование частоты осуществляется действием первичных регуляторов частоты и мощности, установленных на генерирующем оборудовании электростанций.

Режимная автоматика, осуществляющая функции вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности организуется по централизованному принципу. Режимная автоматика, осуществляющая функции регулирования напряжения и реактивной мощности, выполняется локальной.

Алгоритмы функционирования и параметры настройки режимной автоматики обеспечивают устойчивое регулирование параметров электроэнергетического режима при отклонении контролируемых параметров электроэнергетического режима от заданных значений.

Для обеспечения регулирования напряжения в контрольных пунктах сетевых организаций могут использоваться локальные устройства автоматического управления режимом работы оборудования сетевых организаций.

Все генерирующее оборудование, за исключением энергоблоков атомных электростанций с реакторами типа РБМК и БН, участвует в ОПРЧ с характеристиками и настройками, установленными для ОПРЧ.

На электростанциях в зависимости от технических требований устанавливаются следующие устройства режимной автоматики:

- системы автоматического регулирования частоты и активной мощности генерирующих установок;
- системы группового регулирования активной мощности ГЭС;
- АРВ синхронных и асинхронизированных генераторов;
- групповые регуляторы напряжения и реактивной мощности генерирующих установок.

На АТ (Т) устанавливаются автоматические регуляторы напряжения под нагрузкой.

Управляемые устройства компенсации реактивной мощности (статические тиристорные компенсаторы, управляемые шунтирующие реакторы, статические компенсаторы реактивной мощности, объединенные регуляторы потоков мощности) оснащаются автоматическими регуляторами напряжения и реактивной мощности.

На синхронных (асинхронизированных) компенсаторах устанавливаются устройства автоматического регулирования возбуждения и форсировки (УФ) возбуждения.

На синхронных генераторах мощностью 60 МВт и более и компенсаторах мощностью 100 Мвар и более устанавливаются быстродействующие системы возбуждения с АРВ сильного действия.

10.11.7. Оснащение объектов электроэнергетики устройствами РАСП.

Регистрация аварийных событий и процессов осуществляется с использованием регистраторов аварийных событий и процессов (независимых устройств и функций реализуемых в терминалах РЗА, в составе автоматизированных систем управления технологическими процессами объектов электроэнергетики) и устройств системы мониторинга переходных режимов.

Регистраторы аварийных событий и процессов устанавливаются на электростанциях и подстанциях высшим классом напряжения 110 кВ и выше и обеспечивают регистрацию аварийных событий и процессов, хранение зарегистрированной информации. Регистрируются параметры электромагнитных и электромеханических переходных процессов линий электропередачи и оборудования главной схемы, факты срабатывания устройств РЗА, изменения состояния коммутационных аппаратов, параметры систем оперативного постоянного тока в объеме достаточном для своевременного анализа аварийного процесса и однозначного установления причин возникновения, протекания и ликвидации аварии.

Микропроцессорные регистраторы аварийных событий и процессов обеспечивают:

- запись параметров аварийных событий и процессов с погрешностью не более 1 миллисекунды относительно точного времени;
- запись параметров аварийных событий и процессов при полном обесточении объекта электроэнергетики;
- сохранение информации при исчезновении питания регистратора аварийных событий и процессов.

Регистраторы аварийных событий и процессов, установленные на объектах электроэнергетики, не обеспечивающие выполнение указанных функций, заменяются (модернизируются) при реконструкции (модернизации) объекта электроэнергетики.

На всех линиях электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше длиной 20 километров и более устанавливаются устройства для определения места повреждения на линии электропередачи в случае ее аварийного отключения в результате короткого замыкания (далее – устройства определения места повреждения). Необходимость установки устройств определения места повреждения на линиях электропередачи длиной менее 20 километров определяется собственником или иным законным владельцем линии электропередачи.

На электростанциях и подстанциях высшим классом напряжения 110 кВ и выше обеспечивается передача данных регистрации аварийных событий и процессов, включая показания приборов определения места повреждения на линиях электропередачи и данные о местах повреждения линий электропередачи, в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления и в центры управления сетями сетевых организаций, осуществляющих эксплуатацию данных

линий электропередачи.

Регистраторы СМГП устанавливаются на следующих объектах электроэнергетики ЕЭС России:

- на подстанциях 500 кВ и выше единой национальной (общероссийской) электрической сети;
- на электростанциях установленной мощностью 500 МВт и более;
- на межгосударственных и входящих в контролируемые сечения Единой энергетической системы России линиях электропередачи 220 кВ и выше, определяемых ОАО «СО ЕЭС».

10.11.8. Организация каналов связи для оперативно-диспетчерского, оперативно-технологического управления, для передачи данных РАСП в диспетчерские центры, сигналов и команд РЗА.

Каналы связи, используемые для обмена технологической информацией по п. 10.3, организуются собственниками или иными законными владельцами объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) от объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) до узлов доступа сетей связи. Организация каналов связи от указанных узлов доступа до диспетчерских центров осуществляется субъектом оперативно-диспетчерского управления.

Каналы связи для передачи телеметрической информации (за исключением телеметрической информации, обеспечивающей функционирование противоаварийной и режимной автоматики) организуются собственником или иным законным владельцем объекта электроэнергетики (энергопринимающего устройства) от объекта электроэнергетики (энергопринимающего устройства) до узлов доступа сетей связи одного из диспетчерских центров, определенного субъектом оперативно-диспетчерского управления

Сетевыми организациями, иными собственниками или законными владельцами объектов электросетевого хозяйства организуется наличие и обеспечивается функционирование двух независимых каналов связи объекта электросетевого хозяйства высшим классом напряжения 110 кВ и более с центром управления сетями, в технологическом управлении и ведении которого находятся оборудование или устройства указанного объекта электросетевого хозяйства или отходящие от него линии электропередачи. При этом наличие и функционирование каналов связи от электрических станций до центров управления сетями обеспечивается за счет средств сетевой организации, в технологическом управлении или ведении центров управления сетями которой находятся отходящие от электростанций линии электропередачи.

Требования к каналам связи для организации передачи информации с объектов электроэнергетики их собственникам или иным законным владельцам и (или) собственникам технологически связанных объектов электроэнергетики определяются указанными лицами самостоятельно либо по взаимному согласованию между собственниками и иными законными владельцами технологически связанных объектов электроэнергетики.

Каналы связи, обеспечивающие функционирование автоматизированных систем диспетчерского управления и автоматизированных систем технологического

управления, для осуществления оперативных переговоров диспетчерского персонала диспетчерских центров с оперативным персоналом центров управления сетями и объектов электроэнергетики, а также для осуществления оперативных переговоров оперативного персонала центров управления сетями с оперативным персоналом объектов электроэнергетики организуются без коммутации на промежуточных автоматических телефонных станциях.

При новом строительстве, техническом перевооружении, модернизации или реконструкции объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) для передачи информации, обеспечивающей функционирование АСДУ, АСТУ, комплексов и устройств РЗА, проектными решениями предусматривается применение наземных каналов связи.

Передача телеметрической информации между объектами электроэнергетики и диспетчерскими центрами, центрами управления сетями осуществляется без промежуточной обработки.

Для передачи информации, обеспечивающей функционирование ПА или РА, с объектов электросетевого хозяйства высшим классом напряжения 110 кВ и выше и электростанций установленной мощностью 5 МВт и более независимо от класса напряжения их присоединения к электрической сети организуется не менее двух независимых каналов связи в каждом направлении передачи информации.

Для передачи сигналов и команд ПА и РА используется дублированный режим передачи информации.

Каждый канал связи, обеспечивающий функционирование устройств РЗ, осуществляющих функцию основной защиты ЛЭП, организуется по выделенному каналу, независимому от каналов связи для других устройств РЗ той же ЛЭП.

Организация каналов связи, обеспечивающих функционирование устройств РЗ ЛЭП 220 кВ и выше, исключает возможность одновременной потери функциональности основных защит разных ЛЭП по общей причине.

Передача сигналов и команд РЗ осуществляется без промежуточной обработки.

При организации ВЧ каналов связи по фазным проводам ВЛ с совмещением передачи сигналов и команд РЗА, технологической телефонной связи и телеметрической информации, организуется приоритетная передача команд РЗА.

Каналы радиорелейной связи, ВЧ связи по ВЛ и спутниковой связи выполняются с учетом обеспечения запаса по перекрываемому затуханию с учетом неблагоприятных погодных условий (туман, изморось, гололед, дождь).

Для передачи команд РЗА ВЧ каналы связи по ВЛ дополнительно обеспечивают запас по перекрываемому затуханию при возможных КЗ на ВЛ, по проводам которой организован ВЧ канал.

При организации каналов связи выполняются условия по обеспечению электромагнитной совместимости.

Суммарное время измерения и передачи телеметрической информации не превышает:

- для передачи телеметрической информации с объектов электросетевого хозяйства высшим классом напряжения 110 кВ и выше и электростанций

установленной мощностью 5 МВт и выше независимо от класса напряжения в автоматизированные системы диспетчерского управления, комплексы противоаварийной или режимной автоматики – 1 секунды (для передачи с указанных объектов телеметрической информации о технологическом режиме работы линий электропередачи и оборудования, не являющихся объектами диспетчеризации, – 2 секунды) без учета времени обработки данных в программно-технических комплексах диспетчерского центра, комплексах противоаварийной или режимной автоматики;

– для передачи телеметрической информации с объектов электросетевого хозяйства высшим классом напряжения 110 кВ и выше, относящихся к единой национальной (общероссийской) электрической сети, в автоматизированные системы технологического управления – 1 секунды без учета времени обработки данных в программно-технических комплексах центра управления сетями.

Время передачи сигналов и команд релейной защиты и противоаварийной автоматики составляет:

– не более 10 миллисекунд – по каналам связи, организованным по волоконно-оптическим, кабельным или радиорелейным линиям связи;

– не более 25 миллисекунд – по каналам связи, организованным по каналам высокочастотной связи на одной линии электропередачи.

Время передачи команд управления РА от управляющего вычислительного комплекса ЦС (ЦКС) АРЧМ до системы автоматического регулирования частоты и активной мощности энергоблока ТЭС или ГРАМ ГЭС не превышает 1 секунды.

Время передачи команд дистанционного (теле-) управления из диспетчерских центров, центров управления сетями на объект электроэнергетики с учетом обработки команд в ПТК диспетчерских центров, центров управления сетями и на объекте электроэнергетики (до начала исполнения команд) не превышает 5 секунд.

Каналы связи, обеспечивающие функционирование РЗА, организуемые в цифровых системах передачи по ВОЛС, КЛС или РРЛ, имеют согласованные с устройствами РЗА электрические или оптические интерфейсы. Согласование интерфейсов выполняется как со стороны цифровых систем передачи, так и со стороны устройств РЗА.

Для микропроцессорных устройств РЗА, имеющих линейные оптические интерфейсы, предусматривается возможность организации их работы по выделенным оптическим волокнам волоконно-оптического кабеля при условии соответствия его протяженности ресурсным возможностям оптических интерфейсов.

При превышении допустимой протяженности, или невозможности выделения оптических волокон, организация каналов, обеспечивающих функционирование микропроцессорных устройств РЗА поволоконно-оптическим линиям связи, осуществляется через мультиплексоры цифровых систем передачи.

В случае использования субъектом электроэнергетики, потребителем электрической энергии для передачи информации, обеспечивающей функционирование АСДУ, АСТУ, комплексов и устройств РЗА, каналов связи, организованных в сетях операторов связи или технологических сетях иных лиц,

субъектом электроэнергетики (потребителем электрической энергии) обеспечивается соблюдение вышеуказанных требований в отношении таких каналов связи.

В случае потери диспетчерской телефонной связи предусматривается возможность использования диспетчером субъекта оперативно-диспетчерского управления и оперативным персоналом субъекта электроэнергетики производственно-технологической телефонной связи с возможностью выхода на телефонную сеть общего пользования и на другие ведомственные телефонные сети путем набора номера.

11. Оценка прогнозных объемов капитальных вложений в сооружение генерирующих мощностей, объектов электросетевого хозяйства, номинальный класс напряжения которых составляет 220 кВ и выше, на 2015 – 2021 годы

Объемы капитальных вложений в сооружение электроэнергетических объектов на перспективу определены в соответствии с намечаемыми вводами и структурой генерирующих мощностей электростанций.

Оценка капитальных вложений в электростанции и электросетевые объекты в разрезе ОЭС проведена в прогнозных ценах с учетом НДС (18 %) и инфляционного удорожания за рассматриваемый расчетный период до 2021 года.

Прогнозные цены рассчитывались на основе индексов-дефляторов:

– на период до 2017 года, представленных в документе «Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2015 год и на плановый период 2016 и 2017 годов» (Минэкономразвития, 26 сентября 2014 года);

– на период 2018 - 2021 годов, представленных в документе «Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года» (Минэкономразвития, 8 ноября 2013 года).

Оценка необходимых объемов капитальных вложений в строительство электростанций выполнена с учетом материалов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

В строительстве электросетевых объектов, намечаемых Схемой и программой развития ЕЭС России на 2015 – 2021 годы, в том числе сооружаемых за счет иных собственников, капитальные вложения принимались по материалам инвестиционных программ отдельных субъектов электроэнергетики (или их проектам), по проектам-аналогам, а также по стандарту «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и ПС напряжением 35 – 1150 кВ» (ПАО «ФСК ЕЭС» от 21.10.2014) за счет пересчета от базовых цен 2000 года к ценам на 01.10.2014 с использованием индексов Минстрой России (письмо от 13.11.2014 № 25374-ЮР/08).

При расчетах капитальных вложений в электросетевые объекты по «Укрупненным стоимостным показателям линий электропередачи и ПС напряжением 35 – 1150 кВ» учитывались повышающие территориальные коэффициенты к базисной стоимости электросетевых объектов.

Сроки сооружения электросетевых объектов принимались по стандарту ПАО «ФСК ЕЭС» «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции ПС и линий электропередачи» (утверждены Советом директоров ПАО «ФСК ЕЭС» 01.06.2012).

Суммарные объемы капиталовложений в развитие электроэнергетики России за период 2015 – 2021 годов оцениваются в 1 848 120,1 млн. руб., в том числе по генерирующим объектам 987 865,8 млн. руб. и электрическим сетям 220 кВ и выше 860 254,3 млн. руб.

Прогнозные объемы инвестиций в строительство электростанций в разрезе ОЭС и по типам станций, а также сводные показатели по капитальным вложениям в

сооружение электрических сетей напряжением 220 кВ и выше представлены в таблице 11.1.

В таблице 11.2 представлены сводные показатели по прогнозным капитальным вложениям в объекты электросетевого хозяйства по классам напряжения 220 кВ и выше по ОЭС и ЕЭС России за 2015 – 2021 годы.

| | | | | | | | | | |
|---|------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|----------------|------------------|
| | НИЭ | 1210,1 | 2078,3 | 8253,4 | 6696,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 18238,4 |
| ОЭС Востока | | 26435,6 | 14432,9 | 9466,7 | 18546,1 | 47198,6 | 20265,8 | 0,0 | 136345,7 |
| | ГЭС и МГЭС | 10503,4 | 10459,3 | 4878,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 25841,3 |
| | ТЭС | 15932,2 | 3973,5 | 4588,3 | 18546,1 | 47198,6 | 20265,8 | 0,0 | 110504,5 |
| ИТОГО по РФ | | 338420,5 | 264882,7 | 197824,0 | 102762,0 | 63710,8 | 20265,8 | 0,0 | 987865,8 |
| | АЭС | 91657,5 | 79034,7 | 59886,5 | 33449,3 | 15400,4 | 0,0 | 0,0 | 279428,3 |
| | ГЭС и МГЭС | 13561,2 | 11071,4 | 6727,7 | 966,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 32326,4 |
| | ГАЭС | 26012,4 | 20504,7 | 16513,8 | 7584,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 70615,2 |
| | ТЭС | 184319,8 | 126848,5 | 79136,0 | 38517,6 | 47198,6 | 20265,8 | 0,0 | 496286,4 |
| | НИЭ | 22869,6 | 27423,3 | 35560,2 | 22244,6 | 1111,9 | 0,0 | 0,0 | 109209,5 |
| Эл.сети 220 кВ и выше | | 118579,0 | 160134,7 | 154518,3 | 134892,3 | 121750,5 | 88482,1 | 81897,3 | 860254,3 |
| Всего по РФ с учетом сетей 220 кВ и выше | | 456999,4 | 425017,4 | 352342,3 | 237654,3 | 185461,3 | 108748,0 | 81897,3 | 1848120,1 |

Таблица 11.2. Сводные показатели по прогнозным капитальным вложениям в объекты электросетевого хозяйства по классам напряжения 220 кВ и выше по ОЭС и ЕЭС России за 2015 – 2021 годы в прогнозных ценах, млн. руб.

| | | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | Итого за 2015 - 2021 годы. |
|--|--------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|----------------|----------------|----------------------------|
| ОЭС Северо-Запада | | 8282,6 | 16467,5 | 18802,5 | 10972,3 | 15318,8 | 22663,4 | 17493,1 | 110000,3 |
| | 750 кВ | 6171,4 | 6460,5 | 8077,8 | 2827,3 | 5393,9 | 0,0 | 0,0 | 28930,9 |
| | 330 кВ | 1711,2 | 9407,0 | 10121,7 | 6703,3 | 8431,0 | 15446,7 | 10966,1 | 62787,0 |
| ОЭС Центра | 220 кВ | 400,0 | 600,0 | 603,0 | 1441,8 | 1493,9 | 7216,8 | 6527,0 | 18282,4 |
| | | 36340,2 | 30416,6 | 25348,0 | 23931,7 | 16895,2 | 13434,9 | 16791,8 | 163158,4 |
| | 750 кВ | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | 500 кВ | 2376,1 | 7803,0 | 7888,1 | 6551,8 | 2382,8 | 2615,8 | 5631,7 | 35249,2 |
| ОЭС Юга | 330 кВ | 653,1 | 887,7 | 178,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1718,8 |
| | 220 кВ | 33311,1 | 21725,9 | 17281,9 | 17379,9 | 14512,5 | 10819,1 | 11160,1 | 126190,4 |
| | | 19068,8 | 28182,3 | 16139,2 | 10784,0 | 11519,1 | 2618,2 | 2695,2 | 91006,9 |
| ЭС Республики Крым и г. Севастополь | 500 кВ | 9658,6 | 17313,5 | 8492,1 | 4941,7 | 8124,1 | 459,3 | 0,0 | 48989,3 |
| | 330 кВ | 1598,4 | 2057,5 | 2731,8 | 4291,6 | 716,3 | 1658,9 | 2299,1 | 15353,6 |
| | 220 кВ | 7811,8 | 8811,3 | 4915,4 | 1550,7 | 2678,7 | 500,0 | 396,1 | 26664,0 |
| ОЭС Средней Волги | | 6622,8 | 15085,5 | 5720,0 | 216,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 27644,3 |
| | 330 кВ | 1260,0 | 1260,0 | 1680,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 4200,0 |
| | 220 кВ | 5362,8 | 13825,5 | 4040,0 | 216,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 23444,3 |
| ОЭС Урала | | 3774,7 | 6683,3 | 5078,4 | 2744,7 | 2690,4 | 1038,0 | 2115,5 | 24125,1 |
| | 500 кВ | 500,0 | 1553,3 | 0,0 | 126,0 | 147,0 | 151,6 | 244,1 | 2722,1 |
| | 220 кВ | 3274,7 | 5130,0 | 5078,4 | 2618,8 | 2543,3 | 886,4 | 1871,4 | 21403,0 |
| ОЭС Сибири | | 11256,8 | 20081,7 | 28515,8 | 21770,1 | 4746,8 | 1105,7 | 13396,7 | 100873,7 |
| | 500 кВ | 1659,2 | 4313,9 | 9383,3 | 3843,1 | 204,5 | 0,0 | 1488,0 | 20891,9 |
| | 220 кВ | 9597,6 | 15767,9 | 19132,6 | 17927,1 | 4542,3 | 1105,7 | 11908,6 | 79981,8 |
| ОЭС Востока | | 19103,7 | 22804,1 | 33065,3 | 42183,9 | 43531,4 | 25724,1 | 15029,6 | 201442,1 |
| | 500 кВ | 3891,7 | 8635,0 | 8705,0 | 12294,9 | 11078,9 | 11891,4 | 9640,6 | 66137,4 |
| | 220 кВ | 15212,0 | 14169,0 | 24360,3 | 29888,9 | 32452,5 | 13832,8 | 5389,1 | 135304,7 |
| ОЭС Востока | | 14129,4 | 20413,7 | 21849,1 | 22289,5 | 27048,8 | 21897,8 | 14375,3 | 142003,6 |
| | 500 кВ | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5881,1 | 7031,8 | 0,0 | 12913,0 |
| | 220 кВ | 14129,4 | 20413,7 | 21849,1 | 22289,5 | 21167,7 | 14865,9 | 14375,3 | 129090,6 |
| ИТОГО | | 118579,0 | 160134,7 | 154518,3 | 134892,3 | 121750,5 | 88482,1 | 81897,3 | 860254,3 |
| | 750 кВ | 6171,4 | 6460,5 | 8077,8 | 2827,3 | 5393,9 | 0,0 | 0,0 | 28930,9 |
| | 500 кВ | 18085,6 | 39618,7 | 34468,4 | 27757,4 | 27818,3 | 22149,9 | 17004,5 | 186902,8 |
| | 330 кВ | 5222,6 | 13612,2 | 14711,5 | 10994,9 | 9147,3 | 17105,6 | 13265,2 | 84059,3 |
| | 220 кВ | 89099,3 | 100443,4 | 97260,6 | 93312,7 | 79391,0 | 49226,6 | 51627,6 | 560361,2 |

Вывод:

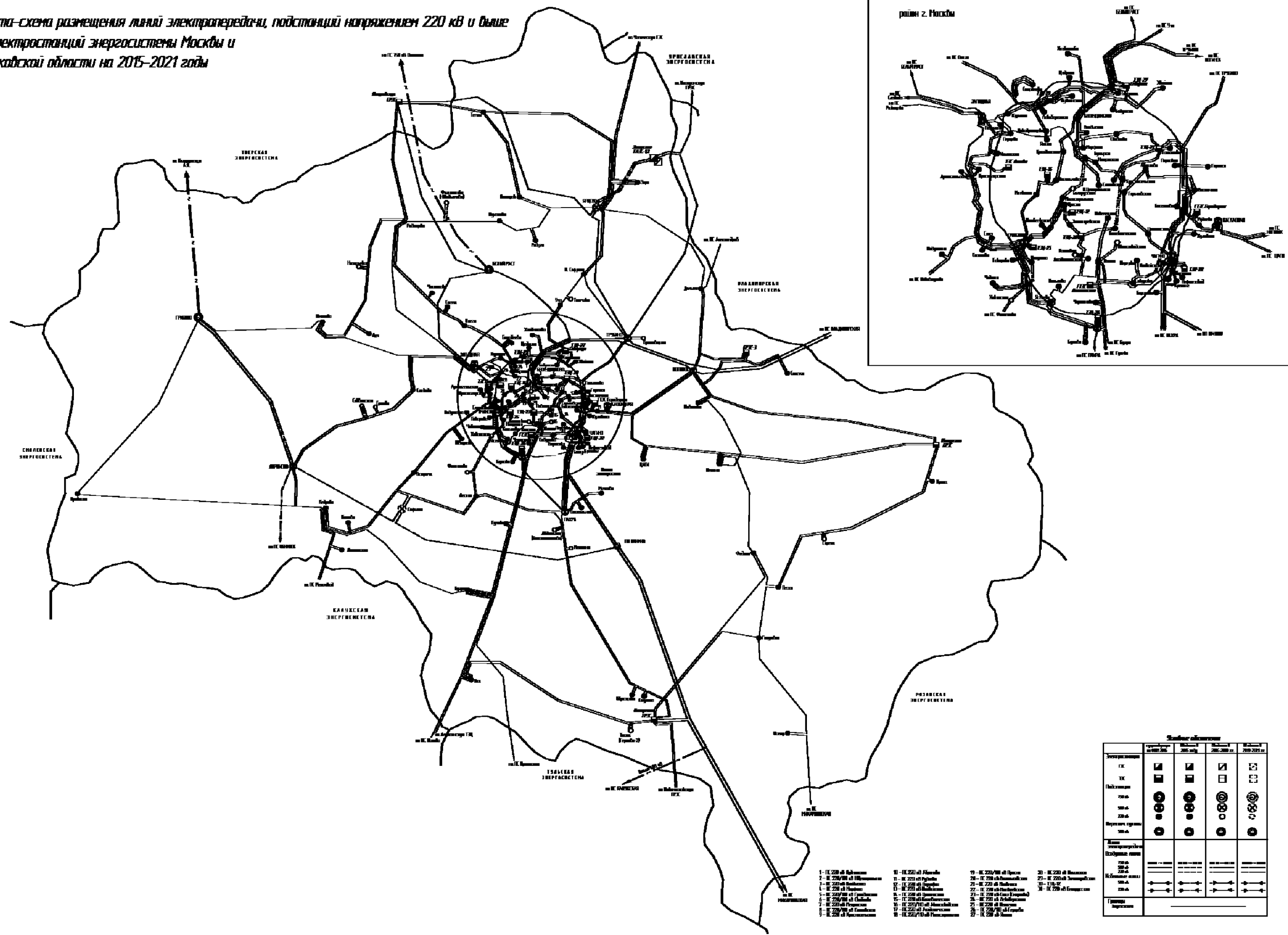
Суммарные капиталовложения в развитие ЕЭС России на период 2015 – 2021 годов прогнозируются в объеме 1 848 120,1 млн. руб., в том числе в части генерирующих мощностей электрических станций –987 865,8 млн. руб., объектов электросетевого хозяйства, номинальный класс напряжения которых составляет 220 кВ и выше –860 254,3 млн. руб.

12. Схема развития ЕЭС России

Схема развития ЕЭС России состоит из следующих карт-схем:

1. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Северо-Запада на 2015 – 2021 годы;
2. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы города Санкт-Петербург и Ленинградской области на 2015 – 2021 годы (по городу Санкт-Петербургу);
3. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы города Санкт-Петербург и Ленинградской области на 2015 – 2021 годы (по Ленинградской области);
4. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Центра на 2015 – 2021 годы;
5. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы города Москва и Московской области на 2015 – 2021 годы;
6. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Средней Волги на 2015 – 2021 годы;
7. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Юга на 2015 – 2021 годы;
8. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций Республики Крым и города Севастополь на 2015 – 2021 годы;
9. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Урала на 2015 – 2021 годы;
10. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Тюменской области на 2015 – 2021 годы;
11. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Ямало-Ненецкого автономного округа на 2015 – 2021 годы;
12. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Ханты-Мансийского автономного округа на 2015 – 2021 годы;
13. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Сибири на 2015 – 2021 годы;
14. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций Восточной Сибири на 2015 – 2021 годы;
15. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Востока на 2015 – 2021 годы.

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Москвы и Московской области на 2015–2021 годы



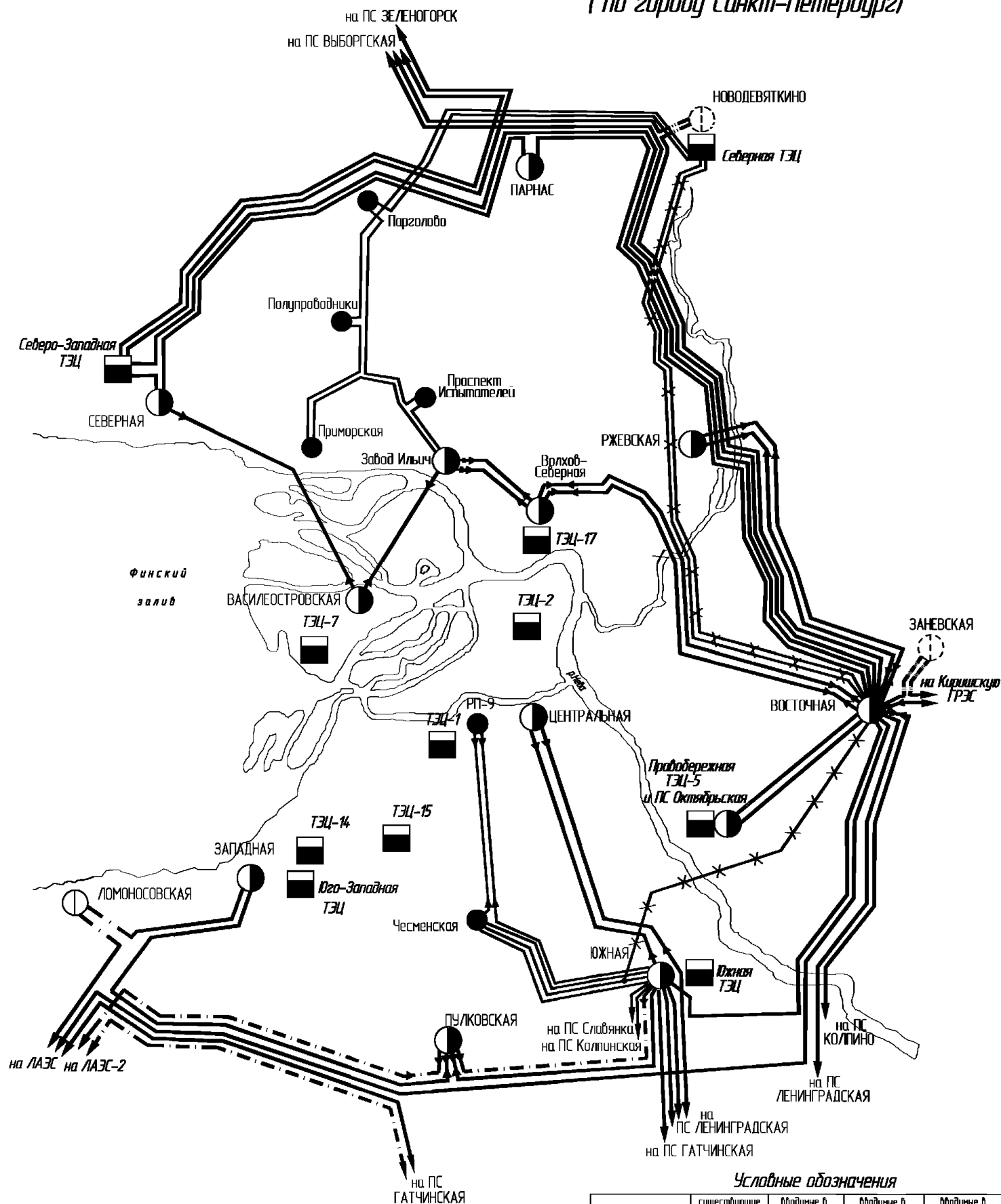
- 1 - ЛЭП 220 кВ без трансформатора
- 2 - ЛЭП 220/110 кВ с трансформатором
- 3 - ЛЭП 220 кВ с трансформатором
- 4 - ЛЭП 220 кВ без трансформатора
- 5 - ЛЭП 220/110 кВ с трансформатором
- 6 - ЛЭП 220/110 кВ с трансформатором
- 7 - ЛЭП 220 кВ с трансформатором
- 8 - ЛЭП 220/110 кВ с трансформатором
- 9 - ЛЭП 220/110 кВ с трансформатором
- 10 - ЛЭП 220 кВ с трансформатором
- 11 - ЛЭП 220 кВ с трансформатором
- 12 - ЛЭП 220 кВ с трансформатором
- 13 - ЛЭП 220/110 кВ с трансформатором
- 14 - ЛЭП 220 кВ с трансформатором
- 15 - ЛЭП 220/110 кВ с трансформатором
- 16 - ЛЭП 220 кВ с трансформатором
- 17 - ЛЭП 220 кВ с трансформатором
- 18 - ЛЭП 220/110 кВ с трансформатором
- 19 - ЛЭП 220/110 кВ с трансформатором
- 20 - ЛЭП 220 кВ с трансформатором
- 21 - ЛЭП 220 кВ с трансформатором
- 22 - ЛЭП 220 кВ с трансформатором
- 23 - ЛЭП 220 кВ с трансформатором
- 24 - ЛЭП 220 кВ с трансформатором
- 25 - ЛЭП 220 кВ с трансформатором
- 26 - ЛЭП 220 кВ с трансформатором
- 27 - ЛЭП 220 кВ с трансформатором

Символ обозначения

| Объект | Напряжение, кВ | | | |
|------------------------|----------------|-----|----|-----|
| | 220 | 110 | 10 | 0,4 |
| ЛЭП без трансформатора | — | — | — | — |
| ЛЭП с трансформатором | — | — | — | — |
| Подстанция | — | — | — | — |
| Электростанция | — | — | — | — |

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области на 2015–2021 годы

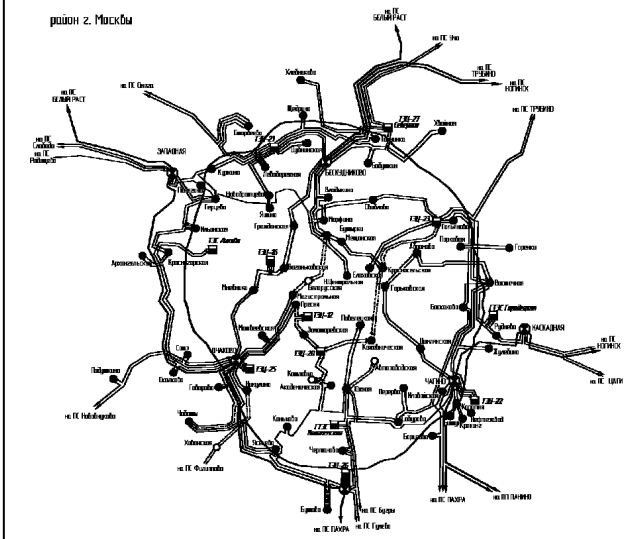
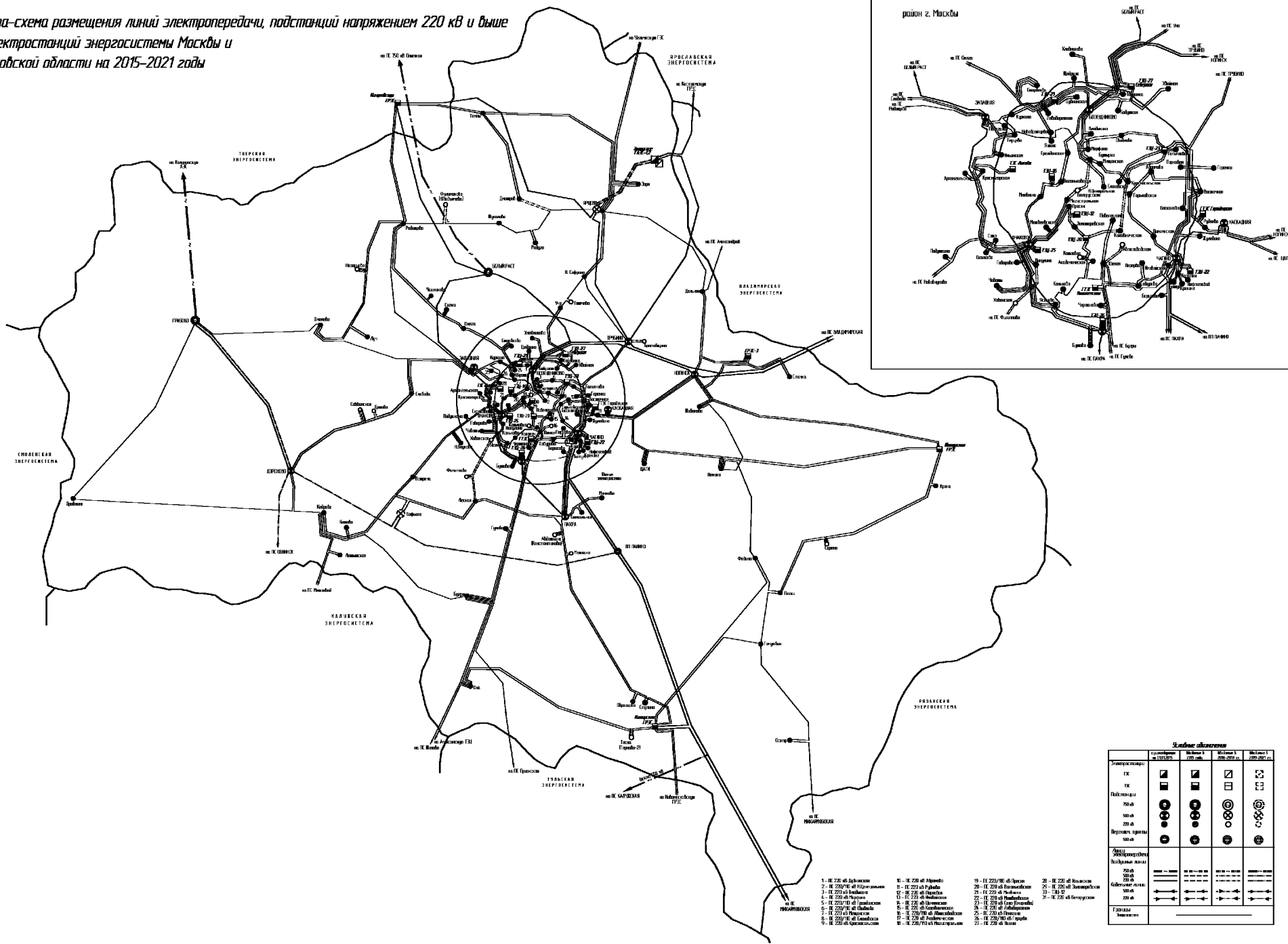
(по городу Санкт-Петербургу)



Условные обозначения

| | существующие на 01.01.2015 | вводимые в 2015 году | вводимые в 2016–2018 гг. | вводимые в 2019–2021 гг. |
|------------------------------|----------------------------|----------------------|--------------------------|--------------------------|
| Электростанции ТЭС | ■ | ▨ | □ | □ |
| Подстанции 330 кВ | ● | ⊙ | ○ | ○ |
| Подстанции 220 кВ | ● | ● | ○ | ○ |
| Линии электропередачи 330 кВ | — | — | — | — |
| Линии электропередачи 220 кВ | — | — | — | — |
| Кабельные линии 330 кВ | — | — | — | — |

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Москвы и Московской области на 2015–2021 годы

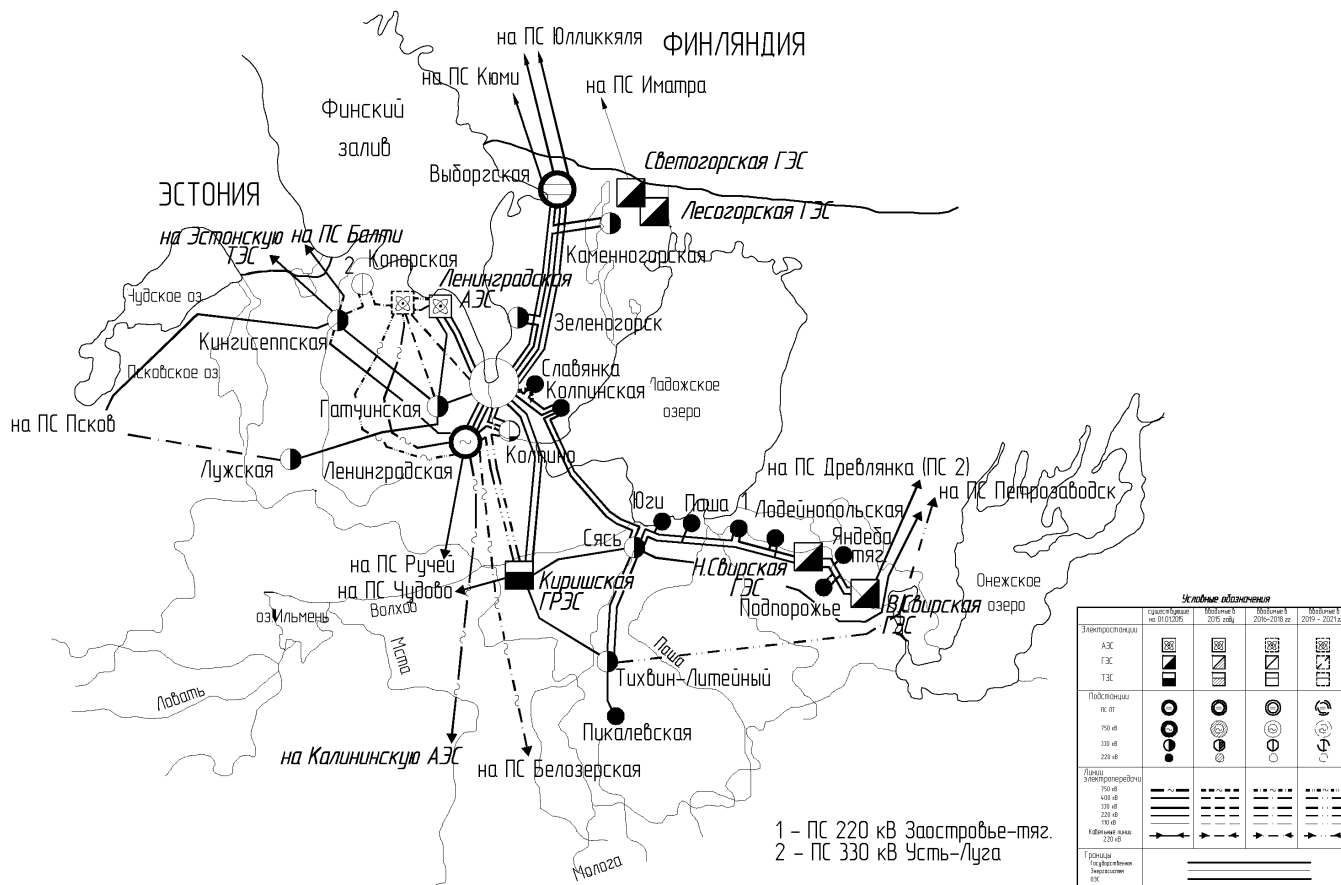


Символ обозначения

| Элемент системы | Символ обозначения | Символ обозначения | Символ обозначения | Символ обозначения |
|----------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| ЛЭП | ☐ | ☐ | ☐ | ☐ |
| ПК | ☐ | ☐ | ☐ | ☐ |
| Подстанция | ⊙ | ⊙ | ⊙ | ⊙ |
| 750 кВ | ⊙ | ⊙ | ⊙ | ⊙ |
| 500 кВ | ⊙ | ⊙ | ⊙ | ⊙ |
| Воздушная линия | — | — | — | — |
| Кабельная линия | — | — | — | — |
| Городская магистраль | — | — | — | — |
| Водопровод | — | — | — | — |
| Газопровод | — | — | — | — |
| Теплопровод | — | — | — | — |
| Железнодорожная линия | — | — | — | — |
| Автомобильная дорога | — | — | — | — |
| Граница Московской области | — | — | — | — |
| Граница Москвы | — | — | — | — |

- 1 - И. 220 кВ Боровский
- 2 - И. 220 кВ П. 220 кВ/И. 220 кВ
- 3 - И. 220 кВ Боровский
- 4 - И. 220 кВ Боровский
- 5 - И. 220 кВ/И. 220 кВ
- 6 - И. 220 кВ Боровский
- 7 - И. 220 кВ Боровский
- 8 - И. 220 кВ Боровский
- 9 - И. 220 кВ Боровский
- 10 - И. 220 кВ Боровский
- 11 - И. 220 кВ Боровский
- 12 - И. 220 кВ Боровский
- 13 - И. 220 кВ Боровский
- 14 - И. 220 кВ Боровский
- 15 - И. 220 кВ Боровский
- 16 - И. 220 кВ Боровский
- 17 - И. 220 кВ Боровский
- 18 - И. 220 кВ Боровский
- 19 - И. 220 кВ Боровский
- 20 - И. 220 кВ Боровский
- 21 - И. 220 кВ Боровский
- 22 - И. 220 кВ Боровский
- 23 - И. 220 кВ Боровский
- 24 - И. 220 кВ Боровский
- 25 - И. 220 кВ Боровский
- 26 - И. 220 кВ Боровский
- 27 - И. 220 кВ Боровский

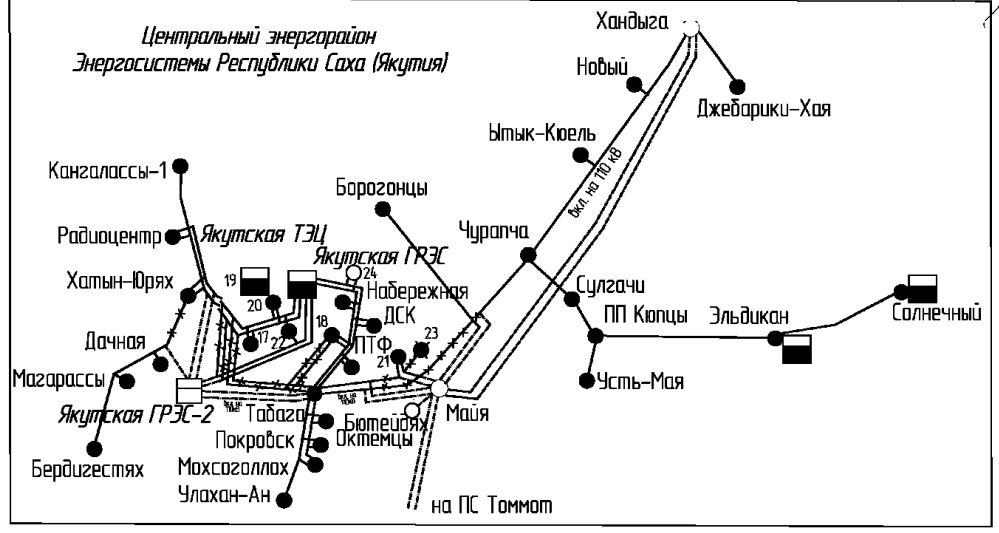
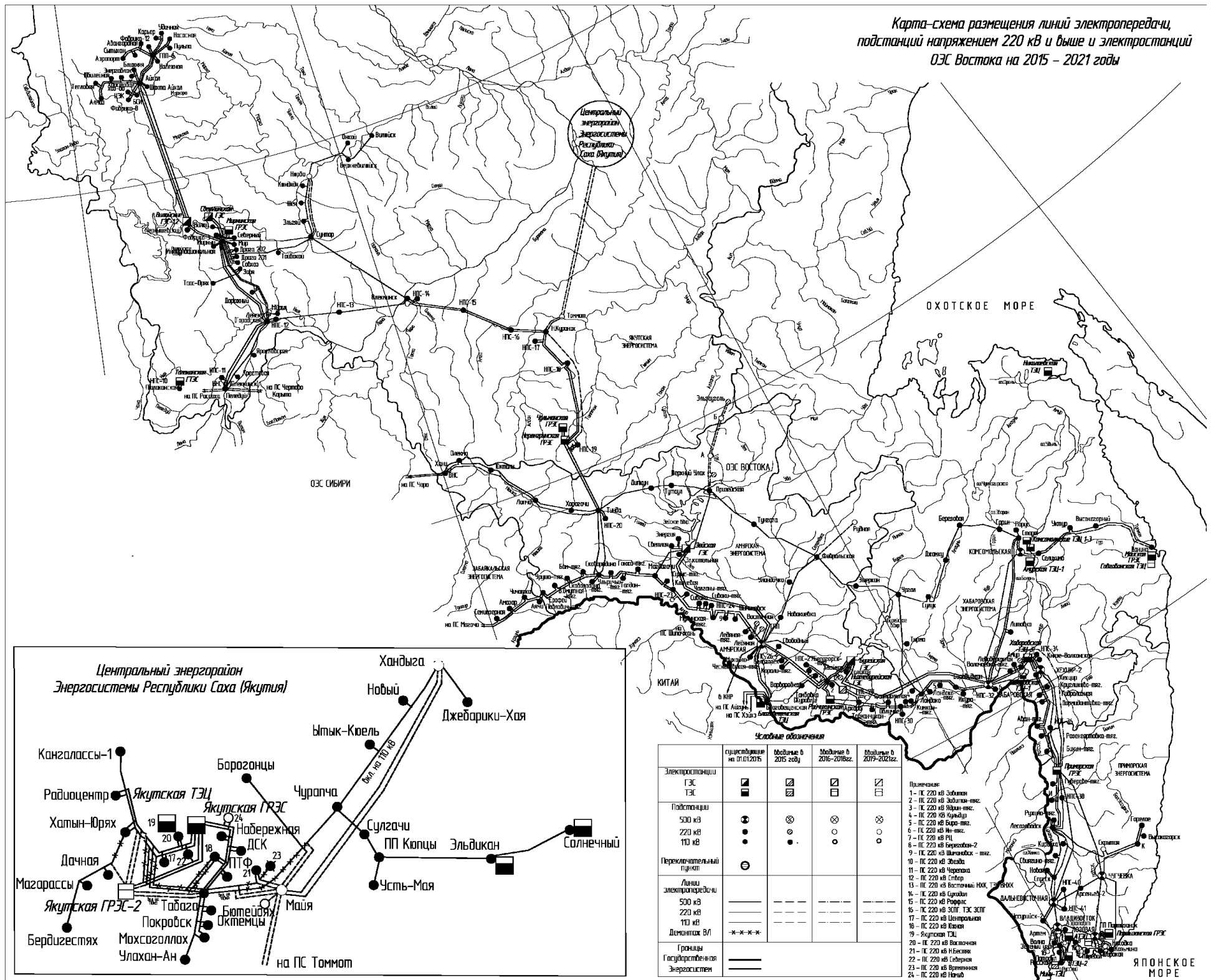
Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций Ленинградской энергосистемы на 2015–2021 годы



Условные обозначения

| | конец 2015 года на 01.01.2016 | конец 2015 года | конец 2016-2018 гг. | конец 2019-2021 гг. |
|---|--------------------------------------|-----------------|---------------------|---------------------|
| Электростанции | АЭС ГЭС ТЭС | | | |
| Подстанции к. пт | 750 кВ 330 кВ 220 кВ | | | |
| Линии электропередачи | 750 кВ 330 кВ 220 кВ 110 кВ | | | |
| Направление тока | | | | |
| Границы показателей финансирования ВЭС | | | | |

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Востока на 2015 – 2021 годы

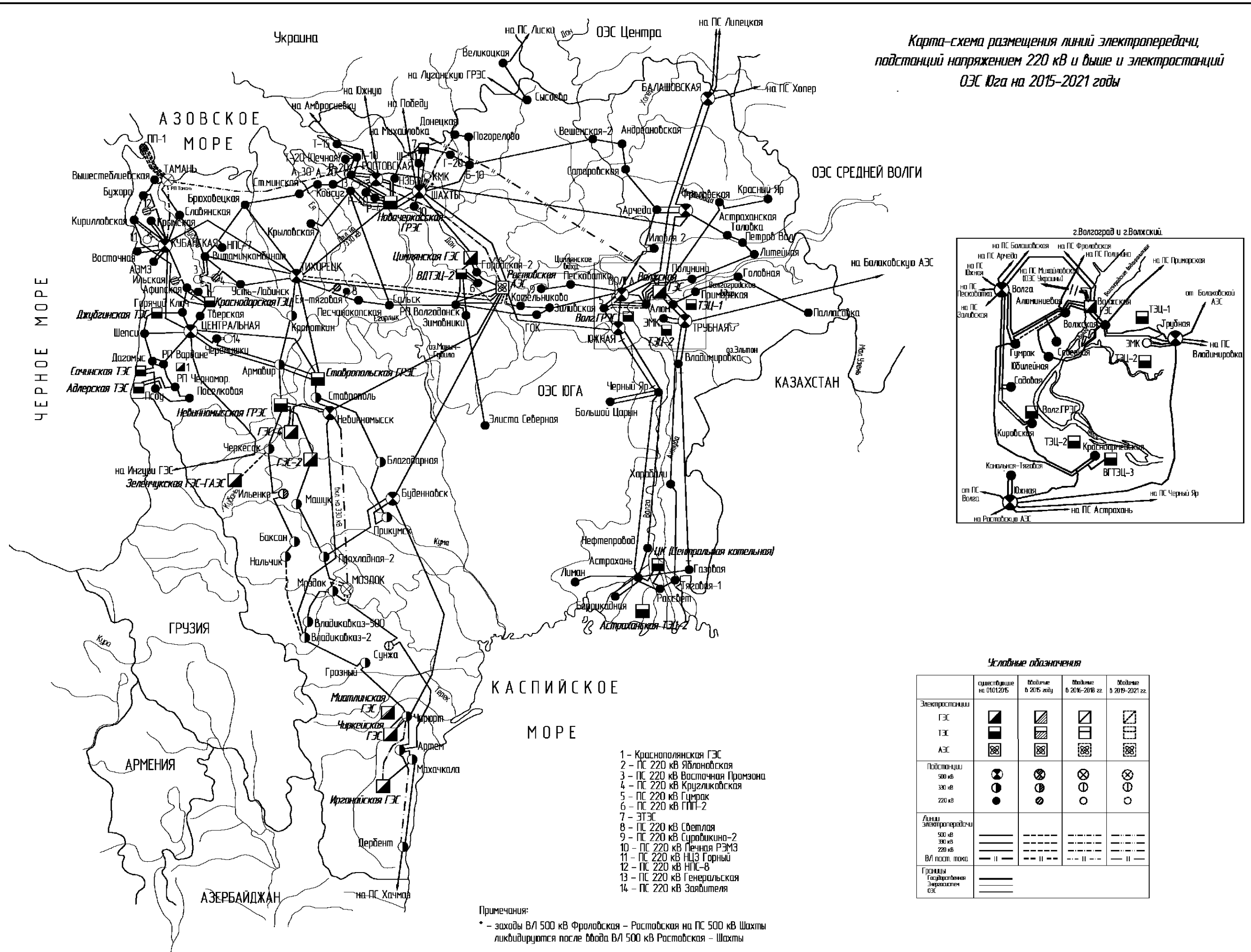


Условные обозначения

| Электростанция | существующие на 01.01.2015 | Модуль в 2015 году | Модуль в 2016-2018гг. | Модуль в 2019-2021гг. |
|---------------------------------------|----------------------------|--------------------|-----------------------|-----------------------|
| ГЭС | ☑ | ☒ | ☐ | ☐ |
| ТЭС | ■ | ▣ | □ | □ |
| Подстанции | | | | |
| 500 кВ | ⊙ | ⊗ | ⊗ | ⊗ |
| 220 кВ | ● | ● | ○ | ○ |
| 110 кВ | • | • | ○ | ○ |
| Переключательный пункт | ⊕ | | | |
| Линии электропередачи | | | | |
| 500 кВ | — | — | — | — |
| 220 кВ | — | — | — | — |
| 110 кВ | — | — | — | — |
| Двухконтур ВЛ | —x—x—x— | | | |
| Границы Государственной Энергосистемы | — | | | |

- Пояснения:**
- 1 – ПК 220 кВ Зейская
 - 2 – ПК 220 кВ Зейская-мост
 - 3 – ПК 220 кВ Ядрин-мост
 - 4 – ПК 220 кВ Курьинский
 - 5 – ПК 220 кВ Буре-мост
 - 6 – ПК 220 кВ Ит-мост
 - 7 – ПК 220 кВ РЧ
 - 8 – ПК 220 кВ Березовка-2
 - 9 – ПК 220 кВ Шеманьск-мост
 - 10 – ПК 220 кВ Зейская
 - 11 – ПК 220 кВ Черепань
 - 12 – ПК 220 кВ Сибирь
 - 13 – ПК 220 кВ Восточный НОК ТЭЦ-1
 - 14 – ПК 220 кВ Сурица
 - 15 – ПК 220 кВ Рорфис
 - 16 – ПК 220 кВ ЗСП ТЭЦ ЗСП
 - 17 – ПК 220 кВ Центральная
 - 18 – ПК 220 кВ Ковья
 - 19 – Якутская ТЭЦ
 - 20 – ПК 220 кВ Восточная
 - 21 – ПК 220 кВ Новосибирск
 - 22 – ПК 220 кВ Сибирская
 - 23 – ПК 220 кВ Временная
 - 24 – ПК 220 кВ Новый

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Юга на 2015-2021 годы



- 1 - Краснополянская ГЭС
- 2 - ПС 220 кВ Яблоновская
- 3 - ПС 220 кВ Восточная Промзона
- 4 - ПС 220 кВ Кругликовская
- 5 - ПС 220 кВ Гумрак
- 6 - ПС 220 кВ ГПП-2
- 7 - ЭТЭС
- 8 - ПС 220 кВ Светлая
- 9 - ПС 220 кВ Суражичина-2
- 10 - ПС 220 кВ Лечная РЭМЗ
- 11 - ПС 220 кВ НЦЗ Горный
- 12 - ПС 220 кВ НПС-8
- 13 - ПС 220 кВ Генеральская
- 14 - ПС 220 кВ Заявителя

Примечания:
 * - заходы ВЛ 500 кВ Фроловская - Ростовская на ПС 500 кВ Шахты ликвидируются после ввода ВЛ 500 кВ Ростовская - Шахты

Условные обозначения

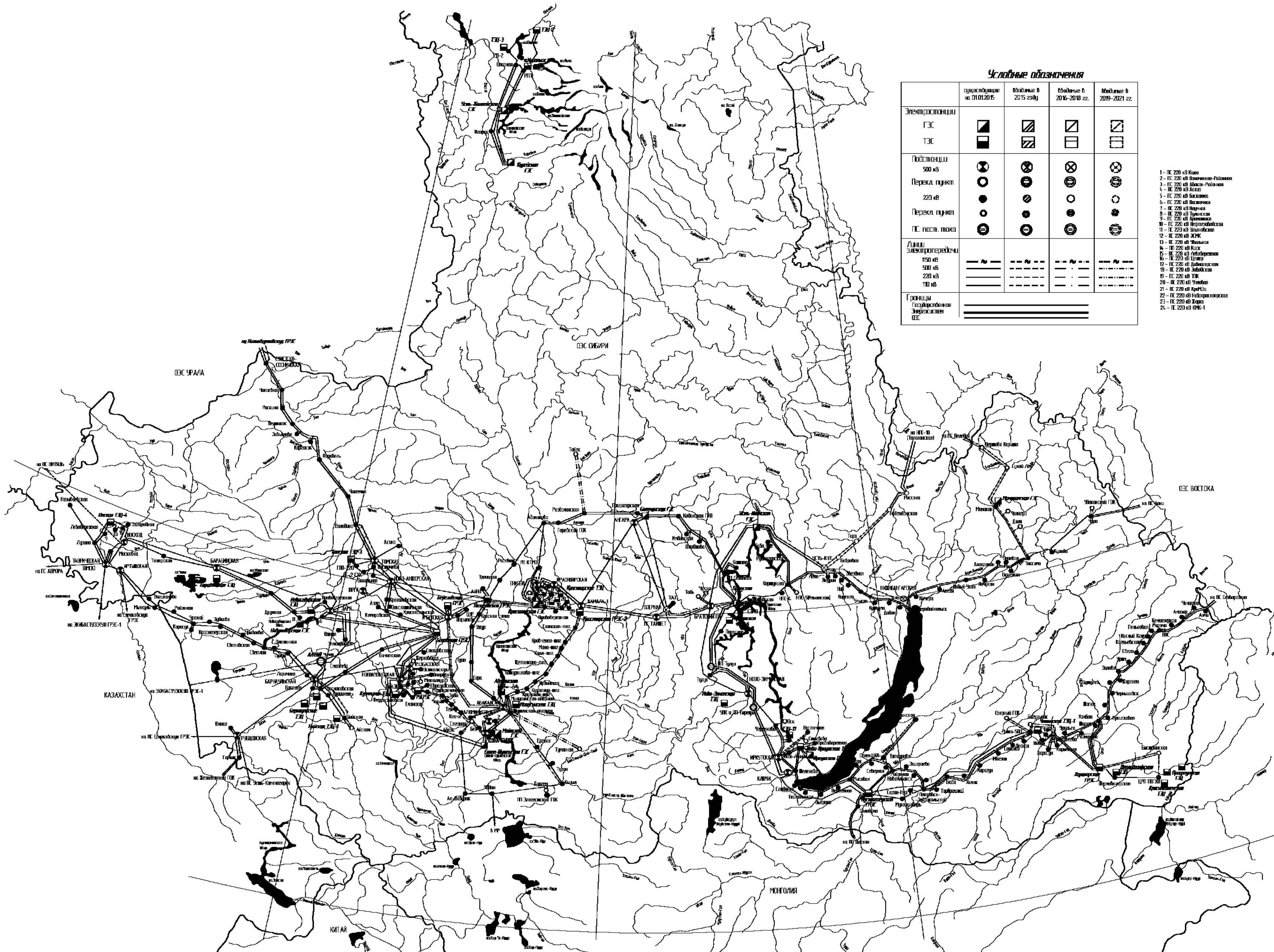
| | существующие на 01.01.2015 | Модерне в 2015 году | Модерне в 2016-2018 гг. | Модерне в 2019-2021 гг. |
|--|----------------------------|---------------------|-------------------------|-------------------------|
| Электростанции | | | | |
| ГЭС | ■ | ▨ | ▩ | ▪ |
| ТЭС | ■ | ▨ | ▩ | ▪ |
| АЭС | ⊗ | ⊗ | ⊗ | ⊗ |
| Подстанции | | | | |
| 500 кВ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | ⊗ |
| 330 кВ | ● | ● | ○ | ○ |
| 220 кВ | ● | ● | ○ | ○ |
| Линии электропередачи | | | | |
| 500 кВ | ===== | ===== | ===== | ===== |
| 330 кВ | ===== | ===== | ===== | ===== |
| 220 кВ | ===== | ===== | ===== | ===== |
| ВЛ подв. тока | — — | — — | — — | — — |
| Границы Государственных Электросетей ОЭС | ===== | | | |

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ЭЭС Сибири на 2015-2021 годы

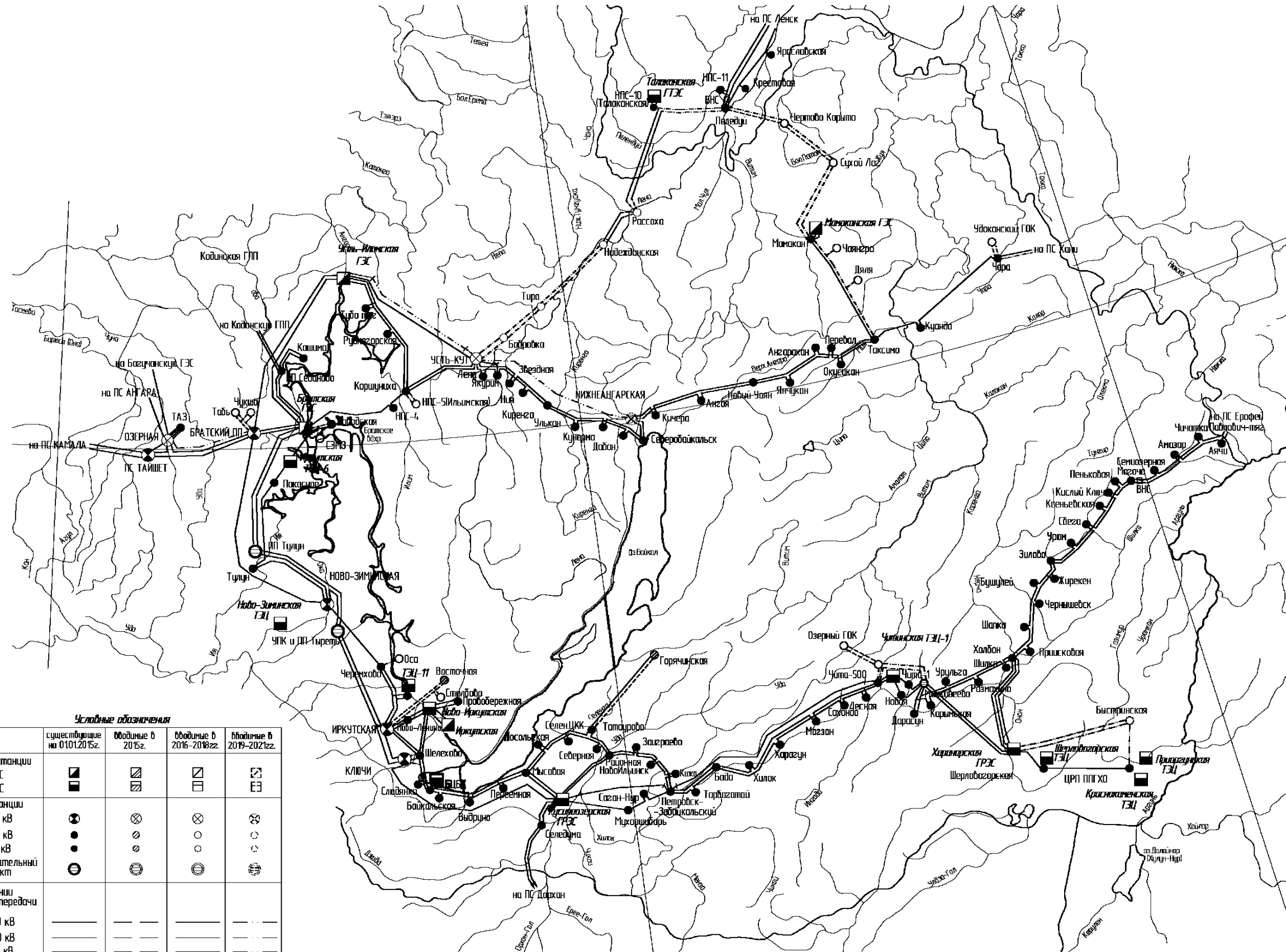
Условные обозначения

| Электростанции | существующие на 01.01.2015 | планируемые в 2015 году | планируемые в 2016-2018 гг. | планируемые в 2019-2021 гг. |
|-------------------------------|----------------------------|-------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| ГЭС | | | | |
| ТЭС | | | | |
| Подстанции | | | | |
| 500 кВ | | | | |
| Переключательный пункт 220 кВ | | | | |
| Переключательный пункт 110 кВ | | | | |
| Линии электропередачи | | | | |
| 150 кВ | | | | |
| 500 кВ | | | | |
| 220 кВ | | | | |
| 110 кВ | | | | |
| Границы государств | | | | |
| ГЭС | | | | |

- 1 - ЛЭ 220 кВ Копь
- 2 - ЛЭ 220 кВ Давыдовское-Рыбинск
- 3 - ЛЭ 220 кВ Алтай-Рыбинск
- 4 - ЛЭ 220 кВ Асино
- 5 - ЛЭ 220 кВ Барнаул
- 6 - ЛЭ 220 кВ Кемерово
- 7 - ЛЭ 220 кВ Красноярск
- 8 - ЛЭ 220 кВ Иркутск
- 9 - ЛЭ 220 кВ Новосибирск
- 10 - ЛЭ 220 кВ Новосибирск
- 11 - ЛЭ 220 кВ Новосибирск
- 12 - ЛЭ 220 кВ Омск
- 13 - ЛЭ 220 кВ Омск
- 14 - ЛЭ 220 кВ Кузнецк
- 15 - ЛЭ 220 кВ Кемерово
- 16 - ЛЭ 220 кВ Кемерово
- 17 - ЛЭ 220 кВ Кемерово
- 18 - ЛЭ 220 кВ Кемерово
- 19 - ЛЭ 220 кВ ТЭЦ
- 20 - ЛЭ 220 кВ ТЭЦ
- 21 - ЛЭ 220 кВ ТЭЦ
- 22 - ЛЭ 220 кВ ТЭЦ
- 23 - ЛЭ 220 кВ ТЭЦ
- 24 - ЛЭ 220 кВ ТЭЦ



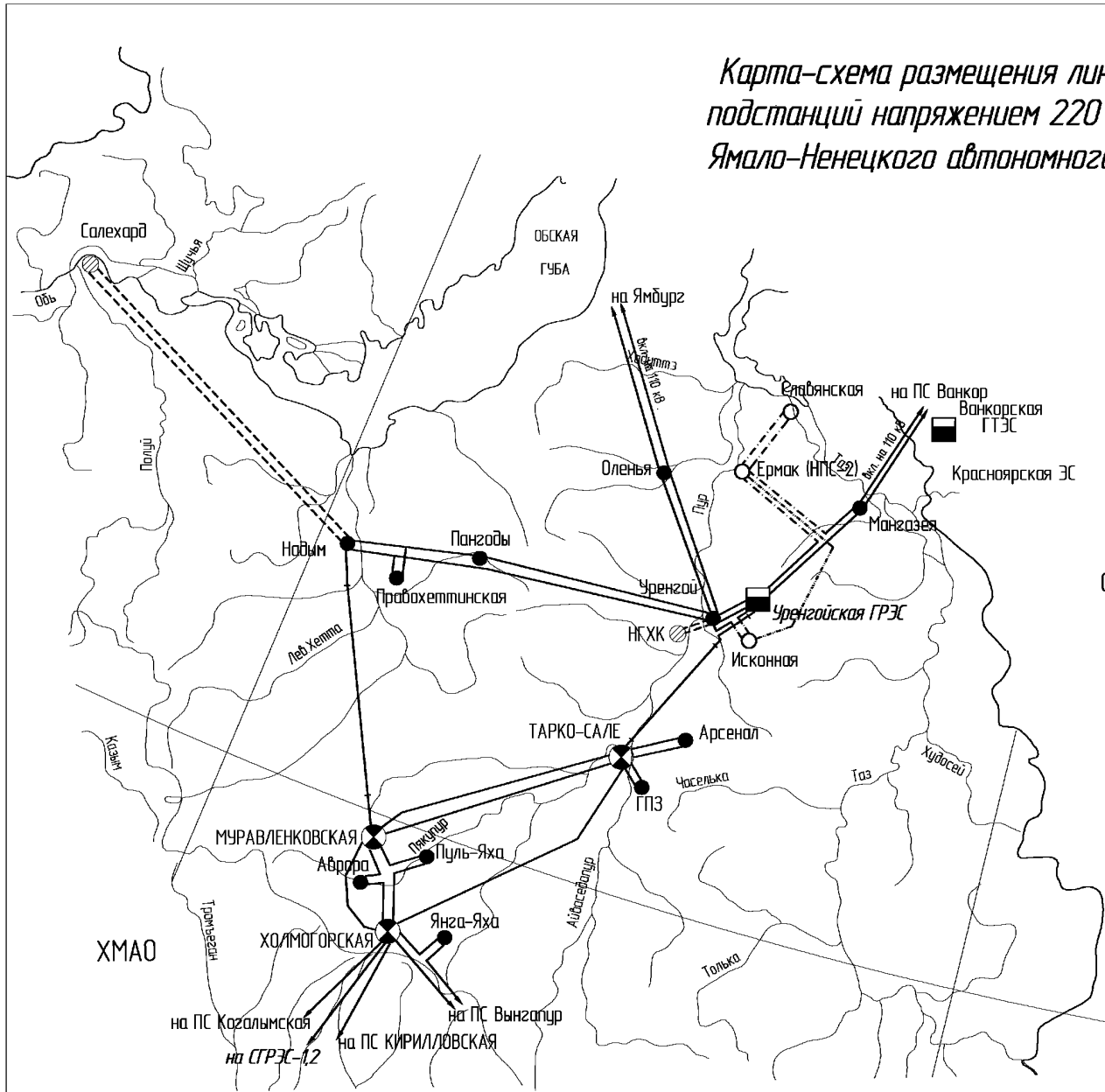
Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций Восточной Сибири на 2015–2021 годы



Условные обозначения

| | существующие на 01.01.2015г. | вводимые в 2016-2018гг. | вводимые в 2019-2021гг. | вводимые в 2021-2022гг. |
|---|------------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Электростанции ГЭС ТЭС | ■ | ▨ | ▩ | ▪ |
| Подстанции 500 кВ 220 кВ 110 кВ | ● | ⊗ | ○ | ⊙ |
| Переключательный пункт | ⊕ | ⊗ | ⊕ | ⊗ |
| Линии электропередачи 500 кВ 220 кВ 110 кВ | — | — | — | — |
| Границы государственной энергосистем стран | — | — | — | — |

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций Ямало-Ненецкого автономного округа на 2015-2021 годы

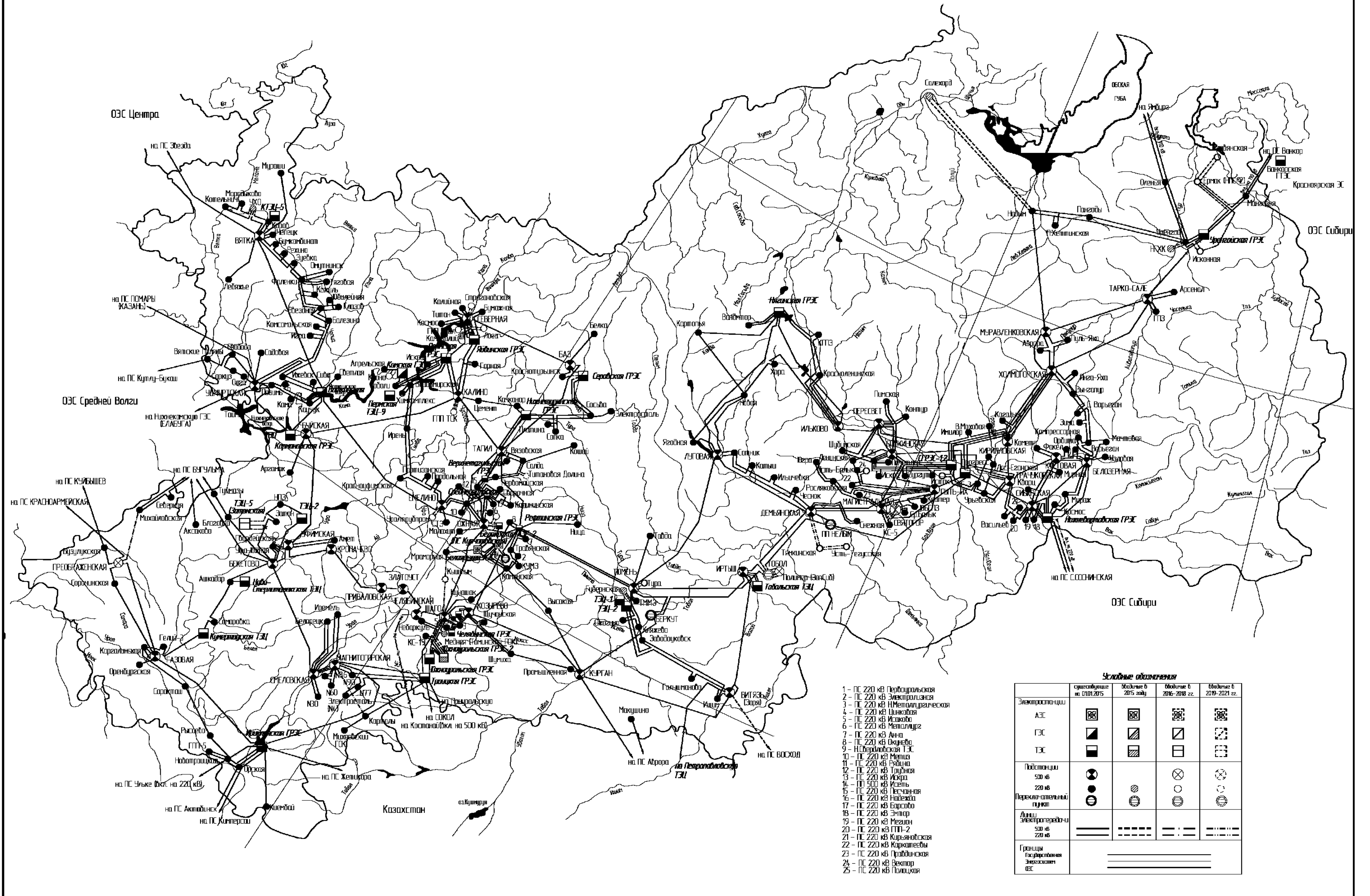


ОЭС СИБИРИ

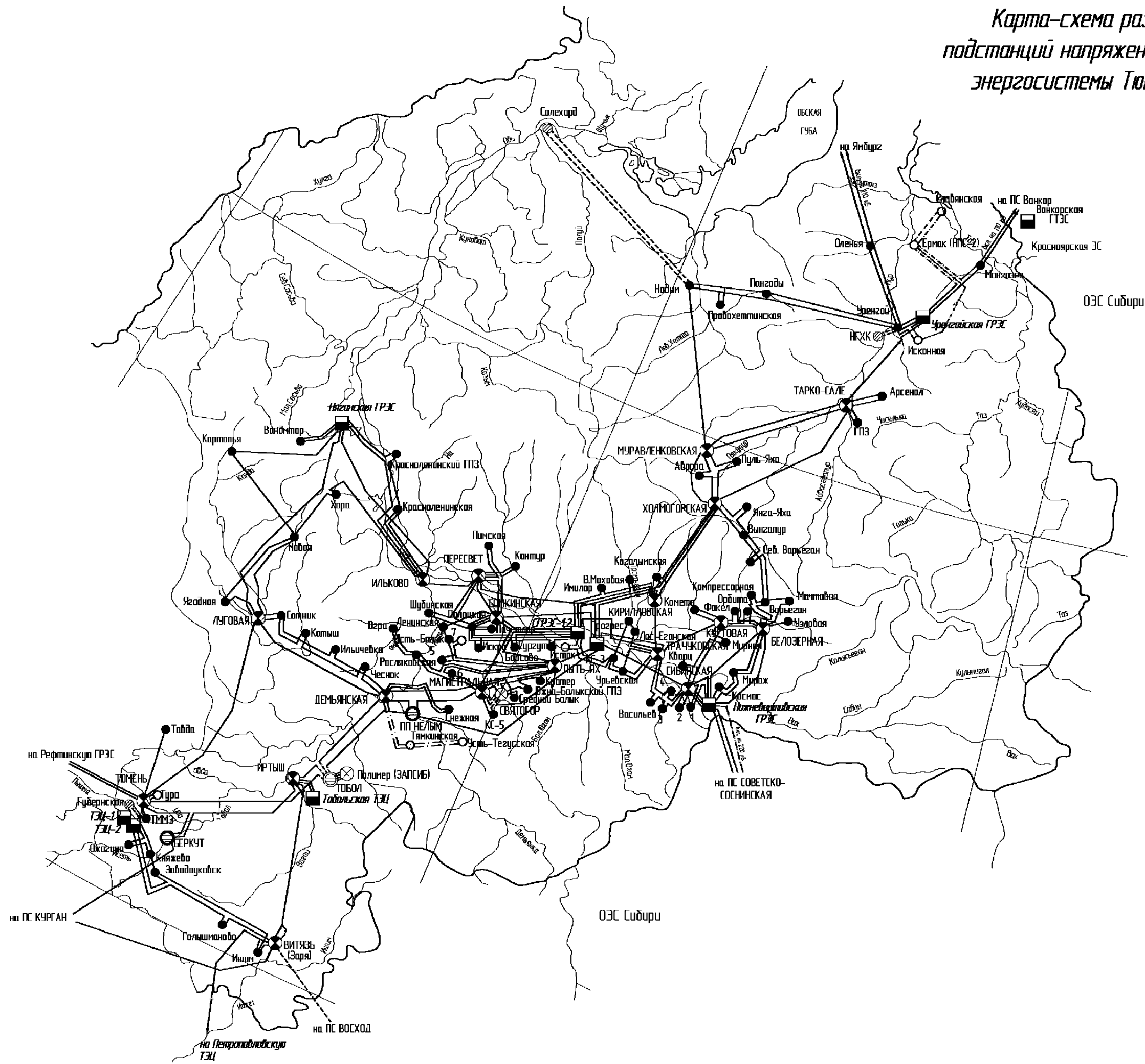
Условные обозначения

| | существующие на 01.01.2015 г. | областные в 2015 г. | областные в 2016-2018 гг. | областные в 2019 - 2021 гг. |
|---|-------------------------------|---------------------|---------------------------|-----------------------------|
| Электростанции | | | | |
| АЭС | | | | |
| ГЭС | | | | |
| ТЭС | | | | |
| Подстанции | | | | |
| 500 кВ | | | | |
| 220 кВ | | | | |
| Переключательный пункт | | | | |
| Линии электропередачи | | | | |
| 500 кВ | | | | |
| 220 кВ | | | | |
| Границы Государственной Энергосистемы ОЭС | | | | |

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Урала на 2015-2021 годы



**Карта-схема размещения линий электропередачи,
подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций
энергосистемы Тюменской области на 2015–2021 годы**

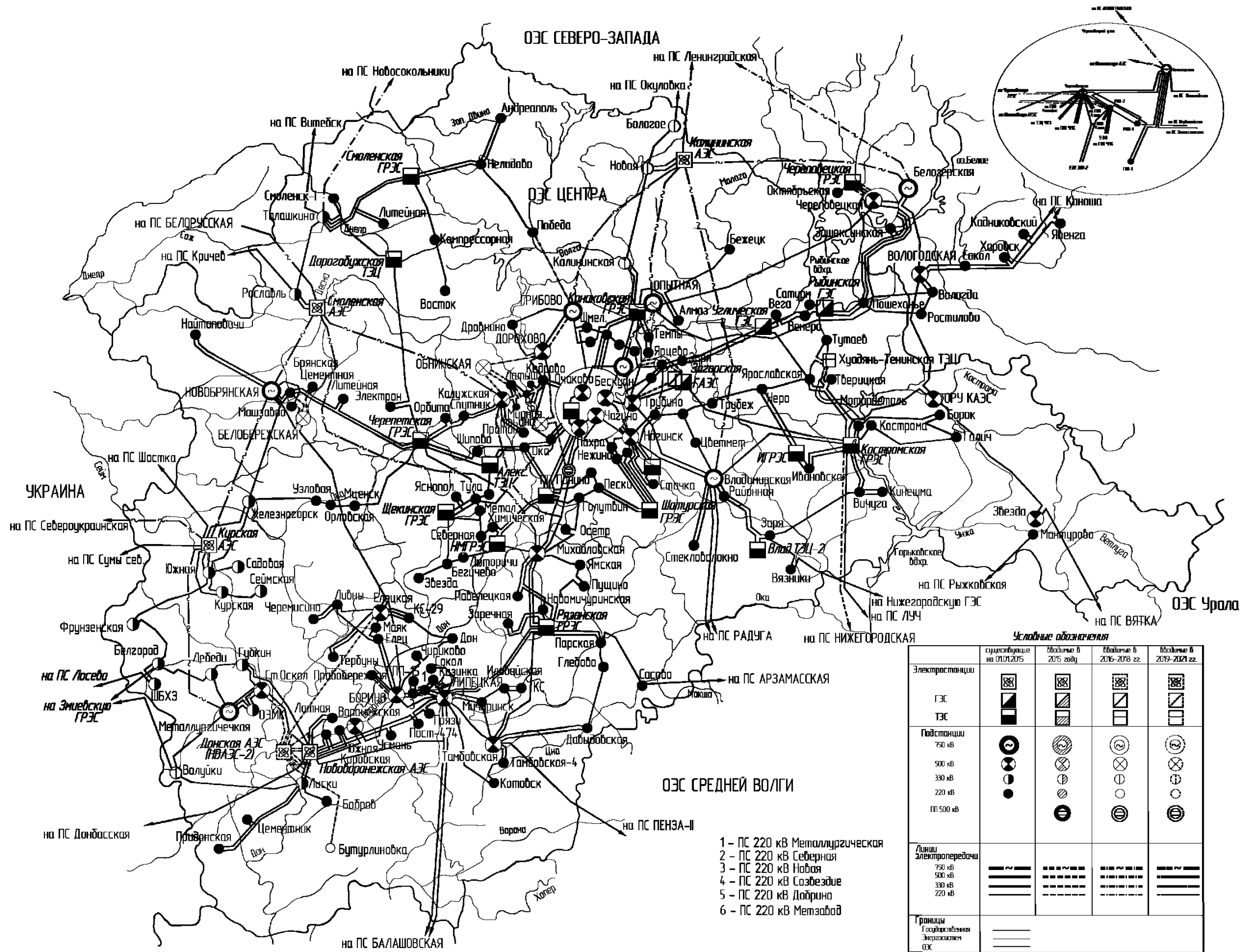


Условные обозначения

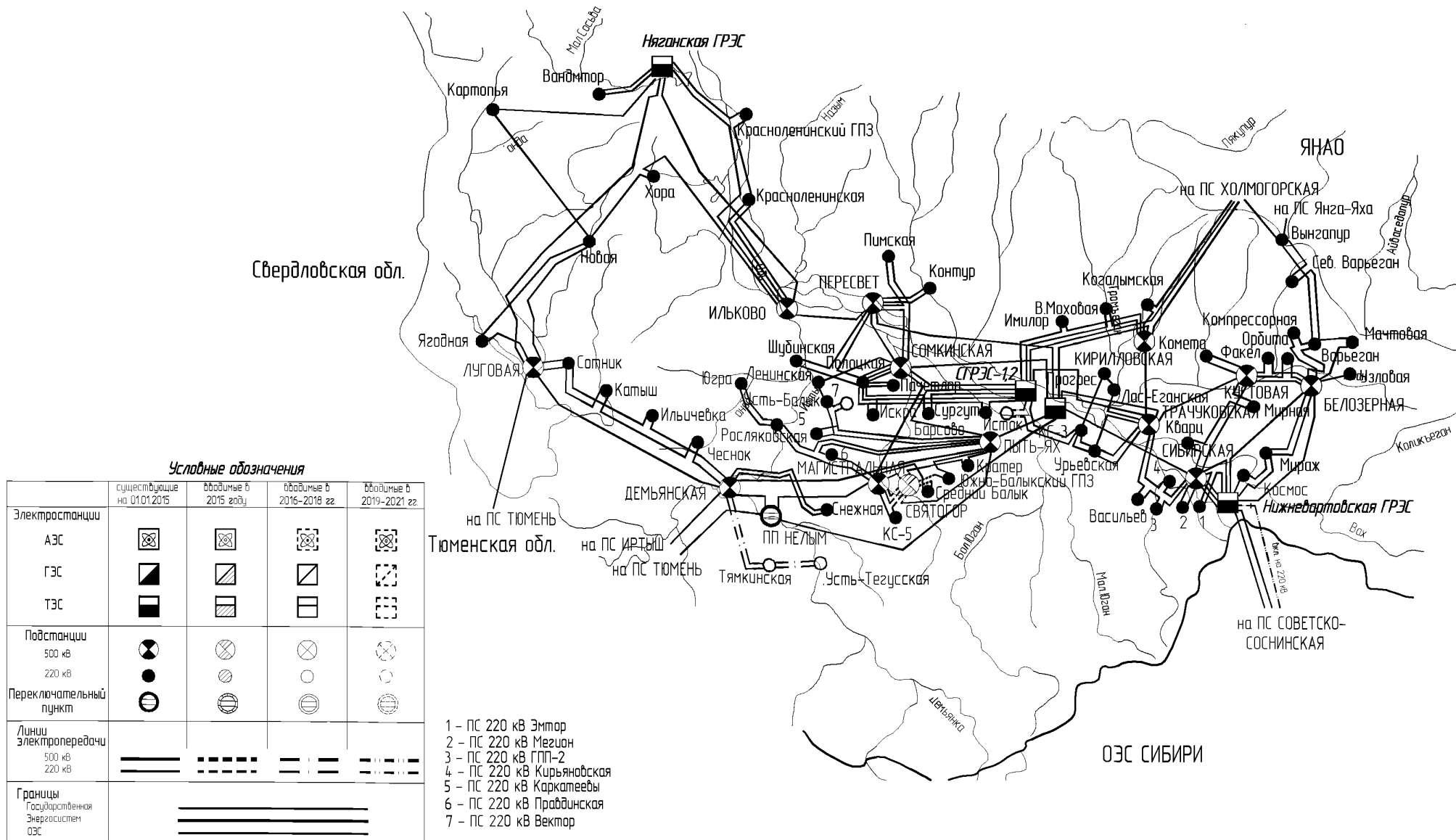
| | существующие на 01.01.2015 г. | объекты 0 2015 г. | объекты 0 2016-2018 гг. | объекты 0 2019 - 2021 гг. |
|--|----------------------------------|----------------------|----------------------------|------------------------------|
| Электростанции | | | | |
| АЭС | | | | |
| ГЭС | | | | |
| ТЭС | | | | |
| Подстанции 500 кВ | | | | |
| 220 кВ | | | | |
| Переключательный пункт | | | | |
| Линии электропередачи 500 кВ | | | | |
| 220 кВ | | | | |
| Границы Гидроэнергетической Энергосистемы ОЭС | | | | |

- 1 – ПС 220 кВ Энтор
- 2 – ПС 220 кВ Межон
- 3 – ПС 220 кВ ГПП-2
- 4 – ПС 220 кВ Курьяновская
- 5 – ПС 220 кВ Каряковская
- 6 – ПС 220 кВ Провднская
- 7 – ПС 220 кВ Вектор

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Центра на 2015–2021 годы



Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Ханты-Мансийского автономного округа на 2015–2021 годы



Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Республики Крым и города Севастополя на 2015–2021 годы

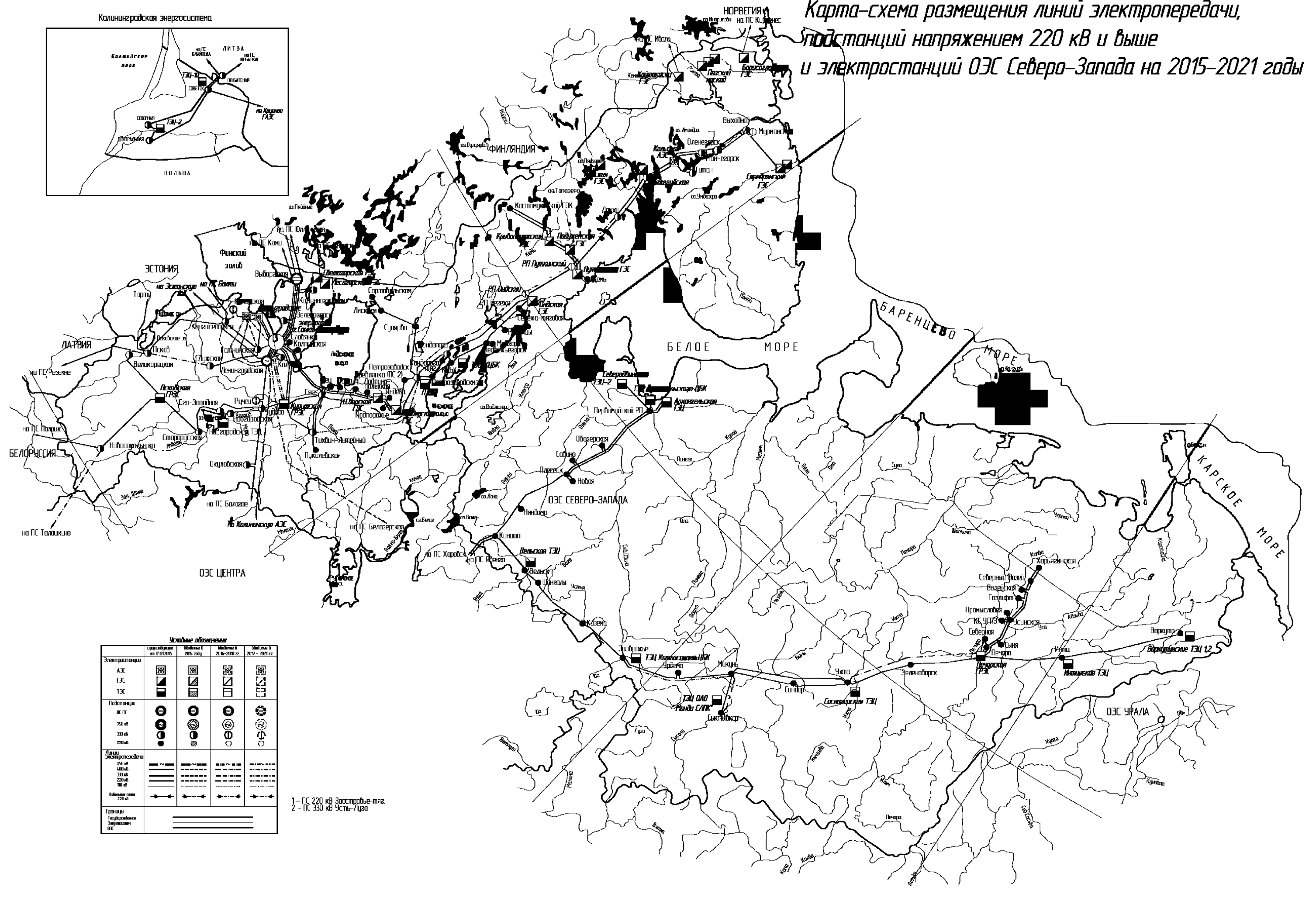
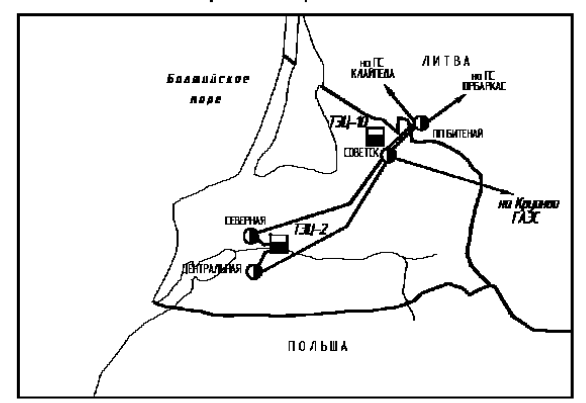


Условные обозначения

| | существующие на 01.01.2015 | Планы в 2015 году | Планы в 2015-2019 гг. | Планы в 2019-2021 гг. |
|-----------------------|----------------------------|-------------------|-----------------------|-----------------------|
| Электростанции | | | | |
| ТЭС | ■ | ▨ | □ | ▤ |
| ВЭС | ▣ | ▥ | ▦ | ▧ |
| СЭС | ▩ | ▪ | ▫ | ▬ |
| Подстанции | | | | |
| 330 кВ | ● | ⊙ | ○ | ⊕ |
| 220 кВ | ● | ⊙ | ○ | ⊖ |
| Линии электропередачи | | | | |
| 330 кВ | ===== | ----- | ----- | ----- |
| 220 кВ | ===== | ----- | ----- | ----- |
| Символы | | | | |
| Гидрографические | ===== | ----- | ----- | ----- |
| Электрические | ===== | ----- | ----- | ----- |
| ОГК | ===== | ----- | ----- | ----- |

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Северо-Запада на 2015-2021 годы

Калининградская энергосистема

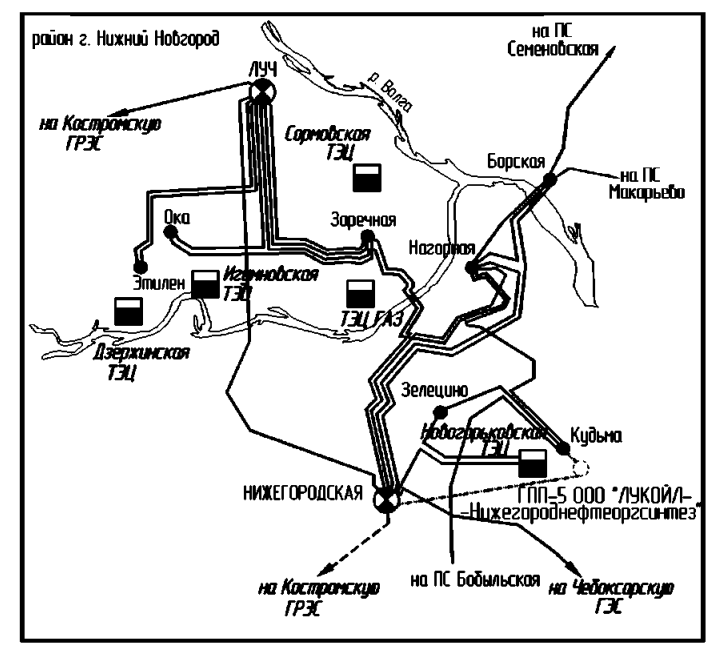


Условные обозначения

| | Существующие на 01.01.2015 г. | Планируемые в 2015-2016 гг. | Планируемые в 2016-2018 гг. | Планируемые в 2019-2021 гг. |
|-------------------------------|-------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| Электростанции: | | | | |
| АЭС | | | | |
| ГЭС | | | | |
| ТЭС | | | | |
| Подстанции: | | | | |
| кВ.т. | | | | |
| 750 кВ | | | | |
| 330 кВ | | | | |
| 220 кВ | | | | |
| Линии электропередачи: | | | | |
| 750 кВ | | | | |
| 400 кВ | | | | |
| 330 кВ | | | | |
| 220 кВ | | | | |
| 110 кВ | | | | |
| Специальные линии: | | | | |
| 220 кВ | | | | |
| Границы: | | | | |
| государственных энергосистем | | | | |
| ОЭС | | | | |

1 - ПС 220 кВ Заставье-тигэ
2 - ПС 330 кВ Усть-Алза

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Средней Волги на 2015-2021 годы



- 1 - ПС 220 кВ Подлесное
- 2 - ПС 220 кВ Центральная
- 3 - ПС 220 кВ Вольск
- 4 - ПС 220 кВ Терешка
- 5 - ПС 220 кВ Левобережная
- 6 - ПС 220 кВ КС-22
- 7 - ПС 220 кВ Васильевская
- 8 - ПС 220 кВ Солнечная
- 9 - ПС 220 кВ Киробская
- 10 - ПС 220 кВ Юбилейная
- 11 - ПС 220 кВ Яблочная
- 12 - ПС 220 кВ Зудчанниково
- 13 - ПС 220 кВ Новокуйбышевская
- 14 - ПС 220 кВ Орловская
- 15 - ПС 220 кВ Нижнекамская
- 16 - ПС 220 кВ Бегишево
- 17 - Нижнекамская ГЭС
- 18 - Нижнекамская ТЭС

Условные обозначения

| | существующие на 01.01.2015 | Вводные в 2015 году | Вводные в 2016-2018 гг. | Вводные в 2019 - 2021 гг. |
|---|----------------------------|---------------------|-------------------------|---------------------------|
| Электростанции | | | | |
| АЭС | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ |
| ГЭС | ▣ | ▣ | ▣ | ▣ |
| ТЭС | ■ | ■ | ■ | ■ |
| Подстанции 500 кВ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | ⊗ |
| 220 кВ | ● | ● | ○ | ○ |
| Линии электропередачи 500 кВ | — | — | — | — |
| 220 кВ | — | — | — | — |
| Границы Государственной Энергосистемы ОЭС | ==== | | | |

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС ЕЭС России на период 2015-2021 годов. Базовый вариант

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Северо-Запада, млрд. кВт.ч

| | Факт | Базовый вариант | | | | | | | Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, % |
|--|---------------|-----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---|
| | 2014 г. | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | |
| ОЭС Северо-Запада | 90,770 | 90,321 | 90,789 | 91,175 | 91,666 | 92,047 | 92,495 | 92,910 | |
| годовой темп прироста, % | 0,53 | -0,49 | 0,52 | 0,43 | 0,54 | 0,42 | 0,49 | 0,45 | 0,33 |
| ЭС Архангельской обл. | 7,390 | 7,308 | 7,315 | 7,315 | 7,315 | 7,322 | 7,322 | 7,322 | |
| годовой темп прироста, % | -0,98 | -1,11 | 0,10 | 0,00 | 0,00 | 0,10 | 0,00 | 0,00 | -0,13 |
| ЭС Калининградской обл. | 4,415 | 4,375 | 4,419 | 4,450 | 4,495 | 4,522 | 4,563 | 4,600 | |
| годовой темп прироста, % | 0,07 | -0,91 | 1,01 | 0,70 | 1,01 | 0,60 | 0,91 | 0,81 | 0,59 |
| ЭС Респ. Карелия | 7,690 | 7,672 | 7,680 | 7,695 | 7,703 | 7,703 | 7,711 | 7,726 | |
| годовой темп прироста, % | 0,59 | -0,23 | 0,10 | 0,20 | 0,10 | 0,00 | 0,10 | 0,19 | 0,07 |
| ЭС Мурманской обл. | 12,225 | 12,188 | 12,212 | 12,236 | 12,273 | 12,298 | 12,310 | 12,335 | |
| годовой темп прироста, % | -0,57 | -0,30 | 0,20 | 0,20 | 0,30 | 0,20 | 0,10 | 0,20 | 0,13 |
| ЭС Респ. Коми | 8,953 | 8,897 | 8,906 | 8,906 | 8,924 | 8,960 | 8,969 | 8,969 | |
| годовой темп прироста, % | 0,61 | -0,63 | 0,10 | 0,00 | 0,20 | 0,40 | 0,10 | 0,00 | 0,03 |
| ЭС г.Санкт-Петербург и Ленинградской обл. | 43,854 | 43,593 | 43,942 | 44,206 | 44,560 | 44,827 | 45,186 | 45,502 | |
| годовой темп прироста, % | 1,55 | -0,60 | 0,80 | 0,60 | 0,80 | 0,60 | 0,80 | 0,70 | 0,53 |
| ЭС Новгородской обл. | 4,081 | 4,125 | 4,150 | 4,187 | 4,212 | 4,229 | 4,246 | 4,259 | |
| годовой темп прироста, % | -2,13 | 1,08 | 0,61 | 0,89 | 0,60 | 0,40 | 0,40 | 0,31 | 0,61 |
| ЭС Псковской обл. | 2,162 | 2,163 | 2,165 | 2,180 | 2,184 | 2,186 | 2,188 | 2,197 | |
| годовой темп прироста, % | -2,70 | 0,05 | 0,09 | 0,69 | 0,18 | 0,09 | 0,09 | 0,41 | 0,23 |

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Центра, млрд. кВт.ч

| | Факт | Базовый вариант | | | | | | | Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, % |
|-----------------------------|----------------|-----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---|
| | 2014 г. | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | |
| ОЭС Центра | 232,930 | 233,398 | 234,628 | 236,152 | 238,293 | 239,438 | 241,207 | 242,981 | |
| годовой темп, % | 1,08 | 0,20 | 0,53 | 0,65 | 0,91 | 0,48 | 0,74 | 0,74 | 0,61 |
| ЭС Белгородской обл. | 14,906 | 15,015 | 15,060 | 15,075 | 15,165 | 15,059 | 15,195 | 15,332 | |
| годовой темп, % | 0,66 | 0,73 | 0,30 | 0,10 | 0,60 | -0,70 | 0,90 | 0,90 | 0,40 |
| ЭС Брянской обл. | 4,509 | 4,527 | 4,536 | 4,541 | 4,546 | 4,587 | 4,619 | 4,651 | |
| годовой темп, % | 0,45 | 0,40 | 0,20 | 0,11 | 0,11 | 0,90 | 0,70 | 0,69 | 0,44 |
| ЭС Владимирской обл. | 6,904 | 6,959 | 6,979 | 7,000 | 7,028 | 7,028 | 7,028 | 7,042 | |
| годовой темп, % | -1,22 | 0,80 | 0,29 | 0,30 | 0,40 | 0,00 | 0,00 | 0,20 | 0,28 |
| ЭС Вологодской обл. | 13,532 | 13,533 | 13,574 | 13,601 | 13,615 | 13,629 | 13,643 | 13,684 | |
| годовой темп, % | 0,81 | 0,01 | 0,30 | 0,20 | 0,10 | 0,10 | 0,10 | 0,30 | 0,16 |
| ЭС Воронежской обл. | 10,540 | 10,591 | 11,100 | 11,105 | 11,316 | 11,542 | 11,623 | 11,669 | |
| годовой темп, % | 1,97 | 0,48 | 4,81 | 0,05 | 1,90 | 2,00 | 0,70 | 0,40 | 1,46 |
| ЭС Ивановской обл. | 3,584 | 3,550 | 3,550 | 3,554 | 3,561 | 3,572 | 3,579 | 3,583 | |
| годовой темп, % | -2,37 | -0,95 | 0,00 | 0,11 | 0,20 | 0,31 | 0,20 | 0,11 | 0,00 |
| ЭС Калужской обл. | 6,322 | 6,331 | 6,382 | 6,459 | 6,543 | 6,752 | 6,948 | 7,094 | |
| годовой темп, % | 10,37 | 0,14 | 0,81 | 1,21 | 1,30 | 3,19 | 2,90 | 2,10 | 1,66 |
| ЭС Костромской обл. | 3,617 | 3,573 | 3,577 | 3,584 | 3,595 | 3,606 | 3,610 | 3,614 | |
| годовой темп, % | 0,42 | -1,22 | 0,11 | 0,20 | 0,31 | 0,31 | 0,11 | 0,11 | -0,01 |
| ЭС Курской обл. | 8,503 | 8,509 | 8,543 | 8,509 | 8,756 | 8,721 | 8,738 | 8,852 | |
| годовой темп, % | 5,46 | 0,07 | 0,40 | -0,40 | 2,90 | -0,40 | 0,19 | 1,30 | 0,58 |

| | Факт | Базовый вариант | | | | | | | Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, % |
|---------------------------------------|----------------|-----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---|
| | 2014 г. | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | |
| ЭС Липецкой обл. | 12,105 | 12,227 | 12,227 | 12,251 | 12,300 | 12,337 | 12,374 | 12,386 | |
| годовой темп, % | <i>1,41</i> | <i>1,01</i> | <i>0,00</i> | <i>0,20</i> | <i>0,40</i> | <i>0,30</i> | <i>0,30</i> | <i>0,10</i> | <i>0,33</i> |
| ЭС Орловской обл. | 2,798 | 2,810 | 2,810 | 2,810 | 2,813 | 2,821 | 2,832 | 2,843 | |
| годовой темп, % | <i>0,21</i> | <i>0,43</i> | <i>0,00</i> | <i>0,00</i> | <i>0,11</i> | <i>0,28</i> | <i>0,39</i> | <i>0,39</i> | <i>0,23</i> |
| ЭС Рязанской обл. | 6,629 | 6,548 | 6,555 | 6,588 | 6,614 | 6,634 | 6,647 | 6,654 | |
| годовой темп, % | <i>2,06</i> | <i>-1,22</i> | <i>0,11</i> | <i>0,50</i> | <i>0,39</i> | <i>0,30</i> | <i>0,20</i> | <i>0,11</i> | <i>0,05</i> |
| ЭС Смоленской обл. | 6,304 | 6,328 | 6,153 | 6,230 | 6,380 | 6,265 | 6,284 | 6,410 | |
| годовой темп, % | <i>0,99</i> | <i>0,38</i> | <i>-2,77</i> | <i>1,25</i> | <i>2,41</i> | <i>-1,80</i> | <i>0,30</i> | <i>2,01</i> | <i>0,24</i> |
| ЭС Тамбовской обл. | 3,430 | 3,420 | 3,420 | 3,420 | 3,423 | 3,423 | 3,423 | 3,423 | |
| годовой темп, % | <i>-0,84</i> | <i>-0,29</i> | <i>0,00</i> | <i>0,00</i> | <i>0,09</i> | <i>0,00</i> | <i>0,00</i> | <i>0,00</i> | <i>-0,03</i> |
| ЭС Тверской обл. | 8,209 | 8,378 | 8,152 | 8,323 | 8,448 | 8,355 | 8,347 | 8,414 | |
| годовой темп, % | <i>-0,50</i> | <i>2,06</i> | <i>-2,70</i> | <i>2,10</i> | <i>1,50</i> | <i>-1,10</i> | <i>-0,10</i> | <i>0,80</i> | <i>0,35</i> |
| ЭС Тульской обл. | 9,869 | 9,780 | 9,780 | 9,790 | 9,819 | 9,878 | 9,977 | 10,067 | |
| годовой темп, % | <i>-0,14</i> | <i>-0,90</i> | <i>0,00</i> | <i>0,10</i> | <i>0,30</i> | <i>0,60</i> | <i>1,00</i> | <i>0,90</i> | <i>0,28</i> |
| ЭС Ярославской обл. | 7,972 | 8,122 | 8,130 | 8,171 | 8,179 | 8,187 | 8,228 | 8,286 | |
| годовой темп, % | <i>-2,46</i> | <i>1,88</i> | <i>0,10</i> | <i>0,50</i> | <i>0,10</i> | <i>0,10</i> | <i>0,50</i> | <i>0,70</i> | <i>0,55</i> |
| ЭС г. Москвы и Московской обл. | 103,197 | 103,197 | 104,100 | 105,141 | 106,192 | 107,042 | 108,112 | 108,977 | |
| годовой темп, % | <i>1,08</i> | <i>0,00</i> | <i>0,88</i> | <i>1,00</i> | <i>1,00</i> | <i>0,80</i> | <i>1,00</i> | <i>0,80</i> | <i>0,78</i> |

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Средней Волги, млрд. кВт.ч

| | Факт | Базовый вариант | | | | | | | Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, % |
|--------------------------------|----------------|-----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---|
| | 2014 г. | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | |
| ОЭС Средней Волги | 106,683 | 105,429 | 105,776 | 106,300 | 106,564 | 106,927 | 107,257 | 107,350 | |
| годовой темп, % | -1,94 | -1,18 | 0,33 | 0,50 | 0,25 | 0,34 | 0,31 | 0,09 | 0,09 |
| ЭС Нижегородской обл. | 20,526 | 20,011 | 20,011 | 20,051 | 20,091 | 20,131 | 20,151 | 20,171 | |
| годовой темп, % | -6,84 | -2,51 | 0,00 | 0,20 | 0,20 | 0,20 | 0,10 | 0,10 | -0,25 |
| ЭС Самарской обл. | 23,901 | 23,748 | 23,724 | 23,866 | 23,866 | 23,890 | 23,914 | 23,938 | |
| годовой темп, % | -1,68 | -0,64 | -0,10 | 0,60 | 0,00 | 0,10 | 0,10 | 0,10 | 0,02 |
| ЭС Республики Марий-Эл | 2,635 | 2,615 | 2,618 | 2,621 | 2,629 | 2,634 | 2,639 | 2,642 | |
| годовой темп, % | -17,03 | -0,76 | 0,11 | 0,11 | 0,31 | 0,19 | 0,19 | 0,11 | 0,04 |
| ЭС Республики Мордовия | 3,464 | 3,257 | 3,257 | 3,260 | 3,267 | 3,270 | 3,273 | 3,273 | |
| годовой темп, % | 0,43 | -5,98 | 0,00 | 0,09 | 0,21 | 0,09 | 0,09 | 0,00 | -0,81 |
| ЭС Пензенской обл. | 4,973 | 4,973 | 4,983 | 5,008 | 5,013 | 5,013 | 5,013 | 5,013 | |
| годовой темп, % | 2,39 | 0,00 | 0,20 | 0,50 | 0,10 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,11 |
| ЭС Саратовской обл. | 12,960 | 13,064 | 13,129 | 13,182 | 13,287 | 13,446 | 13,459 | 13,472 | |
| годовой темп, % | 1,08 | 0,80 | 0,50 | 0,40 | 0,80 | 1,20 | 0,10 | 0,10 | 0,56 |
| ЭС Ульяновской обл. | 6,010 | 5,902 | 5,920 | 5,950 | 5,956 | 5,968 | 5,974 | 5,974 | |
| годовой темп, % | -1,85 | -1,80 | 0,30 | 0,51 | 0,10 | 0,20 | 0,10 | 0,00 | -0,09 |
| ЭС Республики Чувашия | 5,094 | 4,900 | 4,851 | 4,861 | 4,871 | 4,881 | 4,891 | 4,896 | |
| годовой темп, % | -3,17 | -3,81 | -1,00 | 0,21 | 0,21 | 0,21 | 0,20 | 0,10 | -0,56 |
| ЭС Республики Татарстан | 27,120 | 26,959 | 27,283 | 27,501 | 27,584 | 27,694 | 27,943 | 27,971 | |
| годовой темп, % | 1,34 | -0,59 | 1,20 | 0,80 | 0,30 | 0,40 | 0,90 | 0,10 | 0,44 |

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Юга, млрд. кВт.ч

| | Факт | Базовый вариант | | | | | | | Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, % |
|---|---------------|-----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|----------------|---|
| | 2014 г. | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | |
| ОЭС Юга* | 86,938 | 87,826 | 91,315 | 95,053 | 98,336 | 99,561 | 100,440 | 101,162 | |
| годовой темп, % | 1,58 | 1,02 | 3,97 | 4,09 | 3,45 | 1,25 | 0,88 | 0,72 | 2,19 |
| ЭС Астраханской обл. | 4,376 | 4,393 | 4,433 | 4,451 | 4,478 | 4,496 | 4,500 | 4,505 | |
| годовой темп, % | 3,84 | 0,39 | 0,91 | 0,41 | 0,61 | 0,40 | 0,09 | 0,11 | 0,42 |
| ЭС Волгоградской обл. | 15,786 | 15,070 | 15,236 | 15,419 | 15,589 | 15,807 | 15,870 | 15,886 | |
| годовой темп, % | -9,95 | -4,54 | 1,10 | 1,20 | 1,10 | 1,40 | 0,40 | 0,10 | 0,09 |
| ЭС Чеченской Республики | 2,540 | 2,593 | 2,634 | 2,674 | 2,776 | 2,829 | 2,857 | 2,886 | |
| годовой темп, % | 6,77 | 2,09 | 1,58 | 1,52 | 3,81 | 1,91 | 0,99 | 1,02 | 1,84 |
| ЭС Республики Дагестан | 5,860 | 6,174 | 6,248 | 6,310 | 6,367 | 6,463 | 6,521 | 6,541 | |
| годовой темп, % | 7,05 | 5,36 | 1,20 | 0,99 | 0,90 | 1,51 | 0,90 | 0,31 | 1,58 |
| ЭС Каб-Балкарской Респ. | 1,604 | 1,634 | 1,644 | 1,651 | 1,656 | 1,661 | 1,668 | 1,675 | |
| годовой темп, % | 2,82 | 1,87 | 0,61 | 0,43 | 0,30 | 0,30 | 0,42 | 0,42 | 0,62 |
| ЭС Республики Калмыкия | 0,500 | 0,510 | 0,523 | 0,536 | 0,555 | 0,582 | 0,598 | 0,608 | |
| годовой темп, % | 5,04 | 2,00 | 2,55 | 2,49 | 3,54 | 4,86 | 2,75 | 1,67 | 2,83 |
| ЭС Краснодарского края и Респ.Адыгея | 24,750 | 25,300 | 25,806 | 26,116 | 26,456 | 26,694 | 26,908 | 27,150 | |
| годовой темп, % | 6,29 | 2,22 | 2,00 | 1,20 | 1,30 | 0,90 | 0,80 | 0,90 | 1,33 |
| ЭС Ростовской обл. | 17,850 | 18,172 | 18,535 | 18,554 | 18,665 | 18,908 | 19,059 | 19,135 | |
| годовой темп, % | 3,50 | 1,80 | 2,00 | 0,10 | 0,60 | 1,30 | 0,80 | 0,40 | 1,00 |
| ЭС Республики Сев.Осетия | 2,138 | 2,170 | 2,226 | 2,275 | 2,327 | 2,401 | 2,459 | 2,486 | |
| годовой темп, % | 4,39 | 1,50 | 2,58 | 2,20 | 2,29 | 3,18 | 2,42 | 1,10 | 2,18 |

| | Факт | Базовый вариант | | | | | | | Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, % |
|--|--------------|-----------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---|
| | 2014 г. | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | |
| ЭС Кар-Черкесской Респ. | 1,276 | 1,274 | 1,354 | 1,357 | 1,360 | 1,363 | 1,366 | 1,367 | |
| годовой темп, % | -0,31 | -0,16 | 6,28 | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,07 | 0,99 |
| ЭС Ставропольского края | 9,603 | 9,860 | 9,949 | 10,009 | 10,049 | 10,069 | 10,119 | 10,200 | |
| годовой темп, % | 1,46 | 2,68 | 0,90 | 0,60 | 0,40 | 0,20 | 0,50 | 0,80 | 0,87 |
| ЭС Республики Ингушетия | 0,655 | 0,676 | 0,687 | 0,701 | 0,714 | 0,735 | 0,753 | 0,767 | |
| годовой темп, % | 4,63 | 3,21 | 1,63 | 2,04 | 1,85 | 2,94 | 2,45 | 1,86 | 2,28 |
| ЭС Республики Крым и г. Севастополя | 0,000 | 0,000 | 2,040 | 5,000 | 7,344 | 7,553 | 7,762 | 7,956 | |
| годовой темп, % | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 46,88 | 2,85 | 2,77 | 2,50 | 31,28** |

*ОЭС Юга с учетом присоединения энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя с 2016 г.;

**среднегодовой темп прироста за 2017-2021 гг., %.

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Урала, млрд. кВт.ч

| | Факт | Базовый вариант | | | | | | | Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, % |
|-----------------------------------|----------------|-----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---|
| | 2014 г. | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | |
| ОЭС Урала | 260,670 | 259,116 | 260,278 | 261,307 | 262,837 | 264,061 | 265,337 | 266,371 | |
| годовой темп, % | <i>1,12</i> | <i>-0,60</i> | <i>0,45</i> | <i>0,40</i> | <i>0,59</i> | <i>0,47</i> | <i>0,48</i> | <i>0,39</i> | <i>0,31</i> |
| ЭС Республики Башкортостан | 26,368 | 26,398 | 26,530 | 26,689 | 26,822 | 26,983 | 27,091 | 27,254 | |
| годовой темп, % | <i>2,56</i> | <i>0,11</i> | <i>0,50</i> | <i>0,60</i> | <i>0,50</i> | <i>0,60</i> | <i>0,40</i> | <i>0,60</i> | <i>0,47</i> |
| ЭС Кировской обл. | 7,508 | 7,366 | 7,366 | 7,373 | 7,380 | 7,387 | 7,402 | 7,417 | |
| годовой темп, % | <i>1,43</i> | <i>-1,89</i> | <i>0,00</i> | <i>0,10</i> | <i>0,09</i> | <i>0,09</i> | <i>0,20</i> | <i>0,20</i> | <i>-0,17</i> |
| ЭС Курганской обл. | 4,601 | 4,485 | 4,489 | 4,493 | 4,502 | 4,511 | 4,511 | 4,516 | |
| годовой темп, % | <i>1,84</i> | <i>-2,52</i> | <i>0,09</i> | <i>0,09</i> | <i>0,20</i> | <i>0,20</i> | <i>0,00</i> | <i>0,11</i> | <i>-0,27</i> |
| ЭС Оренбургской обл. | 15,625 | 15,702 | 15,702 | 15,733 | 15,764 | 15,796 | 15,812 | 15,828 | |
| годовой темп, % | <i>0,28</i> | <i>0,49</i> | <i>0,00</i> | <i>0,20</i> | <i>0,20</i> | <i>0,20</i> | <i>0,10</i> | <i>0,10</i> | <i>0,18</i> |
| ЭС Пермского края | 23,561 | 23,374 | 23,561 | 23,820 | 24,130 | 24,178 | 24,251 | 24,324 | |
| годовой темп, % | <i>0,36</i> | <i>-0,79</i> | <i>0,80</i> | <i>1,10</i> | <i>1,30</i> | <i>0,20</i> | <i>0,30</i> | <i>0,30</i> | <i>0,46</i> |
| ЭС Свердловской обл. | 43,819 | 43,038 | 43,038 | 43,081 | 43,210 | 43,296 | 43,339 | 43,426 | |
| годовой темп, % | <i>-2,12</i> | <i>-1,78</i> | <i>0,00</i> | <i>0,10</i> | <i>0,30</i> | <i>0,20</i> | <i>0,10</i> | <i>0,20</i> | <i>-0,13</i> |
| ЭС Удмуртской Респ. | 9,518 | 9,431 | 9,450 | 9,469 | 9,478 | 9,487 | 9,496 | 9,515 | |
| годовой темп, % | <i>1,29</i> | <i>-0,91</i> | <i>0,20</i> | <i>0,20</i> | <i>0,10</i> | <i>0,09</i> | <i>0,09</i> | <i>0,20</i> | <i>0,00</i> |
| ЭС Челябинской обл. | 36,141 | 35,782 | 35,854 | 35,890 | 36,034 | 36,142 | 36,287 | 36,360 | |
| годовой темп, % | <i>1,07</i> | <i>-0,99</i> | <i>0,20</i> | <i>0,10</i> | <i>0,40</i> | <i>0,30</i> | <i>0,40</i> | <i>0,20</i> | <i>0,09</i> |
| ЭС Тюменской обл. | 93,529 | 93,540 | 94,288 | 94,759 | 95,517 | 96,281 | 97,148 | 97,731 | |
| годовой темп, % | <i>2,58</i> | <i>0,01</i> | <i>0,80</i> | <i>0,50</i> | <i>0,80</i> | <i>0,80</i> | <i>0,90</i> | <i>0,60</i> | <i>0,63</i> |

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Сибири, млрд. кВт.ч

| | Факт | Базовый вариант | | | | | | | Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, % |
|------------------------------|----------------|-----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---|
| | 2014 г. | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | |
| ОЭС Сибири* | 204,065 | 204,751 | 207,431 | 209,001 | 210,809 | 212,959 | 213,793 | 214,690 | |
| годовой темп, % | -0,61 | 0,34 | 1,31 | 0,76 | 0,87 | 1,02 | 0,39 | 0,42 | 0,73 |
| ЭС Алтайского кр. | 10,935 | 10,765 | 10,808 | 10,808 | 10,819 | 10,830 | 10,862 | 10,884 | |
| годовой темп, % | 0,87 | -1,55 | 0,40 | 0,00 | 0,10 | 0,10 | 0,30 | 0,20 | -0,07 |
| ЭС Республики Бурятия | 5,409 | 5,411 | 5,438 | 5,438 | 5,449 | 5,454 | 5,459 | 5,470 | |
| годовой темп, % | -1,37 | 0,04 | 0,50 | 0,00 | 0,20 | 0,09 | 0,09 | 0,20 | 0,16 |
| ЭС Иркутской обл. | 52,820 | 52,621 | 52,831 | 53,042 | 53,944 | 55,778 | 56,336 | 56,843 | |
| годовой темп, % | -1,11 | -0,38 | 0,40 | 0,40 | 1,70 | 3,40 | 1,00 | 0,90 | 1,05 |
| ЭС Красноярского кр. | 41,942 | 43,710 | 45,814 | 46,914 | 47,571 | 47,619 | 47,667 | 47,858 | |
| годовой темп, % | -0,47 | 4,22 | 4,81 | 2,40 | 1,40 | 0,10 | 0,10 | 0,40 | 1,90 |
| ЭС Республики Тыва | 0,730 | 0,774 | 0,822 | 0,924 | 1,066 | 1,194 | 1,225 | 1,246 | |
| годовой темп, % | 2,96 | 6,03 | 6,20 | 12,41 | 15,37 | 12,01 | 2,60 | 1,71 | 7,94 |
| ЭС Новосибирской обл. | 15,786 | 15,770 | 15,896 | 15,944 | 15,976 | 15,992 | 16,008 | 16,008 | |
| годовой темп, % | 2,88 | -0,10 | 0,80 | 0,30 | 0,20 | 0,10 | 0,10 | 0,00 | 0,20 |
| ЭС Омской обл. | 10,992 | 10,866 | 10,899 | 10,921 | 10,976 | 11,020 | 11,053 | 11,075 | |
| годовой темп, % | 0,96 | -1,15 | 0,30 | 0,20 | 0,50 | 0,40 | 0,30 | 0,20 | 0,11 |
| ЭС Томской обл. | 8,924 | 8,682 | 8,708 | 8,708 | 8,708 | 8,717 | 8,717 | 8,734 | |
| годовой темп, % | 0,27 | -2,71 | 0,30 | 0,00 | 0,00 | 0,10 | 0,00 | 0,20 | -0,31 |
| ЭС Забайкальского кр. | 7,835 | 7,719 | 7,765 | 7,788 | 7,850 | 7,905 | 7,984 | 8,008 | |
| годовой темп, % | -1,73 | -1,48 | 0,60 | 0,30 | 0,80 | 0,70 | 1,00 | 0,30 | 0,31 |
| ЭС Республики Хакасия | 16,509 | 16,633 | 16,650 | 16,650 | 16,650 | 16,650 | 16,650 | 16,700 | |
| годовой темп, % | -0,10 | 0,75 | 0,10 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,30 | 0,16 |
| ЭС Кемеровской обл. | 32,183 | 31,800 | 31,800 | 31,864 | 31,800 | 31,800 | 31,832 | 31,864 | |
| годовой темп, % | -2,77 | -1,19 | 0,00 | 0,20 | -0,20 | 0,00 | 0,10 | 0,10 | -0,14 |

* ОЭС Сибири с учетом присоединения к энергосистеме Красноярского края электрических сетей месторождений ЗАО «Ванкорнефть» с 2015 года

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Востока, млрд. кВт.ч

| | Факт | Базовый вариант | | | | | | | Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, % |
|--|---------------|-----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---|
| | 2014 г. | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | |
| ЭС Амурской обл. | 7,984 | 7,934 | 7,966 | 8,046 | 8,118 | 8,175 | 8,240 | 8,306 | |
| годовой темп, % | 0,06 | -0,63 | 0,40 | 1,00 | 0,89 | 0,70 | 0,80 | 0,80 | 0,57 |
| ЭС Приморского кр. | 12,545 | 12,730 | 12,743 | 12,968 | 13,362 | 13,782 | 13,862 | 15,709 | |
| годовой темп, % | -0,25 | 1,47 | 0,10 | 1,77 | 3,04 | 3,14 | 0,58 | 13,32 | 3,27 |
| ЭС Хабаровского кр. | 9,606 | 9,710 | 9,720 | 9,739 | 9,758 | 9,924 | 10,003 | 10,083 | |
| годовой темп, % | 2,77 | 1,08 | 0,10 | 0,20 | 0,20 | 1,70 | 0,80 | 0,80 | 0,69 |
| Южный, Центральный и Западный энергорайоны Республики Якутия* | 1,667 | 1,678 | 4,317 | 7,438 | 7,676 | 7,822 | 7,916 | 7,956 | |
| годовой темп прироста, % | -2,23 | 0,66 | 157,27 | 72,30 | 3,20 | 1,90 | 1,20 | 0,51 | 25,02 |
| Западный ЭР | 0,000 | 0,000 | 1,786 | 3,917 | 4,073 | 4,102 | 4,102 | 4,102 | |
| годовой темп, % | | | | 119,32 | 3,98 | 0,71 | 0,00 | 0,00 | 18,09** |
| Центральный ЭР | 0,000 | 0,000 | 0,834 | 1,794 | 1,835 | 1,848 | 1,848 | 1,848 | |
| годовой темп, % | | | | 115,11 | 2,29 | 0,71 | 0,00 | 0,00 | 17,25** |
| Южный ЭР | 1,667 | 1,678 | 1,697 | 1,727 | 1,768 | 1,872 | 1,966 | 2,006 | |
| годовой темп, % | -2,23 | 0,66 | 1,13 | 1,77 | 2,37 | 5,88 | 5,02 | 2,03 | 2,68 |
| ОЭС Востока* | 31,802 | 32,052 | 34,746 | 38,191 | 38,914 | 39,703 | 40,021 | 42,054 | |
| годовой темп прироста, % | 0,61 | 0,79 | 8,41 | 9,91 | 1,89 | 2,03 | 0,80 | 5,08 | 4,07 |

*с учетом присоединения к Южно-Якутскому энергорайону Центрального и Западного энергорайонов Республики Саха (Якутия) с 2016 г.

**Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС ЕЭС России на период 2015-2021 годов.
Умеренно-оптимистичный вариант**

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Северо-Запада, млрд. кВт.ч

| | Факт | Умеренно-Оптимистичный вариант | | | | | | | Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, % |
|--|---------------|--------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---|
| | 2014 г. | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | |
| ОЭС Северо-Запада | 90,770 | 90,321 | 92,166 | 92,924 | 93,746 | 94,805 | 95,471 | 96,050 | |
| годовой темп прироста, % | 0,53 | -0,49 | 2,04 | 0,82 | 0,88 | 1,13 | 0,70 | 0,61 | 0,81 |
| ЭС Архангельской обл. | 7,390 | 7,308 | 7,473 | 7,482 | 7,493 | 7,502 | 7,512 | 7,522 | |
| годовой темп прироста, % | -0,98 | -1,11 | 2,26 | 0,12 | 0,15 | 0,12 | 0,13 | 0,13 | 0,25 |
| ЭС Калининградской обл. | 4,415 | 4,375 | 4,516 | 4,557 | 4,750 | 4,847 | 4,933 | 5,009 | |
| годовой темп прироста, % | 0,07 | -0,91 | 3,22 | 0,91 | 4,24 | 2,04 | 1,77 | 1,54 | 1,82 |
| ЭС Респ. Карелия | 7,690 | 7,672 | 7,730 | 7,749 | 7,769 | 7,788 | 7,808 | 7,828 | |
| годовой темп прироста, % | 0,59 | -0,23 | 0,76 | 0,25 | 0,26 | 0,24 | 0,26 | 0,26 | 0,25 |
| ЭС Мурманской обл. | 12,225 | 12,188 | 12,327 | 12,344 | 12,414 | 12,444 | 12,452 | 12,460 | |
| годовой темп прироста, % | -0,57 | -0,30 | 1,14 | 0,14 | 0,57 | 0,24 | 0,06 | 0,06 | 0,27 |
| ЭС Респ. Коми | 8,953 | 8,897 | 9,044 | 9,100 | 9,227 | 9,355 | 9,416 | 9,448 | |
| годовой темп прироста, % | 0,61 | -0,63 | 1,65 | 0,62 | 1,40 | 1,39 | 0,65 | 0,34 | 0,77 |
| ЭС г.Санкт-Петербург и Ленинградской обл. | 43,854 | 43,593 | 44,656 | 45,139 | 45,515 | 46,261 | 46,710 | 47,112 | |
| годовой темп прироста, % | 1,55 | -0,60 | 2,44 | 1,08 | 0,83 | 1,64 | 0,97 | 0,86 | 1,03 |
| ЭС Новгородской обл. | 4,081 | 4,125 | 4,204 | 4,323 | 4,334 | 4,351 | 4,368 | 4,385 | |
| годовой темп прироста, % | -2,13 | 1,08 | 1,92 | 2,83 | 0,25 | 0,39 | 0,39 | 0,39 | 1,03 |
| ЭС Псковской обл. | 2,162 | 2,163 | 2,216 | 2,230 | 2,244 | 2,257 | 2,272 | 2,286 | |
| годовой темп прироста, % | -2,70 | 0,05 | 2,45 | 0,63 | 0,63 | 0,58 | 0,66 | 0,62 | 0,80 |

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Центра, млрд. кВт.ч

| | Факт | Умеренно-Оптимистичный вариант | | | | | | | Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, % |
|-----------------------------|----------------|--------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---|
| | 2014 г. | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | |
| ОЭС Центра | 232,930 | 233,398 | 237,553 | 240,399 | 243,664 | 245,402 | 247,585 | 249,901 | |
| годовой темп, % | 1,08 | 0,20 | 1,78 | 1,20 | 1,36 | 0,71 | 0,89 | 0,94 | 1,01 |
| ЭС Белгородской обл. | 14,906 | 15,015 | 15,091 | 15,247 | 15,371 | 15,268 | 15,393 | 15,540 | |
| годовой темп, % | 0,66 | 0,73 | 0,51 | 1,03 | 0,81 | -0,67 | 0,82 | 0,95 | 0,60 |
| ЭС Брянской обл. | 4,509 | 4,527 | 4,551 | 4,588 | 4,613 | 4,639 | 4,668 | 4,734 | |
| годовой темп, % | 0,45 | 0,40 | 0,53 | 0,81 | 0,54 | 0,56 | 0,63 | 1,41 | 0,70 |
| ЭС Владимирской обл. | 6,904 | 6,959 | 7,010 | 7,013 | 7,028 | 7,028 | 7,036 | 7,047 | |
| годовой темп, % | -1,22 | 0,80 | 0,73 | 0,04 | 0,21 | 0,00 | 0,11 | 0,16 | 0,29 |
| ЭС Вологодской обл. | 13,532 | 13,533 | 13,605 | 13,637 | 13,688 | 13,696 | 13,737 | 13,779 | |
| годовой темп, % | 0,81 | 0,01 | 0,53 | 0,24 | 0,37 | 0,06 | 0,30 | 0,31 | 0,26 |
| ЭС Воронежской обл. | 10,540 | 10,591 | 11,108 | 11,218 | 11,432 | 11,676 | 11,725 | 11,784 | |
| годовой темп, % | 1,97 | 0,48 | 4,88 | 0,99 | 1,91 | 2,13 | 0,42 | 0,50 | 1,61 |
| ЭС Ивановской обл. | 3,584 | 3,550 | 3,617 | 3,630 | 3,636 | 3,641 | 3,645 | 3,660 | |
| годовой темп, % | -2,37 | -0,95 | 1,89 | 0,36 | 0,17 | 0,14 | 0,11 | 0,41 | 0,30 |
| ЭС Калужской обл. | 6,322 | 6,331 | 6,655 | 6,868 | 7,104 | 7,352 | 7,521 | 7,727 | |
| годовой темп, % | 10,37 | 0,14 | 5,12 | 3,20 | 3,44 | 3,49 | 2,30 | 2,74 | 2,91 |
| ЭС Костромской обл. | 3,617 | 3,573 | 3,644 | 3,655 | 3,660 | 3,660 | 3,669 | 3,681 | |
| годовой темп, % | 0,42 | -1,22 | 1,99 | 0,30 | 0,14 | 0,00 | 0,25 | 0,33 | 0,25 |
| ЭС Курской обл. | 8,503 | 8,509 | 8,589 | 8,571 | 8,824 | 8,795 | 8,849 | 8,952 | |
| годовой темп, % | 5,46 | 0,07 | 0,94 | -0,21 | 2,95 | -0,33 | 0,61 | 1,16 | 0,74 |
| ЭС Липецкой обл. | 12,105 | 12,227 | 12,255 | 12,313 | 12,385 | 12,418 | 12,462 | 12,491 | |
| годовой темп, % | 1,41 | 1,01 | 0,23 | 0,47 | 0,58 | 0,27 | 0,35 | 0,23 | 0,45 |

| | Факт | Умеренно-Оптимистичный вариант | | | | | | | Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, % |
|---------------------------------------|----------------|--------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---|
| | 2014 г. | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | |
| ЭС Орловской обл. | 2,798 | 2,810 | 2,827 | 2,847 | 2,885 | 2,909 | 2,933 | 2,957 | |
| годовой темп, % | <i>0,21</i> | <i>0,43</i> | <i>0,60</i> | <i>0,71</i> | <i>1,33</i> | <i>0,83</i> | <i>0,83</i> | <i>0,82</i> | <i>0,79</i> |
| ЭС Рязанской обл. | 6,629 | 6,548 | 6,793 | 6,831 | 6,857 | 6,883 | 6,911 | 6,938 | |
| годовой темп, % | <i>2,06</i> | <i>-1,22</i> | <i>3,74</i> | <i>0,56</i> | <i>0,38</i> | <i>0,38</i> | <i>0,41</i> | <i>0,39</i> | <i>0,65</i> |
| ЭС Смоленской обл. | 6,304 | 6,328 | 6,153 | 6,376 | 6,542 | 6,410 | 6,420 | 6,537 | |
| годовой темп, % | <i>0,99</i> | <i>0,38</i> | <i>-2,77</i> | <i>3,62</i> | <i>2,60</i> | <i>-2,02</i> | <i>0,16</i> | <i>1,82</i> | <i>0,52</i> |
| ЭС Тамбовской обл. | 3,430 | 3,420 | 3,514 | 3,535 | 3,562 | 3,589 | 3,616 | 3,644 | |
| годовой темп, % | <i>-0,84</i> | <i>-0,29</i> | <i>2,75</i> | <i>0,60</i> | <i>0,76</i> | <i>0,76</i> | <i>0,75</i> | <i>0,77</i> | <i>0,87</i> |
| ЭС Тверской обл. | 8,209 | 8,378 | 8,246 | 8,453 | 8,587 | 8,517 | 8,532 | 8,607 | |
| годовой темп, % | <i>-0,50</i> | <i>2,06</i> | <i>-1,58</i> | <i>2,51</i> | <i>1,59</i> | <i>-0,82</i> | <i>0,18</i> | <i>0,88</i> | <i>0,68</i> |
| ЭС Тульской обл. | 9,869 | 9,780 | 9,963 | 10,132 | 10,425 | 10,608 | 10,743 | 10,838 | |
| годовой темп, % | <i>-0,14</i> | <i>-0,90</i> | <i>1,87</i> | <i>1,70</i> | <i>2,89</i> | <i>1,76</i> | <i>1,27</i> | <i>0,88</i> | <i>1,35</i> |
| ЭС Ярославской обл. | 7,972 | 8,122 | 8,232 | 8,307 | 8,349 | 8,390 | 8,453 | 8,474 | |
| годовой темп, % | <i>-2,46</i> | <i>1,88</i> | <i>1,35</i> | <i>0,91</i> | <i>0,51</i> | <i>0,49</i> | <i>0,75</i> | <i>0,25</i> | <i>0,88</i> |
| ЭС г. Москвы и Московской обл. | 103,197 | 103,197 | 105,700 | 107,178 | 108,716 | 109,923 | 111,272 | 112,511 | |
| годовой темп, % | <i>1,08</i> | <i>0,00</i> | <i>2,43</i> | <i>1,40</i> | <i>1,43</i> | <i>1,11</i> | <i>1,23</i> | <i>1,11</i> | <i>1,24</i> |

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Средней Волги, млрд. кВт.ч

| | Факт | Умеренно-Оптимистичный вариант | | | | | | | Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, % |
|--------------------------------|----------------|--------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---|
| | 2014 г. | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | |
| ОЭС Средней Волги | 106,683 | 105,429 | 108,405 | 108,937 | 109,476 | 110,123 | 110,753 | 111,118 | |
| годовой темп, % | -1,94 | -1,18 | 2,82 | 0,49 | 0,49 | 0,59 | 0,57 | 0,33 | 0,58 |
| ЭС Нижегородской обл. | 20,526 | 20,011 | 20,727 | 20,735 | 20,794 | 20,827 | 20,858 | 20,899 | |
| годовой темп, % | -6,84 | -2,51 | 3,58 | 0,04 | 0,28 | 0,16 | 0,15 | 0,20 | 0,26 |
| ЭС Самарской обл. | 23,901 | 23,748 | 24,063 | 24,082 | 24,151 | 24,218 | 24,297 | 24,340 | |
| годовой темп, % | -1,68 | -0,64 | 1,33 | 0,08 | 0,29 | 0,28 | 0,33 | 0,18 | 0,26 |
| ЭС Республики Марий-Эл | 2,635 | 2,615 | 2,686 | 2,698 | 2,710 | 2,728 | 2,744 | 2,759 | |
| годовой темп, % | -17,03 | -0,76 | 2,72 | 0,45 | 0,44 | 0,66 | 0,59 | 0,55 | 0,66 |
| ЭС Республики Мордовия | 3,464 | 3,257 | 3,503 | 3,507 | 3,520 | 3,533 | 3,546 | 3,560 | |
| годовой темп, % | 0,43 | -5,98 | 7,55 | 0,11 | 0,37 | 0,37 | 0,37 | 0,39 | 0,39 |
| ЭС Пензенской обл. | 4,973 | 4,973 | 5,084 | 5,107 | 5,131 | 5,155 | 5,179 | 5,204 | |
| годовой темп, % | 2,39 | 0,00 | 2,23 | 0,45 | 0,47 | 0,47 | 0,47 | 0,48 | 0,65 |
| ЭС Саратовской обл. | 12,960 | 13,064 | 13,331 | 13,425 | 13,537 | 13,790 | 13,978 | 14,030 | |
| годовой темп, % | 1,08 | 0,80 | 2,04 | 0,71 | 0,83 | 1,87 | 1,36 | 0,37 | 1,14 |
| ЭС Ульяновской обл. | 6,010 | 5,902 | 6,116 | 6,156 | 6,194 | 6,213 | 6,222 | 6,229 | |
| годовой темп, % | -1,85 | -1,80 | 3,63 | 0,65 | 0,62 | 0,31 | 0,14 | 0,11 | 0,51 |
| ЭС Республики Чувашия | 5,094 | 4,900 | 5,137 | 5,150 | 5,175 | 5,200 | 5,225 | 5,249 | |
| годовой темп, % | -3,17 | -3,81 | 4,84 | 0,25 | 0,49 | 0,48 | 0,48 | 0,46 | 0,43 |
| ЭС Республики Татарстан | 27,120 | 26,959 | 27,758 | 28,077 | 28,264 | 28,459 | 28,704 | 28,848 | |
| годовой темп, % | 1,34 | -0,59 | 2,96 | 1,15 | 0,67 | 0,69 | 0,86 | 0,50 | 0,89 |

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Юга, млрд. кВт.ч

| | Факт | Умеренно-Оптимистичный вариант | | | | | | | Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, % |
|---|---------------|--------------------------------|---------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---|
| | 2014 г. | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | |
| ОЭС Юга* | 86,938 | 87,826 | 92,443 | 97,624 | 101,728 | 103,829 | 105,359 | 106,768 | |
| годовой темп, % | 1,58 | 1,02 | 5,26 | 5,60 | 4,20 | 2,07 | 1,47 | 1,34 | 2,98 |
| ЭС Астраханской обл. | 4,376 | 4,393 | 4,436 | 4,489 | 4,541 | 4,587 | 4,634 | 4,680 | |
| годовой темп, % | 3,84 | 0,39 | 0,98 | 1,19 | 1,16 | 1,01 | 1,02 | 0,99 | 0,96 |
| ЭС Волгоградской обл. | 15,786 | 15,070 | 15,860 | 16,076 | 16,277 | 16,506 | 16,571 | 16,595 | |
| годовой темп, % | -9,95 | -4,54 | 5,24 | 1,36 | 1,25 | 1,41 | 0,39 | 0,14 | 0,72 |
| ЭС Чеченской Республики | 2,540 | 2,593 | 2,673 | 2,735 | 2,782 | 2,829 | 2,872 | 2,914 | |
| годовой темп, % | 6,77 | 2,09 | 3,09 | 2,32 | 1,72 | 1,69 | 1,52 | 1,46 | 1,98 |
| ЭС Республики Дагестан | 5,860 | 6,174 | 6,248 | 6,310 | 6,367 | 6,463 | 6,521 | 6,541 | |
| годовой темп, % | 7,05 | 5,36 | 1,20 | 0,99 | 0,90 | 1,51 | 0,90 | 0,31 | 1,58 |
| ЭС Каб-Балкарской Респ. | 1,604 | 1,634 | 1,679 | 1,706 | 1,727 | 1,747 | 1,768 | 1,798 | |
| годовой темп, % | 2,82 | 1,87 | 2,75 | 1,61 | 1,23 | 1,16 | 1,20 | 1,70 | 1,64 |
| ЭС Республики Калмыкия | 0,500 | 0,510 | 0,557 | 0,599 | 0,617 | 0,621 | 0,625 | 0,630 | |
| годовой темп, % | 5,04 | 2,00 | 9,22 | 7,54 | 3,01 | 0,65 | 0,64 | 0,80 | 3,36 |
| ЭС Краснодарского края и Респ.Адыгея | 24,750 | 25,300 | 26,064 | 27,406 | 27,863 | 28,441 | 29,058 | 29,555 | |
| годовой темп, % | 6,29 | 2,22 | 3,02 | 5,15 | 1,67 | 2,07 | 2,17 | 1,71 | 2,57 |
| ЭС Ростовской обл. | 17,850 | 18,172 | 18,561 | 18,815 | 19,513 | 20,188 | 20,436 | 20,774 | |
| годовой темп, % | 3,50 | 1,80 | 2,14 | 1,37 | 3,71 | 3,46 | 1,23 | 1,65 | 2,19 |
| ЭС Республики Сев.Осетия | 2,138 | 2,170 | 2,246 | 2,310 | 2,369 | 2,419 | 2,470 | 2,512 | |
| годовой темп, % | 4,39 | 1,50 | 3,50 | 2,85 | 2,55 | 2,11 | 2,11 | 1,70 | 2,33 |

| | Факт | Умеренно-Оптимистичный вариант | | | | | | | Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, % |
|--|--------------|--------------------------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---|
| | 2014 г. | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | |
| ЭС Кар-Черкесской Респ. | 1,276 | 1,274 | 1,434 | 1,453 | 1,473 | 1,480 | 1,506 | 1,533 | |
| годовой темп, % | <i>-0,31</i> | <i>-0,16</i> | <i>12,56</i> | <i>1,32</i> | <i>1,38</i> | <i>0,48</i> | <i>1,76</i> | <i>1,79</i> | <i>2,66</i> |
| ЭС Ставропольского края | 9,603 | 9,860 | 9,949 | 10,009 | 10,126 | 10,251 | 10,378 | 10,506 | |
| годовой темп, % | <i>1,46</i> | <i>2,68</i> | <i>0,90</i> | <i>0,60</i> | <i>1,17</i> | <i>1,23</i> | <i>1,24</i> | <i>1,23</i> | <i>1,29</i> |
| ЭС Республики Ингушетия | 0,655 | 0,676 | 0,696 | 0,716 | 0,729 | 0,744 | 0,758 | 0,774 | |
| годовой темп, % | <i>4,63</i> | <i>3,21</i> | <i>2,96</i> | <i>2,87</i> | <i>1,82</i> | <i>2,06</i> | <i>1,88</i> | <i>2,11</i> | <i>2,41</i> |
| ЭС Республики Крым и г. Севастополя | 0,000 | 0,000 | 2,040 | 5,000 | 7,344 | 7,553 | 7,762 | 7,956 | |
| годовой темп, % | <i>0,00</i> | <i>0,00</i> | <i>0,00</i> | <i>0,00</i> | <i>46,88</i> | <i>2,85</i> | <i>2,77</i> | <i>2,50</i> | <i>31,28**</i> |

*ОЭС Юга с учетом присоединения энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя с 2016 г.;

**среднегодовой темп прироста за 2017-2021 гг., %.

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Урала, млрд. кВт.ч

| | Факт | Умеренно-Оптимистичный вариант | | | | | | | Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, % |
|-----------------------------------|----------------|--------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---|
| | 2014 г. | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | |
| ОЭС Урала | 260,670 | 259,116 | 264,854 | 266,975 | 269,254 | 270,891 | 272,781 | 274,531 | |
| годовой темп, % | 1,12 | -0,60 | 2,21 | 0,80 | 0,85 | 0,61 | 0,70 | 0,64 | 0,74 |
| ЭС Республики Башкортостан | 26,368 | 26,398 | 26,790 | 26,961 | 27,143 | 27,291 | 27,508 | 27,669 | |
| годовой темп, % | 2,56 | 0,11 | 1,48 | 0,64 | 0,68 | 0,55 | 0,80 | 0,59 | 0,69 |
| ЭС Кировской обл. | 7,508 | 7,366 | 7,555 | 7,639 | 7,712 | 7,754 | 7,786 | 7,828 | |
| годовой темп, % | 1,43 | -1,89 | 2,57 | 1,11 | 0,96 | 0,54 | 0,41 | 0,54 | 0,60 |
| ЭС Курганской обл. | 4,601 | 4,485 | 4,627 | 4,637 | 4,651 | 4,664 | 4,679 | 4,696 | |
| годовой темп, % | 1,84 | -2,52 | 3,17 | 0,22 | 0,30 | 0,28 | 0,32 | 0,36 | 0,29 |
| ЭС Оренбургской обл. | 15,625 | 15,702 | 15,788 | 15,867 | 15,991 | 16,055 | 16,152 | 16,218 | |
| годовой темп, % | 0,28 | 0,49 | 0,55 | 0,50 | 0,78 | 0,40 | 0,60 | 0,41 | 0,53 |
| ЭС Пермского края | 23,561 | 23,374 | 23,978 | 24,584 | 25,062 | 25,243 | 25,497 | 25,756 | |
| годовой темп, % | 0,36 | -0,79 | 2,58 | 2,53 | 1,94 | 0,72 | 1,01 | 1,02 | 1,28 |
| ЭС Свердловской обл. | 43,819 | 43,038 | 44,371 | 44,540 | 44,687 | 44,839 | 44,983 | 45,120 | |
| годовой темп, % | -2,12 | -1,78 | 3,10 | 0,38 | 0,33 | 0,34 | 0,32 | 0,30 | 0,42 |
| ЭС Удмуртской Респ. | 9,518 | 9,431 | 9,587 | 9,649 | 9,695 | 9,737 | 9,779 | 9,831 | |
| годовой темп, % | 1,29 | -0,91 | 1,65 | 0,65 | 0,48 | 0,43 | 0,43 | 0,53 | 0,46 |
| ЭС Челябинской обл. | 36,141 | 35,782 | 36,461 | 36,708 | 37,049 | 37,170 | 37,316 | 37,422 | |
| годовой темп, % | 1,07 | -0,99 | 1,90 | 0,68 | 0,93 | 0,33 | 0,39 | 0,28 | 0,50 |
| ЭС Тюменской обл. | 93,529 | 93,540 | 95,697 | 96,390 | 97,264 | 98,138 | 99,081 | 99,991 | |
| годовой темп, % | 2,58 | 0,01 | 2,31 | 0,72 | 0,91 | 0,90 | 0,96 | 0,92 | 0,96 |

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Сибири, млрд. кВт.ч

| | Факт | Умеренно-Оптимистичный вариант | | | | | | | Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, % |
|------------------------------|----------------|--------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---|
| | 2014 г. | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | |
| ОЭС Сибири* | 204,065 | 204,751 | 210,411 | 213,235 | 218,322 | 221,934 | 223,099 | 224,617 | |
| годовой темп, % | -0,61 | 0,34 | 2,76 | 1,34 | 2,39 | 1,65 | 0,52 | 0,68 | 1,38 |
| ЭС Алтайского кр. | 10,935 | 10,765 | 11,061 | 11,058 | 11,071 | 11,091 | 11,102 | 11,143 | |
| годовой темп, % | 0,87 | -1,55 | 2,75 | -0,03 | 0,12 | 0,18 | 0,10 | 0,37 | 0,27 |
| ЭС Республики Бурятия | 5,409 | 5,411 | 5,460 | 5,499 | 5,518 | 5,539 | 5,559 | 5,579 | |
| годовой темп, % | -1,37 | 0,04 | 0,91 | 0,71 | 0,35 | 0,38 | 0,36 | 0,36 | 0,44 |
| ЭС Иркутской обл. | 52,820 | 52,621 | 53,236 | 53,931 | 55,743 | 58,307 | 58,571 | 58,906 | |
| годовой темп, % | -1,11 | -0,38 | 1,17 | 1,31 | 3,36 | 4,60 | 0,45 | 0,57 | 1,57 |
| ЭС Красноярского кр. | 41,942 | 43,710 | 46,514 | 47,794 | 50,161 | 50,516 | 50,839 | 51,432 | |
| годовой темп, % | -0,47 | 4,22 | 6,42 | 2,75 | 4,95 | 0,71 | 0,64 | 1,17 | 2,96 |
| ЭС Республики Тыва | 0,730 | 0,774 | 0,839 | 1,213 | 1,652 | 1,775 | 1,880 | 1,925 | |
| годовой темп, % | 2,96 | 6,03 | 8,40 | 44,58 | 36,19 | 7,45 | 5,92 | 2,39 | 14,86 |
| ЭС Новосибирской обл. | 15,786 | 15,770 | 16,174 | 16,278 | 16,367 | 16,469 | 16,560 | 16,644 | |
| годовой темп, % | 2,88 | -0,10 | 2,56 | 0,64 | 0,55 | 0,62 | 0,55 | 0,51 | 0,76 |
| ЭС Омской обл. | 10,992 | 10,866 | 11,268 | 11,429 | 11,520 | 11,621 | 11,687 | 11,729 | |
| годовой темп, % | 0,96 | -1,15 | 3,70 | 1,43 | 0,80 | 0,88 | 0,57 | 0,36 | 0,93 |
| ЭС Томской обл. | 8,924 | 8,682 | 9,014 | 9,017 | 9,022 | 9,037 | 9,045 | 9,092 | |
| годовой темп, % | 0,27 | -2,71 | 3,82 | 0,03 | 0,06 | 0,17 | 0,09 | 0,52 | 0,27 |
| ЭС Забайкальского кр. | 7,835 | 7,719 | 7,968 | 8,052 | 8,142 | 8,237 | 8,353 | 8,505 | |
| годовой темп, % | -1,73 | -1,48 | 3,23 | 1,05 | 1,12 | 1,17 | 1,41 | 1,82 | 1,18 |
| ЭС Республики Хакасия | 16,509 | 16,633 | 16,650 | 16,650 | 16,652 | 16,678 | 16,704 | 16,730 | |
| годовой темп, % | -0,10 | 0,75 | 0,10 | 0,00 | 0,01 | 0,16 | 0,16 | 0,16 | 0,19 |
| ЭС Кемеровской обл. | 32,183 | 31,800 | 32,227 | 32,314 | 32,474 | 32,664 | 32,799 | 32,932 | |
| годовой темп, % | -2,77 | -1,19 | 1,34 | 0,27 | 0,50 | 0,59 | 0,41 | 0,41 | 0,33 |

* ОЭС Сибири с учетом присоединения к энергосистеме Красноярского края электрических сетей месторождений ЗАО «Ванкорнефть» с 2015 года

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Востока, млрд. кВт.ч

| | Факт | Умеренно-Оптимистичный вариант | | | | | | | Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, % |
|--|---------------|--------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---|
| | 2014 г. | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | |
| ЭС Амурской обл. | 7,984 | 7,934 | 8,308 | 8,606 | 8,830 | 8,984 | 9,232 | 9,352 | |
| годовой темп, % | 0,06 | -0,63 | 4,71 | 3,59 | 2,60 | 1,74 | 2,76 | 1,30 | 2,29 |
| ЭС Приморского кр. | 12,545 | 12,730 | 12,769 | 13,017 | 14,147 | 15,376 | 16,469 | 16,612 | |
| годовой темп, % | -0,25 | 1,47 | 0,31 | 1,94 | 8,68 | 8,69 | 7,11 | 0,87 | 4,09 |
| ЭС Хабаровского кр. | 9,606 | 9,710 | 10,377 | 10,582 | 10,732 | 11,027 | 11,228 | 11,443 | |
| годовой темп, % | 2,77 | 1,08 | 6,87 | 1,98 | 1,42 | 2,75 | 1,82 | 1,91 | 2,53 |
| Южный, Центральный и Западный энергорайоны Республики Якутия* | 1,667 | 1,678 | 4,389 | 7,560 | 7,837 | 8,056 | 8,190 | 8,274 | |
| годовой темп прироста, % | -2,23 | 0,66 | 161,56 | 72,25 | 3,66 | 2,79 | 1,66 | 1,03 | 25,72 |
| ОЭС Востока* | 31,802 | 32,052 | 35,843 | 39,765 | 41,546 | 43,443 | 45,119 | 45,681 | |
| годовой темп прироста, % | 0,61 | 0,79 | 11,83 | 10,94 | 4,48 | 4,57 | 3,86 | 1,25 | 5,31 |

*с учетом присоединения к Южно-Якутскому энергорайону Центрального и Западного энергорайонов Республики Саха (Якутия) с 2016 г.

Приложение № 3
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015-2021 годы

Объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

| МВт | | | | | | | | | | | |
|---|---|---------------|---------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип демонтажа | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
| ОЭС Северо-Запада | | | | | | | | | | | |
| Энергосистема Калининградской области | | | | | | | | | | | |
| Гусевская ТЭЦ | ОАО "Калининградская генерирующая компания" | | | | | | | | | | |
| 2 Р-9-29 | | Мазут | окончательный | | 8,5 | | | | | | 8,5 |
| Энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области | | | | | | | | | | | |
| Ленинградская АЭС | ОАО "Концерн Росэнергоатом" | | | | | | | | | | |
| 1 РБМК-1000 | | нет топлива | окончательный | | | | 1000,0 | | | | 1000,0 |
| 2 РБМК-1000 | | нет топлива | окончательный | | | | | | 1000,0 | | 1000,0 |
| Всего по станции | | | | | | | 1000,0 | | 1000,0 | | 2000,0 |
| Центральная ТЭЦ (г.СПб) | | | | | | | | | | | |
| 11 Р-2-29 | ОАО "ТГК-1" | Газ природный | окончательный | | | 2,0 | | | | | 2,0 |
| ТЭЦ-15 Автовская | | | | | | | | | | | |
| 4 Т-20-90 | ОАО "ТГК-1" | Газ природный | окончательный | | | 20,0 | | | | | 20,0 |
| 5 Т-22-90 | | Газ природный | окончательный | | 22,0 | | | | | | 22,0 |
| Всего по станции | | | | | 22,0 | 20,0 | | | | | 42,0 |
| ОЭС Северо-Запада, всего | | | | | | | | | | | |
| Демонтаж всего | | | | | 30,5 | 22,0 | 1000,0 | | 1000,0 | | 2052,5 |
| АЭС | | | | | | | 1000,0 | | 1000,0 | | 2000,0 |
| ТЭС-всего | | | | | 30,5 | 22,0 | | | | | 52,5 |
| ТЭЦ | | | | | 30,5 | 22,0 | | | | | 52,5 |
| ОЭС Центра | | | | | | | | | | | |
| Энергосистема Белгородской области | | | | | | | | | | | |
| Белгородская ТЭЦ | ОАО "Квадра" | | | | | | | | | | |
| 7 ГТУ-30 (Г) | | Газ природный | окончательный | | 30,0 | | | | | | 30,0 |
| Губкинская ТЭЦ | | | | | | | | | | | |
| 1 Р-9-35 | ОАО "Квадра" | Газ природный | окончательный | 9,0 | | | | | | | 9,0 |
| 2 Р-10-35 | | Газ природный | окончательный | 10,0 | | | | | | | 10,0 |
| 3 Р-10-35 | | Газ природный | окончательный | 10,0 | | | | | | | 10,0 |
| Всего по станции | | | | 29,0 | | | | | | | 29,0 |
| ГТ ТЭЦ "Луч" | | | | | | | | | | | |
| 1 ГТУ-30 (Г) | ОАО "Квадра" | Газ природный | окончательный | | 30,0 | | | | | | 30,0 |
| 2 ГТУ-30 (Г) | | Газ природный | окончательный | | 30,0 | | | | | | 30,0 |
| Всего по станции | | | | | 60,0 | | | | | | 60,0 |

Объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип демонтажа | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
|---|-----------------------------|---------------|---------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Энергосистема Воронежской области | | | | | | | | | | | |
| Нововоронежская АЭС | | | | | | | | | | | |
| 3 ВВЭР-417 | ОАО "Концерн Росэнергоатом" | нет топлива | окончательный | | 417,0 | | | | | | 417,0 |
| *ТЭЦ ЮВЖД МПС(г.Лиски) | | | | | | | | | | | |
| 1 АР-3,6 | Эл/ст пром.предприятий | Газ природный | окончательный | 4,0 | | | | | | | 4,0 |
| 2 АТ-4-35 | | Газ природный | окончательный | 3,6 | | | | | | | 3,6 |
| Всего по станции | | | | 7,6 | | | | | | | 7,6 |
| Энергосистема Ивановской области | | | | | | | | | | | |
| Ивановская ТЭЦ-1(кот.) | | | | | | | | | | | |
| 1 ГТУ-6 (Т) | ПАО "Т Плюс" | Газ природный | окончательный | 6,0 | | | | | | | 6,0 |
| 2 ГТУ-6 (Т) | | Газ природный | окончательный | 6,0 | | | | | | | 6,0 |
| Всего по станции | | | | 12,0 | | | | | | | 12,0 |
| Энергосистема Калужской области | | | | | | | | | | | |
| Калужская ТЭЦ-1 | | | | | | | | | | | |
| 2 П-6-35 | ОАО "Квадра" | Газ природный | окончательный | | 6,0 | | | | | | 6,0 |
| 3 Р-6-35 | | Газ природный | окончательный | | 6,0 | | | | | | 6,0 |
| Всего по станции | | | | | 12,0 | | | | | | 12,0 |
| Энергосистема Курской области | | | | | | | | | | | |
| Курская ТЭЦ-1 | | | | | | | | | | | |
| 3 ПТ-60-90 | ОАО "Квадра" | Газ природный | окончательный | | | 60,0 | | | | | 60,0 |
| 4 ПТ-65-90 | | Газ природный | окончательный | | | 65,0 | | | | | 65,0 |
| 5 ПТ-50-90 | | Газ природный | окончательный | | | 50,0 | | | | | 50,0 |
| Всего по станции | | | | | | 175,0 | | | | | 175,0 |
| Курская ТЭЦ-4 | | | | | | | | | | | |
| 1 Р-5-35 | ОАО "Квадра" | Газ природный | окончательный | 4,8 | | | | | | | 4,8 |
| Энергосистема Липецкой области | | | | | | | | | | | |
| Елецкая ТЭЦ | | | | | | | | | | | |
| 3 ПР-10-35 | ОАО "Квадра" | Газ природный | окончательный | 10,0 | | | | | | | 10,0 |
| 4 Р-5-35 | | Газ природный | окончательный | 5,0 | | | | | | | 5,0 |
| Всего по станции | | | | 15,0 | | | | | | | 15,0 |
| Данковская ТЭЦ | | | | | | | | | | | |
| 1 Т-6-35 | ОАО "Квадра" | Газ природный | окончательный | 6,0 | | | | | | | 6,0 |
| 2 Р-4-35 | | Газ природный | окончательный | 4,0 | | | | | | | 4,0 |
| Всего по станции | | | | 10,0 | | | | | | | 10,0 |
| Липецкая ТЭЦ-2 | | | | | | | | | | | |
| 1 ПТ-135-130 | ОАО "Квадра" | Газ природный | окончательный | | 135,0 | | | | | | 135,0 |
| 3 ПТ-80-130 | | Газ природный | окончательный | | 80,0 | | | | | | 80,0 |
| 5 Т-110-130 | | Газ природный | окончательный | | 110,0 | | | | | | 110,0 |
| Всего по станции | | | | | 325,0 | | | | | | 325,0 |

Объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип демонтажа | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
|--|------------------------|--------------------|---------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Энергосистема г.Москвы и Московской области | | | | | | | | | | | |
| ТЭЦ-20 Мосэнерго | | | | | | | | | | | |
| 1 Т-30-90 | ПАО "Мосэнерго" | Газ природный | окончательный | | | 30,0 | | | | | 30,0 |
| 2 Т-30-90 | | Газ природный | окончательный | | | 30,0 | | | | | 30,0 |
| Всего по станции | | | | | | | 60,0 | | | | |
| ТЭЦ-16 Мосэнерго | | | | | | | | | | | |
| 1 Т-30-90 | ПАО "Мосэнерго" | Газ природный | окончательный | | 30,0 | | | | | | 30,0 |
| 2 Т-25-90 | | Газ природный | окончательный | | 25,0 | | | | | | 25,0 |
| 3 Т-50-90 | | Газ природный | окончательный | | 50,0 | | | | | | 50,0 |
| Всего по станции | | | | | 105,0 | | | | | | 105,0 |
| ТЭЦ-17 Мосэнерго | | | | | | | | | | | |
| 2 Т-40-90 | ПАО "Мосэнерго" | Газ природный | окончательный | | | | | | 40,0 | | 40,0 |
| ГЭС-1 им.Смидовича | | | | | | | | | | | |
| 7 Р-10-35 | ПАО "Мосэнерго" | Газ природный | окончательный | 10,0 | | | | | | | 10,0 |
| ТЭЦ МЭИ | | | | | | | | | | | |
| 2 П-4-29 | Эл/ст пром.предприятий | Газ природный | окончательный | 4,0 | | | | | | | 4,0 |
| Энергосистема Орловской области | | | | | | | | | | | |
| Ливенская ТЭЦ | | | | | | | | | | | |
| 1 К-6-35 | ОАО "Квадра" | Газ природный | окончательный | | 6,0 | | | | | | 6,0 |
| 2 Т-6-35 | | Газ природный | окончательный | | 6,0 | | | | | | 6,0 |
| Всего по станции | | | | | | 12,0 | | | | | |
| Энергосистема Рязанской области | | | | | | | | | | | |
| Дягилевская ТЭЦ | | | | | | | | | | | |
| 3 ПТ-60-130 | ОАО "Квадра" | Газ природный | окончательный | | 60,0 | | | | | | 60,0 |
| 4 Т-50-130 | | Газ природный | окончательный | | 50,0 | | | | | | 50,0 |
| Всего по станции | | | | | | 110,0 | | | | | |
| Энергосистема Смоленской области | | | | | | | | | | | |
| Дорогобужская ТЭЦ | | | | | | | | | | | |
| 1 Р-18-90 | ОАО "Квадра" | Уголь Подмосковный | окончательный | | | 18,0 | | | | | 18,0 |
| 2 Т-...-90 | | Газ природный | окончательный | | | 38,0 | | | | | 38,0 |
| 4 ПТ-60-90 | | Газ природный | окончательный | | | 60,0 | | | | | 60,0 |
| 5 ГТУ-6 (Т) | | Газ природный | окончательный | | | 6,0 | | | | | 6,0 |
| 6 ГТУ-6 (Т) | | Газ природный | окончательный | | | 6,0 | | | | | 6,0 |
| Всего по станции | | | | | | | 128,0 | | | | |
| Энергосистема Тамбовской области | | | | | | | | | | | |
| Тамбовская ТЭЦ | | | | | | | | | | | |
| 5 ПТ-40-90 | ОАО "Квадра" | Газ природный | окончательный | | 40,0 | | | | | | 40,0 |
| 6 ПТ-25-90 | | Газ природный | окончательный | | 25,0 | | | | | | 25,0 |
| Всего по станции | | | | | | 65,0 | | | | | |

Объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип демонтажа | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
|--|-----------------------|-----------------|---------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Энергосистема Тульской области | | | | | | | | | | | |
| ГРЭС Черепетская АО "ИНТЕР РАО - Электрогенерация" | | | | | | | | | | | |
| 1 К-140-130 | | Уголь Кузнецкий | окончательный | 140,0 | | | | | | | 140,0 |
| 2 К-140-130 | | Уголь Кузнецкий | окончательный | 140,0 | | | | | | | 140,0 |
| 3 К-140-130 | | Уголь Кузнецкий | окончательный | 140,0 | | | | | | | 140,0 |
| 5 К-300-240 | | Уголь Кузнецкий | под замену | | 300,0 | | | | | | 300,0 |
| 6 К-300-240 | | Уголь Кузнецкий | под замену | | 300,0 | | | | | | 300,0 |
| Всего по станции | | | | 420,0 | 600,0 | | | | | | 1020,0 |
| ГРЭС Новомосковская ОАО "Квадра" | | | | | | | | | | | |
| 1 Т-90-90 | | Газ природный | окончательный | 90,0 | | | | | | | 90,0 |
| 4 Р-14-29 | | Газ природный | окончательный | 14,0 | | | | | | | 14,0 |
| 7 Р-32-90 | | Газ природный | окончательный | 32,0 | | | | | | | 32,0 |
| Всего по станции | | | | 136,0 | | | | | | | 136,0 |
| Ефремовская ТЭЦ ОАО "Квадра" | | | | | | | | | | | |
| 4 ПР-25-90 | | Газ природный | окончательный | | 25,0 | | | | | | 25,0 |
| 5 ПР-25-90 | | Газ природный | окончательный | | 25,0 | | | | | | 25,0 |
| 6 ПТ-60-90 | | Газ природный | окончательный | | 60,0 | | | | | | 60,0 |
| 7 Р-50-130 | | Газ природный | окончательный | | 50,0 | | | | | | 50,0 |
| Всего по станции | | | | | 160,0 | | | | | | 160,0 |
| Алексинская ТЭЦ ОАО "Квадра" | | | | | | | | | | | |
| 2 ПР-12-90 | | Газ природный | окончательный | 12,0 | | | | | | | 12,0 |
| 3 Т-50-90 | | Газ природный | окончательный | 50,0 | | | | | | | 50,0 |
| Всего по станции | | | | 62,0 | | | | | | | 62,0 |
| ОЭС Центра, всего | | | | | | | | | | | |
| Демонтаж всего | | | | 710,4 | 1896,0 | 363,0 | | | 40,0 | | 3009,4 |
| АЭС | | | | | 417,0 | | | | | | 417,0 |
| ТЭС-всего | | | | 710,4 | 1479,0 | 363,0 | | | 40,0 | | 2592,4 |
| ТЭЦ | | | | 290,4 | 873,0 | 363,0 | | | 40,0 | | 1566,4 |
| КЭС | | | | 420,0 | 606,0 | | | | | | 1026,0 |
| Демонтаж под замену | | | | | 600,0 | | | | | | 600,0 |
| ТЭС-всего | | | | | 600,0 | | | | | | 600,0 |
| КЭС | | | | | 600,0 | | | | | | 600,0 |
| ОЭС Средней Волги | | | | | | | | | | | |
| Энергосистема Нижегородской области | | | | | | | | | | | |
| Саровская ТЭЦ ЗАО "Саровская генерирующая компания" | | | | | | | | | | | |
| 51 ТЭЦ разные | | Газ природный | окончательный | | | | | 16,0 | | | 16,0 |
| Энергосистема Саратовской области | | | | | | | | | | | |
| Саратовская ТЭЦ-2 ПАО "Т Плюс" | | | | | | | | | | | |
| 4 ПТ-25-90 | | Газ природный | окончательный | | 25,0 | | | | | | 25,0 |
| Саратовская ТЭЦ-1 ПАО "Т Плюс" | | | | | | | | | | | |
| 1 ПР-9-90 | | Газ природный | окончательный | 9,0 | | | | | | | 9,0 |
| 2 ПР-9-90 | | Газ природный | окончательный | 9,0 | | | | | | | 9,0 |

Объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип демонтажа | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
|---|------------------------------|-----------------|---------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Всего по станции | | | | 18,0 | | | | | | | 18,0 |
| Энергосистема Республики Татарстан | | | | | | | | | | | |
| Казанская ТЭЦ-2 | | | | | | | | | | | |
| | ОАО "Генерирующая компания" | | | | | | | | | | |
| 6 Р-25-90 | | Уголь Кузнецкий | окончательный | | | 25,0 | | | | | 25,0 |
| 7 ПТ-65-130 | | Газ природный | окончательный | | | 65,0 | | | | | 65,0 |
| 8 Р-50-130 | | Газ природный | окончательный | | | 50,0 | | | | | 50,0 |
| 9 Т-50-130 | | Газ природный | окончательный | | | 50,0 | | | | | 50,0 |
| Всего по станции | | | | | | 190,0 | | | | | 190,0 |
| Казанская ТЭЦ-3 | | | | | | | | | | | |
| 1 ПТ-60-130 | ОАО "ТГК-16" | Газ природный | под замену | 60,0 | | | | | | | 60,0 |
| ОЭС Средней Волги, всего | | | | | | | | | | | |
| Демонтаж всего | | | | 78,0 | 25,0 | 190,0 | | 16,0 | | | 309,0 |
| ТЭС-всего | | | | 78,0 | 25,0 | 190,0 | | 16,0 | | | 309,0 |
| ТЭЦ | | | | 78,0 | 25,0 | 190,0 | | 16,0 | | | 309,0 |
| Демонтаж под замену | | | | 60,0 | | | | | | | 60,0 |
| ТЭС-всего | | | | 60,0 | | | | | | | 60,0 |
| ТЭЦ | | | | 60,0 | | | | | | | 60,0 |
| ОЭС Юга | | | | | | | | | | | |
| Энергосистема Астраханской области | | | | | | | | | | | |
| *ТЭЦ-Северная | | | | | | | | | | | |
| | Эл/ст пром.предприятий | | | | | | | | | | |
| 1 ПР-6-35 | | Газ природный | под замену | 6,0 | | | | | | | 6,0 |
| 2 ПР-6-35 | | Газ природный | под замену | 6,0 | | | | | | | 6,0 |
| Всего по станции | | | | 12,0 | | | | | | | 12,0 |
| Энергосистема Волгоградской области | | | | | | | | | | | |
| Волгоградская ГРЭС | | | | | | | | | | | |
| | ООО "ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго" | | | | | | | | | | |
| 1 Т-20-29 | | Газ природный | окончательный | 20,0 | | | | | | | 20,0 |
| 3 Р-12-90 | | Газ природный | окончательный | 12,0 | | | | | | | 12,0 |
| 7 Р-22-90 | | Газ природный | окончательный | 22,0 | | | | | | | 22,0 |
| 8 Р-18-29 | | Газ природный | окончательный | 18,0 | | | | | | | 18,0 |
| Всего по станции | | | | 72,0 | | | | | | | 72,0 |
| Волгоградская ТЭЦ-2 | | | | | | | | | | | |
| | ООО "ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго" | | | | | | | | | | |
| 2 ПТ-25-90 | | Газ природный | окончательный | | 25,0 | | | | | | 25,0 |
| Камышинская ТЭЦ | | | | | | | | | | | |
| | ООО "ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго" | | | | | | | | | | |
| 1 ПТ-11-35 | | Газ природный | окончательный | | 11,0 | | | | | | 11,0 |
| Энергосистема Ставропольского края | | | | | | | | | | | |
| Невинномысская ГРЭС | | | | | | | | | | | |
| | ПАО "Энел Россия" | | | | | | | | | | |
| 12 К-145-130 | | Газ природный | окончательный | 145,0 | | | | | | | 145,0 |
| 13 ГТ-25 | | Газ природный | окончательный | 25,0 | | | | | | | 25,0 |
| Всего по станции | | | | 170,0 | | | | | | | 170,0 |
| ОЭС Юга, всего | | | | | | | | | | | |

Объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип демонтажа | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
|---|-----------------------|---------------------|---------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| 5 Р-50-130 | | Газ природный | окончательный | 50,0 | | | | | | | 50,0 |
| Энергосистема Томской области | | | | | | | | | | | |
| ТЭЦ ФГУП "СХК" (Северская) | АО "СХК" | | | | | | | | | | |
| 14 ТЭЦ разные | | Уголь Кузнецкий | окончательный | 100,0 | | | | | | | 100,0 |
| ОЭС Сибири, всего | | | | | | | | | | | |
| Демонтаж всего | | | | 150,0 | | 147,0 | 167,0 | | | | 464,0 |
| ТЭС-всего | | | | 150,0 | | 147,0 | 167,0 | | | | 464,0 |
| ТЭЦ | | | | 150,0 | | 147,0 | 167,0 | | | | 464,0 |
| Демонтаж под замену | | | | | | 60,0 | | | | | 60,0 |
| ТЭС-всего | | | | | | 60,0 | | | | | 60,0 |
| ТЭЦ | | | | | | 60,0 | | | | | 60,0 |
| ОЭС Востока | | | | | | | | | | | |
| Энергосистема Приморского края | | | | | | | | | | | |
| Партизанская ГРЭС | ПАО "РАОЭС Востока" | | | | | | | | | | |
| 3 К-...-90 | | Уголь Нерюнгринский | окончательный | | 41,0 | | | | | | 41,0 |
| ОЭС Востока, всего | | | | | | | | | | | |
| Демонтаж всего | | | | | 41,0 | | | | | | 41,0 |
| ТЭС-всего | | | | | 41,0 | | | | | | 41,0 |
| КЭС | | | | | 41,0 | | | | | | 41,0 |
| ЕЭС России - всего | | | | | | | | | | | |
| Демонтаж всего | | | | 1673,4 | 2764,5 | 858,0 | 1167,0 | 16,0 | 1040,0 | | 7518,9 |
| АЭС | | | | | 417,0 | | 1000,0 | | 1000,0 | | 2417,0 |
| ТЭС-всего | | | | 1673,4 | 2347,5 | 858,0 | 167,0 | 16,0 | 40,0 | | 5101,9 |
| ТЭЦ | | | | 883,4 | 1600,5 | 858,0 | 167,0 | 16,0 | 40,0 | | 3564,9 |
| КЭС | | | | 790,0 | 747,0 | | | | | | 1537,0 |
| Демонтаж под замену | | | | 77,0 | 600,0 | 60,0 | | | | | 737,0 |
| ТЭС-всего | | | | 77,0 | 600,0 | 60,0 | | | | | 737,0 |
| ТЭЦ | | | | 77,0 | | 60,0 | | | | | 137,0 |
| КЭС | | | | | 600,0 | | | | | | 600,0 |

**Дополнительные объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС
России на 2015-2021 годы**

| | | | | | | | | | | | МВт |
|--|-----------------------------------|---------------------|---------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип демонтажа | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
| 4 ПТ-30-90 | | Газ природный | окончательный | 30,0 | | | | | | | 30,0 |
| 5 ПТ-30-90 | | Газ природный | окончательный | 30,0 | | | | | | | 30,0 |
| 6 ПТ-30-90 | | Газ природный | окончательный | 30,0 | | | | | | | 30,0 |
| 7 Р-14-90 | | Уголь Донецкий | окончательный | 14,0 | | | | | | | 14,0 |
| 8 Р-14-90 | | Газ природный | окончательный | 14,0 | | | | | | | 14,0 |
| 9 ПР-20-90 | | Газ природный | окончательный | 20,0 | | | | | | | 20,0 |
| Всего по станции | | | | 138,0 | | | | | | | 138,0 |
| Энергосистема Липецкой области | | | | | | | | | | | |
| Липецкая ТЭЦ-2 | ОАО "Квадра" | | | | | | | | | | |
| 2 ПТ-80-130 | | Газ природный | окончательный | | 80,0 | | | | | | 80,0 |
| 4 Т-110-130 | | Газ природный | окончательный | | 110,0 | | | | | | 110,0 |
| Всего по станции | | | | | 190,0 | | | | | | 190,0 |
| Энергосистема г.Москвы и Московской области | | | | | | | | | | | |
| ГРЭС-4 Каширская | АО "ИНТЕР РАО - Электрогенерация" | | | | | | | | | | |
| 4 К-300-240 | | Газ природный | под замену | | | | | 300,0 | | | 300,0 |
| ТЭЦ-20 Мосэнерго | ПАО "Мосэнерго" | | | | | | | | | | |
| 3 Т-30-90 | | Газ природный | окончательный | | | 30,0 | | | | | 30,0 |
| ТЭЦ-21 Мосэнерго | ПАО "Мосэнерго" | | | | | | | | | | |
| 6 Т-100-130 | | Газ природный | окончательный | | | 100,0 | | | | | 100,0 |
| ТЭЦ-23 Мосэнерго | ПАО "Мосэнерго" | | | | | | | | | | |
| 3 Т-100-130 | | Газ природный | окончательный | | | | | 100,0 | | | 100,0 |
| 4 Т-100-130 | | Газ природный | окончательный | | | | | 100,0 | | | 100,0 |
| Всего по станции | | | | | | | | 200,0 | | | 200,0 |
| ТЭЦ-16 Мосэнерго | ПАО "Мосэнерго" | | | | | | | | | | |
| 4 Т-25-90 | | Газ природный | окончательный | | 25,0 | | | | | | 25,0 |
| ТЭЦ-8 фил.ТЭЦ-9 Мосэнерго | ПАО "Мосэнерго" | | | | | | | | | | |
| 5 Р-25-130 | | Газ природный | окончательный | | | | 25,0 | | | | 25,0 |
| 10 Р-35-130 | | Газ природный | окончательный | | | | 35,0 | | | | 35,0 |
| Всего по станции | | | | | | | 60,0 | | | | 60,0 |
| ГЭС-1 им.Смидовича | ПАО "Мосэнерго" | | | | | | | | | | |
| 26 Р-10-35 | | Газ природный | окончательный | | | | 10,0 | | | | 10,0 |
| 27 Р-10-35 | | Газ природный | окончательный | | | | 10,0 | | | | 10,0 |
| 28 Р-10-35 | | Газ природный | окончательный | | | | 10,0 | | | | 10,0 |
| 29 Р-12-35 | | Газ природный | окончательный | | | | 12,0 | | | | 12,0 |
| 30 Р-...-35 | | Газ природный | окончательный | | | | 18,0 | | | | 18,0 |
| 31 ПТ-...-35 | | Газ природный | окончательный | | | | 16,0 | | | | 16,0 |
| Всего по станции | | | | | | | 76,0 | | | | 76,0 |
| ТЭЦ-17 Мосэнерго | ПАО "Мосэнерго" | | | | | | | | | | |
| 1 ПТ-20-90 | | Уголь Подмосковский | окончательный | | | | | 20,0 | | | 20,0 |
| 3 ПТ-...-90 | | Газ природный | окончательный | | | | | | 32,0 | | 32,0 |

**Дополнительные объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС
России на 2015-2021 годы**

| | | | | | | | | | | | МВт |
|---|--------------------------|---------------|---------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип демонтажа | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
| 4 Т-75-90 | | Газ природный | окончательный | | | | | | 75,0 | | 75,0 |
| 6 ПР-25-90 | | Газ природный | окончательный | | | | | | 25,0 | | 25,0 |
| Всего по станции | | | | | | | | | 152,0 | | 152,0 |
| Энергосистема Рязанской области | | | | | | | | | | | |
| Рязанская ГРЭС | | | | | | | | | | | |
| | ПАО "ОГК-2" | | | | | | | | | | |
| 5 К-800-240 | | Газ природный | под замену | | | | | 800,0 | | | 800,0 |
| 6 К-800-240 | | Газ природный | под замену | | | | | | | 800,0 | 800,0 |
| Всего по станции | | | | | | | | 800,0 | | 800,0 | 1600,0 |
| Новорязанская ТЭЦ | | | | | | | | | | | |
| | ООО "Ново-Рязанская ТЭЦ" | | | | | | | | | | |
| 4 Р-25-90 | | Газ природный | под замену | 25,0 | | | | | | | 25,0 |
| Энергосистема Тамбовской области | | | | | | | | | | | |
| Котовская ТЭЦ | | | | | | | | | | | |
| | ОАО "Квадра" | | | | | | | | | | |
| 4 ПТ-80-130 | | Газ природный | окончательный | 80,0 | | | | | | | 80,0 |
| Тамбовская ТЭЦ | | | | | | | | | | | |
| | ОАО "Квадра" | | | | | | | | | | |
| 7 ПТ-60-130 | | Газ природный | окончательный | | 60,0 | | | | | | 60,0 |
| 8 Т-110-130 | | Газ природный | окончательный | | 110,0 | | | | | | 110,0 |
| Всего по станции | | | | | 170,0 | | | | | | 170,0 |
| ОЭС Центра, всего | | | | | | | | | | | |
| Демонтаж всего | | | | | | | | | | | |
| | | | | 243,0 | 415,0 | 130,0 | 136,0 | 1300,0 | 152,0 | 800,0 | 3176,0 |
| ТЭС-всего | | | | | | | | | | | |
| | | | | 243,0 | 415,0 | 130,0 | 136,0 | 1300,0 | 152,0 | 800,0 | 3176,0 |
| ТЭЦ | | | | | | | | | | | |
| | | | | 243,0 | 415,0 | 130,0 | 136,0 | 200,0 | 152,0 | | 1276,0 |
| КЭС | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | 1100,0 | | 800,0 | 1900,0 |
| Демонтаж под замену | | | | | | | | | | | |
| | | | | 25,0 | | | | 1100,0 | | 800,0 | 1925,0 |
| ТЭС-всего | | | | | | | | | | | |
| | | | | 25,0 | | | | 1100,0 | | 800,0 | 1925,0 |
| ТЭЦ | | | | | | | | | | | |
| | | | | 25,0 | | | | | | | 25,0 |
| КЭС | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | 1100,0 | | 800,0 | 1900,0 |
| ОЭС Средней Волги | | | | | | | | | | | |
| Энергосистема Республики Мордовия | | | | | | | | | | | |
| Саранская ТЭЦ-2 | | | | | | | | | | | |
| | ПАО "Т Плюс" | | | | | | | | | | |
| 3 ПТ-60-90 | | Газ природный | окончательный | | 60,0 | | | | | | 60,0 |
| Энергосистема Самарской области | | | | | | | | | | | |
| Новокуйбышевская ТЭЦ-1 | | | | | | | | | | | |
| | ПАО "Т Плюс" | | | | | | | | | | |
| 7 ПТ-25-90 | | Газ природный | окончательный | | | | | 25,0 | | | 25,0 |
| Безымянская ТЭЦ | | | | | | | | | | | |
| | ПАО "Т Плюс" | | | | | | | | | | |
| 7 Т-25-90 | | Газ природный | окончательный | 25,0 | | | | | | | 25,0 |
| ТЭЦ ОАО "Куйбышевский НПЗ" | | | | | | | | | | | |
| | ОАО "НК"Роснефть" | | | | | | | | | | |
| 1 Р-6-35 | | Мазут | окончательный | | 6,0 | | | | | | 6,0 |
| 2 Р-6-35 | | Мазут | окончательный | | 6,0 | | | | | | 6,0 |
| Всего по станции | | | | | 12,0 | | | | | | 12,0 |
| Энергосистема Саратовской области | | | | | | | | | | | |

**Дополнительные объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС
России на 2015-2021 годы**

| МВт | | | | | | | | | | | |
|--|-----------------------------|---------------|---------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип демонтажа | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
| Саратовская ТЭЦ-2 | | | | | | | | | | | |
| 1 ПТ-30-90 | ПАО "Т Плюс" | Газ природный | окончательный | 30,0 | | | | | | | 30,0 |
| Энгельсская ТЭЦ-3 | | | | | | | | | | | |
| 4 Р-50-130 | ПАО "Т Плюс" | Газ природный | окончательный | | 50,0 | | | | | | 50,0 |
| Энергосистема Республики Татарстан | | | | | | | | | | | |
| Казанская ТЭЦ-1 | | | | | | | | | | | |
| 1 ГТУ-25 (Т) | ОАО "Генерирующая компания" | Газ природный | окончательный | | | 25,0 | | | | | 25,0 |
| 2 ГТУ-25 (Т) | | Газ природный | окончательный | | | 25,0 | | | | | 25,0 |
| 5 ПТ-60-130 | | Газ природный | окончательный | | | 60,0 | | | | | 60,0 |
| 6 ПТ-60-130 | | Газ природный | окончательный | | | 60,0 | | | | | 60,0 |
| 7 Р-50-130 | | Газ природный | окончательный | | | 50,0 | | | | | 50,0 |
| Всего по станции | | | | | | 220,0 | | | | | 220,0 |
| ОЭС Средней Волги, всего | | | | | | | | | | | |
| Демонтаж всего | | | | 55,0 | 122,0 | 220,0 | | 25,0 | | | 422,0 |
| ТЭС-всего | | | | 55,0 | 122,0 | 220,0 | | 25,0 | | | 422,0 |
| ТЭЦ | | | | 55,0 | 122,0 | 220,0 | | 25,0 | | | 422,0 |
| ОЭС Юга | | | | | | | | | | | |
| Энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея | | | | | | | | | | | |
| Краснодарская ТЭЦ | | | | | | | | | | | |
| 1 ПТ-25-90 | ООО "ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго" | Газ природный | окончательный | | 25,0 | | | | | | 25,0 |
| 2 Р-20-90 | | Газ природный | окончательный | | 20,0 | | | | | | 20,0 |
| 4 ПТ-50-90 | | Газ природный | окончательный | | 50,0 | | | | | | 50,0 |
| Всего по станции | | | | | 95,0 | | | | | | 95,0 |
| Энергосистема Ставропольского края | | | | | | | | | | | |
| Ставропольская ГРЭС | | | | | | | | | | | |
| 1 К-300-240 | ПАО "ОГК-2" | Газ природный | под замену | | | | 300,0 | | | | 300,0 |
| 2 К-300-240 | | Газ природный | под замену | | | | | 300,0 | | | 300,0 |
| 3 К-300-240 | | Газ природный | под замену | | | | | | | 300,0 | 300,0 |
| 4 К-300-240 | | Газ природный | под замену | | | | | | | 300,0 | 300,0 |
| Всего по станции | | | | | | | 300,0 | 300,0 | | 600,0 | 1200,0 |
| ОЭС Юга, всего | | | | | | | | | | | |
| Демонтаж всего | | | | | 95,0 | | 300,0 | 300,0 | | 600,0 | 1295,0 |
| ТЭС-всего | | | | | 95,0 | | 300,0 | 300,0 | | 600,0 | 1295,0 |
| ТЭЦ | | | | | 95,0 | | | | | | 95,0 |
| КЭС | | | | | | | 300,0 | 300,0 | | 600,0 | 1200,0 |
| Демонтаж под замену | | | | | | | 300,0 | 300,0 | | 600,0 | 1200,0 |
| ТЭС-всего | | | | | | | 300,0 | 300,0 | | 600,0 | 1200,0 |
| КЭС | | | | | | | 300,0 | 300,0 | | 600,0 | 1200,0 |
| ОЭС Урала | | | | | | | | | | | |
| Энергосистема Пермского края | | | | | | | | | | | |
| Пермская ТЭЦ-9 | | | | | | | | | | | |
| 3 Р-25-90 | ПАО "Т Плюс" | Газ природный | окончательный | | 25,0 | | | | | | 25,0 |

**Дополнительные объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС
России на 2015-2021 годы**

| | | | | | | | | | | | МВт |
|---|-----------------------------------|---------------------|---------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип демонтажа | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
| Энергосистема Свердловской области | | | | | | | | | | | |
| Верхнетагильская ГРЭС | АО "ИНТЕР РАО - Электрогенерация" | | | | | | | | | | |
| 4 Т-88-90 | | Уголь Экибастузский | окончательный | 88,0 | | | | | | | 88,0 |
| 5 К-100-90 | | Газ природный | окончательный | 100,0 | | | | | | | 100,0 |
| 6 К-100-90 | | Уголь Экибастузский | окончательный | 100,0 | | | | | | | 100,0 |
| 7 К-165-130 | | Уголь Экибастузский | окончательный | | | | 165,0 | | | | 165,0 |
| 8 К-165-130 | | Газ природный | окончательный | | | | | 165,0 | | | 165,0 |
| Всего по станции | | | | 288,0 | | | 165,0 | 165,0 | | | 618,0 |
| Нижнетуринская ГРЭС | | | | | | | | | | | |
| 4 Р-...-130 | ПАО "Т Плюс" | Газ природный | окончательный | | 15,0 | | | | | | 15,0 |
| Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО | | | | | | | | | | | |
| Сургутская ГРЭС-1 | ПАО "ОГК-2" | | | | | | | | | | |
| 1 К-210-130 | | Газ попутный | под замену | | | | | | 210,0 | | 210,0 |
| 2 К-210-130 | | Газ попутный | под замену | | | | | | 210,0 | | 210,0 |
| Всего по станции | | | | | | | | | 420,0 | | 420,0 |
| *ГТЭС в Уренгое | | | | | | | | | | | |
| 1 ГТ-12 | Эл/ст промпредприятия | Газ природный | окончательный | | | 12,0 | | | | | 12,0 |
| 2 ГТ-12 | | Газ природный | окончательный | | | 12,0 | | | | | 12,0 |
| 3 ГТ-12 | | Газ природный | окончательный | | | 12,0 | | | | | 12,0 |
| 4 ГТ-12 | | Газ природный | окончательный | | | 12,0 | | | | | 12,0 |
| 5 ГТ-12 | | Газ природный | окончательный | | | 12,0 | | | | | 12,0 |
| 6 ГТ-12 | | Газ природный | окончательный | | | 12,0 | | | | | 12,0 |
| Всего по станции | | | | | | 72,0 | | | | | 72,0 |
| Тюменская ТЭЦ-1 | | | | | | | | | | | |
| 5 Т-...-130 | ОАО "Фортум" | Газ природный | под замену | | | 94,0 | | | | | 94,0 |
| 6 Т-...-130 | | Газ природный | под замену | | | 94,0 | | | | | 94,0 |
| 7 Т-...-130 | | Газ природный | под замену | | | 94,0 | | | | | 94,0 |
| Всего по станции | | | | | | 282,0 | | | | | 282,0 |
| *ГТЭС-72 "Ямбургская" | | | | | | | | | | | |
| 5 ГТ-12 | Эл/ст промпредприятия | Газ попутный | под замену | 12,0 | | | | | | | 12,0 |
| 6 ГТ-12 | | Газ попутный | под замену | 12,0 | | | | | | | 12,0 |
| Всего по станции | | | | 24,0 | | | | | | | 24,0 |
| Энергосистема Челябинской области | | | | | | | | | | | |
| Южно-Уральская ГРЭС | АО "ИНТЕР РАО - Электрогенерация" | | | | | | | | | | |
| 9 К-200-130 | | Газ природный | окончательный | | | | | | | 200,0 | 200,0 |
| 10 К-200-130 | | Газ природный | окончательный | | | | | | | 200,0 | 200,0 |
| Всего по станции | | | | | | | | | | 400,0 | 400,0 |
| *ТЭЦ Челяб.м.з.(Мечел) | | | | | | | | | | | |
| 4 Р-10-90 | Эл/ст промпредприятия | Газ природный | под замену | | | | 10,0 | | | | 10,0 |
| ОЭС Урала, всего | | | | | | | | | | | |

**Дополнительные объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС
России на 2015-2021 годы**

| МВт | | | | | | | | | | | |
|---|-----------------------|-----------------------|---------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип демонтажа | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
| Демонтаж всего | | | | 312,0 | 40,0 | 354,0 | 175,0 | 165,0 | 420,0 | 400,0 | 1866,0 |
| ТЭС-всего | | | | 312,0 | 40,0 | 354,0 | 175,0 | 165,0 | 420,0 | 400,0 | 1866,0 |
| ТЭЦ | | | | 88,0 | 40,0 | 282,0 | 10,0 | | | | 420,0 |
| КЭС | | | | 224,0 | | 72,0 | 165,0 | 165,0 | 420,0 | 400,0 | 1446,0 |
| Демонтаж под замену | | | | 24,0 | | 282,0 | 10,0 | | 420,0 | | 736,0 |
| ТЭС-всего | | | | 24,0 | | 282,0 | 10,0 | | 420,0 | | 736,0 |
| ТЭЦ | | | | | | 282,0 | 10,0 | | | | 292,0 |
| КЭС | | | | 24,0 | | | | | 420,0 | | 444,0 |
| ОЭС Сибири | | | | | | | | | | | |
| Энергосистема Республики Бурятия | | | | | | | | | | | |
| Улан-Удэнская ТЭЦ-1 | ПАО "ТГК-14" | | | | | | | | | | |
| 6 ПТ-30-90 | | Уголь Бурятский(Тугн) | окончательный | | | | | 30,0 | | | 30,0 |
| Энергосистема Красноярского края | | | | | | | | | | | |
| Красноярская ГРЭС-2 | ПАО "ОГК-2" | | | | | | | | | | |
| 5 ПТ-50-90 | | Уголь Канско-Ачинский | окончательный | | 50,0 | | | | | | 50,0 |
| Энергосистема Омской области | | | | | | | | | | | |
| Омская ТЭЦ-3 | АО "ТГК-11" | | | | | | | | | | |
| 4 Р-25-90 | | Газ природный | окончательный | | | 25,0 | | | | | 25,0 |
| 7 ПТ-25-90 | | Газ природный | окончательный | | | 25,0 | | | | | 25,0 |
| 8 Р-25-90 | | Газ природный | окончательный | | | 25,0 | | | | | 25,0 |
| Всего по станции | | | | | | 75,0 | | | | | 75,0 |
| Энергосистема Томской области | | | | | | | | | | | |
| Томская ГРЭС-2 | АО "ТГК-11" | | | | | | | | | | |
| 6 ПТ-25-90 | | Газ природный | окончательный | | | 25,0 | | | | | 25,0 |
| Томская ТЭЦ-3 | АО "ТГК-11" | | | | | | | | | | |
| 1 ПТ-140-130 | | Газ природный | окончательный | | | 140,0 | | | | | 140,0 |
| ОЭС Сибири, всего | | | | | | | | | | | |
| Демонтаж всего | | | | | 50,0 | 240,0 | | 30,0 | | | 320,0 |
| ТЭС-всего | | | | | 50,0 | 240,0 | | 30,0 | | | 320,0 |
| ТЭЦ | | | | | 50,0 | 240,0 | | 30,0 | | | 320,0 |
| ОЭС Востока | | | | | | | | | | | |
| Энергосистема Амурской области | | | | | | | | | | | |
| Райчихинская ГРЭС | ПАО "РАО ЭС Востока" | | | | | | | | | | |
| 4 К-12-29 | | Уголь Райчихинский | окончательный | | | 12,0 | | | | | 12,0 |
| 5 Р-7-29 | | Уголь Райчихинский | окончательный | | | 7,0 | | | | | 7,0 |
| Всего по станции | | | | | | 19,0 | | | | | 19,0 |
| Энергосистема Приморского края | | | | | | | | | | | |
| Артемовская ТЭЦ | ПАО "РАО ЭС Востока" | | | | | | | | | | |
| 7 К-100-90 | | Уголь Приморский | окончательный | | | | | 100,0 | | | 100,0 |
| 8 К-100-90 | | Уголь Ургальский | под замену | | | | | | 100,0 | | 100,0 |
| Всего по станции | | | | | | | | 100,0 | 100,0 | | 200,0 |

**Дополнительные объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС
России на 2015-2021 годы**

| МВт | | | | | | | | | | | |
|---|-----------------------|---------------------|---------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип демонтажа | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
| Партизанская ГРЭС | | | | | | | | | | | |
| 1 Т-80-90 | ПАО "РАО ЭС Востока" | Уголь Нерюнгринский | окончательный | | | | | | 80,0 | | 80,0 |
| 2 К-...-90 | | Уголь Нерюнгринский | окончательный | | | | | | 82,0 | | 82,0 |
| Всего по станции | | | | | | | | | 162,0 | | 162,0 |
| Владивостокская ТЭЦ-1 | | | | | | | | | | | |
| 3 ГТ КЭС | ПАО "РАО ЭС Востока" | Моторное топливо | окончательный | | | | | 22,5 | | | 22,5 |
| 4 ГТ КЭС | | Моторное топливо | окончательный | | | | | 22,5 | | | 22,5 |
| Всего по станции | | | | | | | | 45,0 | | | 45,0 |
| Энергосистема Хабаровского края | | | | | | | | | | | |
| Майская ГРЭС | | | | | | | | | | | |
| 1 К-12-35 | ПАО "РАО ЭС Востока" | Уголь Ургальский | окончательный | | | | 12,0 | | | | 12,0 |
| 3 К-6-35 | | Уголь Ургальский | окончательный | | | | 6,0 | | | | 6,0 |
| 4 К-12-35 | | Уголь Ургальский | окончательный | | | | 12,0 | | | | 12,0 |
| 6 ГТ-12 | | Дизельное топливо | окончательный | | | | | 12,0 | | | 12,0 |
| 7 ГТ-12 | | Дизельное топливо | окончательный | | | | | 12,0 | | | 12,0 |
| 8 ГТ-12 | | Дизельное топливо | окончательный | | | | | 12,0 | | | 12,0 |
| 9 ГТ-12 | | Дизельное топливо | окончательный | | | | | 12,0 | | | 12,0 |
| Всего по станции | | | | | | | 30,0 | 48,0 | | | 78,0 |
| Хабаровская ТЭЦ-1 | | | | | | | | | | | |
| 1 ПР-25-90 | ПАО "РАО ЭС Востока" | Газ природный | окончательный | | | | 25,0 | | | | 25,0 |
| 2 ПТ-30-90 | | Газ природный | окончательный | | | | 30,0 | | | | 30,0 |
| 3 ПР-25-90 | | Газ природный | окончательный | | | | 25,0 | | | | 25,0 |
| Всего по станции | | | | | | | 80,0 | | | | 80,0 |
| Комсомольская ТЭЦ-2 | | | | | | | | | | | |
| 5 Т-28-90 | ПАО "РАО ЭС Востока" | Уголь Ургальский | окончательный | | | 27,5 | | | | | 27,5 |
| 6 ПТ-60-90 | | Уголь Ургальский | окончательный | | | 60,0 | | | | | 60,0 |
| Всего по станции | | | | | | 87,5 | | | | | 87,5 |
| Амурская ТЭЦ-1 | | | | | | | | | | | |
| 1 ПР-25-90 | ПАО "РАО ЭС Востока" | Газ природный | окончательный | | | | | 25,0 | | | 25,0 |
| 2 ПТ-60-90 | | Газ природный | окончательный | | | | | 60,0 | | | 60,0 |
| Всего по станции | | | | | | | | 85,0 | | | 85,0 |
| Южно-Якутский энергорайон | | | | | | | | | | | |
| Чульманская ТЭЦ | | | | | | | | | | | |
| 3 ПТ-12-35 | ПАО "РАО ЭС Востока" | Уголь Нерюнгринский | окончательный | | | 12,0 | | | | | 12,0 |
| 5 К-12-35 | | Уголь Нерюнгринский | окончательный | | | 12,0 | | | | | 12,0 |
| 6 ПТ-12-35 | | Уголь Нерюнгринский | окончательный | | | 12,0 | | | | | 12,0 |
| 7 ПТ-12-35 | | Уголь Нерюнгринский | окончательный | | | 12,0 | | | | | 12,0 |
| Всего по станции | | | | | | 48,0 | | | | | 48,0 |
| Якутский центральный энергорайон | | | | | | | | | | | |
| Якутская ГРЭС-1 | | | | | | | | | | | |
| 1 ГТ-45 | ПАО "РАО ЭС Востока" | Газ природный | окончательный | | 45,0 | | | | | | 45,0 |
| 2 ГТ-45 | | Газ природный | окончательный | | | | 45,0 | | | | 45,0 |
| 3 ГТ-45 | | Газ природный | окончательный | | 45,0 | | | | | | 45,0 |

**Дополнительные объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС
России на 2015-2021 годы**

| МВт | | | | | | | | | | | |
|---|-----------------------|---------------|---------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип демонтажа | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
| 5 ГТ-35 | | Газ природный | окончательный | | 35,0 | | | | | | 35,0 |
| 6 ГТ-35 | | Газ природный | окончательный | | | 35,0 | | | | | 35,0 |
| 7 ГТ-35 | | Газ природный | окончательный | | | | 35,0 | | | | 35,0 |
| 8 ГТ-35 | | Газ природный | окончательный | | | | | 35,0 | | | 35,0 |
| Всего по станции | | | | | 125,0 | 35,0 | 80,0 | 35,0 | | | 275,0 |
| ОЭС Востока , всего | | | | | | | | | | | |
| Демонтаж всего | | | | | 125,0 | 189,5 | 190,0 | 313,0 | 262,0 | | 1079,5 |
| ТЭС-всего | | | | | 125,0 | 189,5 | 190,0 | 313,0 | 262,0 | | 1079,5 |
| ТЭЦ | | | | | | 130,5 | 80,0 | 85,0 | 80,0 | | 375,5 |
| КЭС | | | | | 125,0 | 59,0 | 110,0 | 228,0 | 182,0 | | 704,0 |
| Демонтаж под замену | | | | | | | | | 100,0 | | 100,0 |
| ТЭС-всего | | | | | | | | | 100,0 | | 100,0 |
| КЭС | | | | | | | | | 100,0 | | 100,0 |
| ЕЭС России - всего | | | | | | | | | | | |
| Демонтаж всего | | | | 616,0 | 1011,0 | 1186,5 | 1241,0 | 2615,0 | 894,0 | 1800,0 | 9363,5 |
| АЭС | | | | | | | 440,0 | 440,0 | | | 880,0 |
| ТЭС-всего | | | | 616,0 | 1011,0 | 1186,5 | 801,0 | 2175,0 | 894,0 | 1800,0 | 8483,5 |
| ТЭЦ | | | | 392,0 | 886,0 | 1055,5 | 226,0 | 382,0 | 292,0 | | 3233,5 |
| КЭС | | | | 224,0 | 125,0 | 131,0 | 575,0 | 1793,0 | 602,0 | 1800,0 | 5250,0 |
| Демонтаж под замену | | | | 49,0 | | 282,0 | 310,0 | 1400,0 | 520,0 | 1400,0 | 3961,0 |
| ТЭС-всего | | | | 49,0 | | 282,0 | 310,0 | 1400,0 | 520,0 | 1400,0 | 3961,0 |
| ТЭЦ | | | | 25,0 | | 282,0 | 10,0 | | | | 317,0 |
| КЭС | | | | 24,0 | | | 300,0 | 1400,0 | 520,0 | 1400,0 | 3644,0 |

Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

| МВт | | | | | | | | | | | |
|--|----------------------------------|-------------------|---------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип ввода | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
| 6 ПГУ(Т) | | Газ природный | новое строительство | | 107,0 | | | | | | 107,0 |
| Энергосистема Липецкой области | | | | | | | | | | | |
| ГТРС ОАО "НЛМК" | | | | | | | | | | | |
| 1 ГУБТ-20 | ОАО "НЛМК" | Газ искусственный | новое строительство | 20,0 | | | | | | | 20,0 |
| СЭС "Казинка" | | | | | | | | | | | |
| 1 солнечные агрегаты | ООО "КомплексИндустрия" | нет топлива | новое строительство | | 15,0 | | | | | | 15,0 |
| СЭС "Нива" | | | | | | | | | | | |
| 1 солнечные агрегаты | ООО "КомплексИндустрия" | нет топлива | новое строительство | | 15,0 | | | | | | 15,0 |
| СЭС "Доброе" | | | | | | | | | | | |
| 1 солнечные агрегаты | ООО "КомплексИндустрия" | нет топлива | новое строительство | | 15,0 | | | | | | 15,0 |
| Энергосистема г.Москвы и Московской области | | | | | | | | | | | |
| ТЭЦ-20 Мосэнерго | | | | | | | | | | | |
| 11 ПГУ(Т) | ПАО "Мосэнерго" | Газ природный | новое строительство | 420,0 | | | | | | | 420,0 |
| ТЭЦ-12 с фил. (ТЭЦ-7) Мосэнерго | | | | | | | | | | | |
| 10 ПГУ-220(Т) | ПАО "Мосэнерго" | Газ природный | новое строительство | 211,6 | | | | | | | 211,6 |
| Загорская ГАЭС-2 | | | | | | | | | | | |
| 1 ГАЭС | ПАО "РусГидро" | нет топлива | новое строительство | | | 210,0 | | | | | 210,0 |
| 2 ГАЭС | | нет топлива | новое строительство | | | 210,0 | | | | | 210,0 |
| 3 ГАЭС | | нет топлива | новое строительство | | | | 210,0 | | | | 210,0 |
| 4 ГАЭС | | нет топлива | новое строительство | | | | 210,0 | | | | 210,0 |
| Всего по станции | | | | | | 420,0 | 420,0 | | | | 840,0 |
| ГТЭС "Городецкая" (Кожухово) | | | | | | | | | | | |
| 1 ПГУ(Т) | ООО "Росмикс" | Газ природный | новое строительство | | | 226,0 | | | | | 226,0 |
| Энергосистема Рязанской области | | | | | | | | | | | |
| Дягилевская ТЭЦ | | | | | | | | | | | |
| 5 ПГУ(Т) | ОАО "Квадра" | Газ природный | новое строительство | 115,0 | | | | | | | 115,0 |
| Энергосистема Тульской области | | | | | | | | | | | |
| ГРЭС Черепетская | | | | | | | | | | | |
| 9 К-225-130 | АО "ИНТЕРРАО - Электрогенерация" | Уголь Кузнецкий | новое строительство | 225,0 | | | | | | | 225,0 |
| Алексинская ТЭЦ | | | | | | | | | | | |
| 5 ПГУ(Т) | ОАО "Квадра" | Газ природный | новое строительство | 115,0 | | | | | | | 115,0 |
| Энергосистема Ярославской области | | | | | | | | | | | |
| Худянь-Тенинская ТЭЦ | | | | | | | | | | | |
| 1 ПГУ-450(Т) | ОАО "ТГК-2" | Газ природный | новое строительство | | | 450,0 | | | | | 450,0 |
| Тутаевская ПГУ | | | | | | | | | | | |
| 1 ПГУ(Т) | АО "Тутаевская ПГУ" | Газ природный | новое строительство | 52,0 | | | | | | | 52,0 |
| ОЭС Центра, всего | | | | | | | | | | | |
| Вводы мощности - всего | | | | 1173,6 | 1525,0 | 1096,0 | 1570,0 | | | | 5364,6 |
| АЭС | | | | | 1150,0 | | 1150,0 | | | | 2300,0 |

Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип ввода | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
|---|-------------------------------|---------------|---------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| ГАЭС | | | | | | 420,0 | 420,0 | | | | 840,0 |
| ТЭС-всего | | | | 1158,6 | 330,0 | 676,0 | | | | | 2164,6 |
| ТЭЦ | | | | 913,6 | 330,0 | 676,0 | | | | | 1919,6 |
| КЭС | | | | 225,0 | | | | | | | 225,0 |
| ДГА | | | | 20,0 | | | | | | | 20,0 |
| ВИЭ-всего | | | | 15,0 | 45,0 | | | | | | 60,0 |
| солнечные | | | | 15,0 | 45,0 | | | | | | 60,0 |
| ОЭС Средней Волги | | | | | | | | | | | |
| Энергосистема Самарской области | | | | | | | | | | | |
| Самарская солнечная электростанция №2 | ООО "Солар Системс" | | | | | | | | | | |
| 1 солнечные агрегаты | | нет топлива | новое строительство | | 25,0 | | | | | | 25,0 |
| 2 солнечные агрегаты | | нет топлива | новое строительство | | | 25,0 | | | | | 25,0 |
| 3 солнечные агрегаты | | нет топлива | новое строительство | | | | 25,0 | | | | 25,0 |
| Всего по станции | | | | | 25,0 | 25,0 | 25,0 | | | | 75,0 |
| Энергосистема Саратовской области | | | | | | | | | | | |
| АСТ-Саратовская СЭС (№4) | ООО "Авелар Солар Технолоджи" | | | | | | | | | | |
| 51 солнечные агрегаты | | нет топлива | новое строительство | | | | 15,0 | | | | 15,0 |
| АСТ-Саратовская СЭС (№6) | ООО "Авелар Солар Технолоджи" | | | | | | | | | | |
| 51 солнечные агрегаты | | нет топлива | новое строительство | | | 15,0 | | | | | 15,0 |
| АСТ-Саратовская СЭС (№8) | ООО "Авелар Солар Технолоджи" | | | | | | | | | | |
| 51 солнечные агрегаты | | нет топлива | новое строительство | | | 10,0 | | | | | 10,0 |
| Энергосистема Республики Татарстан | | | | | | | | | | | |
| Казанская ТЭЦ3 | ОАО "ТГК-16" | | | | | | | | | | |
| 1 Т-24-130 | | Газ природный | замена | 24,0 | | | | | | | 24,0 |
| Нижнекамская ТЭЦ2 | ОАО "Татнефть" | | | | | | | | | | |
| 6 Р-...-130 | | Газ природный | новое строительство | 97,0 | | | | | | | 97,0 |
| 7 КЭС приключенные | | Газ природный | новое строительство | 108,0 | | | | | | | 108,0 |
| 8 КЭС приключенные | | Газ природный | новое строительство | 108,0 | | | | | | | 108,0 |
| Всего по станции | | | | 313,0 | | | | | | | 313,0 |
| Энергосистема Ульяновской области | | | | | | | | | | | |
| ВЭС "Ишеевка" | ООО "КомплексИндустрия" | | | | | | | | | | |
| 51 ветровые агрегаты | | нет топлива | новое строительство | | | 15,0 | | | | | 15,0 |
| ВЭС "Карсун" | ООО "КомплексИндустрия" | | | | | | | | | | |
| 51 ветровые агрегаты | | нет топлива | новое строительство | | | 15,0 | | | | | 15,0 |
| ВЭС "Новая Майна" | ООО "КомплексИндустрия" | | | | | | | | | | |
| 51 ветровые агрегаты | | нет топлива | новое строительство | | | 15,0 | | | | | 15,0 |
| ОЭС Средней Волги, всего | | | | | | | | | | | |
| Вводы мощности - всего | | | | 337,0 | 25,0 | 95,0 | 40,0 | | | | 497,0 |
| ТЭС-всего | | | | 337,0 | | | | | | | 337,0 |
| ТЭЦ | | | | 121,0 | | | | | | | 121,0 |
| КЭС | | | | 216,0 | | | | | | | 216,0 |
| ВИЭ-всего | | | | | 25,0 | 95,0 | 40,0 | | | | 160,0 |
| ветровые | | | | | | 45,0 | | | | | 45,0 |

Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

| МВт | | | | | | | | | | | |
|---|-------------------------|---------------|---------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип ввода | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
| солнечные | | | | | 25,0 | 50,0 | 40,0 | | | | 115,0 |
| Замена - всего | | | | 24,0 | | | | | | | 24,0 |
| ТЭС-всего | | | | 24,0 | | | | | | | 24,0 |
| ТЭЦ | | | | 24,0 | | | | | | | 24,0 |
| ОЭС Юга | | | | | | | | | | | |
| Энергосистема Астраханской области | | | | | | | | | | | |
| *ТЭЦ Северная | Эл/ст пром. предприятий | | | | | | | | | | |
| 1 ТЭЦ Газопоршневые | | Газ природный | замена | 2,0 | | | | | | | 2,0 |
| 2 ТЭЦ Газопоршневые | | Газ природный | замена | 2,0 | | | | | | | 2,0 |
| Всего по станции | | | | 4,0 | | | | | | | 4,0 |
| ПГУ-ТЭЦг. Знаменск | ЗАО "ГК-4" | | | | | | | | | | |
| 1 ПГУ-44(Т) | | Газ природный | новое строительство | 44,0 | | | | | | | 44,0 |
| Резиновая СЭС | ООО"МРЦ Энергохолдинг" | | | | | | | | | | |
| 1 солнечные агрегаты | | нет топлива | новое строительство | 15,0 | | | | | | | 15,0 |
| СЭС "Володаровка" (МРЦ Энергохолдинг) | ООО"МРЦ Энергохолдинг" | | | | | | | | | | |
| 1 солнечные агрегаты | | нет топлива | новое строительство | 15,0 | | | | | | | 15,0 |
| СЭС "Промстройматериалы" | ООО"МРЦ Энергохолдинг" | | | | | | | | | | |
| 1 солнечные агрегаты | | нет топлива | новое строительство | 15,0 | | | | | | | 15,0 |
| СЭС "Енотаевка" | ООО"МРЦ Энергохолдинг" | | | | | | | | | | |
| 1 солнечные агрегаты | | нет топлива | новое строительство | 15,0 | | | | | | | 15,0 |
| СЭС "Заводская" | ООО"КомплексИндустрия" | | | | | | | | | | |
| 1 солнечные агрегаты | | нет топлива | новое строительство | 15,0 | | | | | | | 15,0 |
| СЭС "Володаровка" (КомплексИндустрия) | ООО"КомплексИндустрия" | | | | | | | | | | |
| 1 солнечные агрегаты | | нет топлива | новое строительство | 15,0 | | | | | | | 15,0 |
| ВЭС "Фунтово" | ООО"КомплексИндустрия" | | | | | | | | | | |
| 51 ветровые агрегаты | | нет топлива | новое строительство | | | 15,0 | | | | | 15,0 |
| ВЭС "Аксарайская" | ООО"КомплексИндустрия" | | | | | | | | | | |
| 51 ветровые агрегаты | | нет топлива | новое строительство | | 15,0 | | | | | | 15,0 |
| Энергосистема Волгоградской области | | | | | | | | | | | |
| СЭС "Бубновская" | ООО"МРЦ Энергохолдинг" | | | | | | | | | | |
| 1 солнечные агрегаты | | нет топлива | новое строительство | | 15,0 | | | | | | 15,0 |
| СЭС "Ерзовка" | ООО"МРЦ Энергохолдинг" | | | | | | | | | | |
| 1 солнечные агрегаты | | нет топлива | новое строительство | | 15,0 | | | | | | 15,0 |
| СЭС "Суровикино" | ООО"МРЦ Энергохолдинг" | | | | | | | | | | |
| 1 солнечные агрегаты | | нет топлива | новое строительство | | | 15,0 | | | | | 15,0 |
| СЭС "Урюпинское" | ООО"МРЦ Энергохолдинг" | | | | | | | | | | |
| 1 солнечные агрегаты | | нет топлива | новое строительство | | | 15,0 | | | | | 15,0 |

Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

| МВт | | | | | | | | | | | |
|---|------------------------|-------------|---------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип ввода | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
| СЭС "Михайловская" | ООО"КомплексИндустрия" | | | | | | | | | | |
| 1 солнечные агрегаты | | нет топлива | новое строительство | | | 15,0 | | | | | 15,0 |
| Волгоградская СЭС №1 | ООО "Солар Системс" | | | | | | | | | | |
| 1 солнечные агрегаты | | нет топлива | новое строительство | | | | 25,0 | | | | 25,0 |
| Энергосистема Республики Дагестан | | | | | | | | | | | |
| Гоцатлинская ГЭС к-д Зирани | ПАО"РусГидро" | | | | | | | | | | |
| 1 гидроагрегат | | нет топлива | новое строительство | 50,0 | | | | | | | 50,0 |
| 2 гидроагрегат | | нет топлива | новое строительство | 50,0 | | | | | | | 50,0 |
| Всего по станции | | | | 100,0 | | | | | | | 100,0 |
| СЭС Каспийская | ООО "МЭК-Инжиниринг" | | | | | | | | | | |
| 1 солнечные агрегаты | | нет топлива | новое строительство | 5,0 | | | | | | | 5,0 |
| СЭС "Хунзах-1" | ООО "МЭК-Инжиниринг" | | | | | | | | | | |
| 1 солнечные агрегаты | | нет топлива | новое строительство | 5,0 | | | | | | | 5,0 |
| Энергосистема Республики Кабардино-Балкария | | | | | | | | | | | |
| Зарагужская МГЭС | ПАО"РусГидро" | | | | | | | | | | |
| 1 агрегаты малых ГЭС | | нет топлива | новое строительство | 10,2 | | | | | | | 10,2 |
| 2 агрегаты малых ГЭС | | нет топлива | новое строительство | 10,2 | | | | | | | 10,2 |
| 3 агрегаты малых ГЭС | | нет топлива | новое строительство | 10,2 | | | | | | | 10,2 |
| Всего по станции | | | | 30,6 | | | | | | | 30,6 |
| Энергосистема Республики Калмыкия | | | | | | | | | | | |
| ВЭС ООО "АЛТЭН" (Приютненская) | ООО "АЛТЭН" | | | | | | | | | | |
| 1 ветровые агрегаты | | нет топлива | новое строительство | 51,0 | | | | | | | 51,0 |
| СЭС "Элиста Западная" | ООО"МРЦ Энергохолдинг" | | | | | | | | | | |
| 1 солнечные агрегаты | | нет топлива | новое строительство | | | 15,0 | | | | | 15,0 |
| СЭС "Элиста Северная" | ООО"МРЦ Энергохолдинг" | | | | | | | | | | |
| 1 солнечные агрегаты | | нет топлива | новое строительство | | | 15,0 | | | | | 15,0 |
| СЭС "Элиста Восточная" | ООО"МРЦ Энергохолдинг" | | | | | | | | | | |
| 1 солнечные агрегаты | | нет топлива | новое строительство | | | 15,0 | | | | | 15,0 |
| Энергосистема Республики Карачаево-Черкессия | | | | | | | | | | | |
| Зеленчукская ГЭС-ГАЭС (к-д Зеленчукский) | ПАО"РусГидро" | | | | | | | | | | |
| 1 ГАЭС | | нет топлива | новое строительство | 70,0 | | | | | | | 70,0 |
| 2 ГАЭС | | нет топлива | новое строительство | 70,0 | | | | | | | 70,0 |
| Всего по станции | | | | 140,0 | | | | | | | 140,0 |
| МГЭС Усть-Джегутинская | ПАО"РусГидро" | | | | | | | | | | |
| 51 агрегаты малых ГЭС | | нет топлива | новое строительство | | | 5,0 | | | | | 5,0 |
| МГЭС Б.Зеленчук | ПАО"РусГидро" | | | | | | | | | | |
| 1 агрегаты малых ГЭС | | нет топлива | новое строительство | 0,6 | | | | | | | 0,6 |
| 2 агрегаты малых ГЭС | | нет топлива | новое строительство | 0,6 | | | | | | | 0,6 |
| Всего по станции | | | | 1,2 | | | | | | | 1,2 |

**Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС
России на 2015-2021 годы**

| МВт | | | | | | | | | | | |
|--|-------------------------------|----------------|---------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип ввода | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
| Энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея | | | | | | | | | | | |
| *ГТУ ТЭС ООО "РН-Туапсинский НПЗ" | ОАО "НК"Роснефть" | | | | | | | | | | |
| 8 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | | 47,0 | | | | | | 47,0 |
| 9 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | | 47,0 | | | | | | 47,0 |
| 10 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | | 47,0 | | | | | | 47,0 |
| Всего по станции | | | | | 141,0 | | | | | | 141,0 |
| Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя | | | | | | | | | | | |
| Симферопольская ТЭЦ | ОАО «ВО «Технопромэкспорт» | | | | | | | | | | |
| 8 ПГУ-235(Т) | | Газ природный | расширение | | | 235,0 | | | | | 235,0 |
| 9 ПГУ-235(Т) | | Газ природный | расширение | | | | 235,0 | | | | 235,0 |
| Всего по станции | | | | | | 235,0 | 235,0 | | | | 470,0 |
| Новая ТЭС в г.Севастополе | ОАО «ВО «Технопромэкспорт» | | | | | | | | | | |
| 1 ПГУ-235(Т) | | Газ природный | новое строительство | | | 235,0 | | | | | 235,0 |
| 2 ПГУ-235(Т) | | Газ природный | новое строительство | | | | 235,0 | | | | 235,0 |
| Всего по станции | | | | | | 235,0 | 235,0 | | | | 470,0 |
| Энергосистема Ростовской области | | | | | | | | | | | |
| Ростовская АЭС | ОАО "Концерн Росэнергоатом" | | | | | | | | | | |
| 4 ВВЭР-1000 | | нет топлива | новое строительство | | | 1100,0 | | | | | 1100,0 |
| Новочеркасская ГРЭС | ПАО "ОГК-2" | | | | | | | | | | |
| 9 К-330-240 | | Уголь Донецкий | новое строительство | 330,0 | | | | | | | 330,0 |
| Энергосистема Ставропольского края | | | | | | | | | | | |
| Буденновская ТЭС | ООО "ЛУКОЙЛ-Ставропольэнерго" | | | | | | | | | | |
| 1 ПГУ-153(Т) | | Газ природный | новое строительство | 153,0 | | | | | | | 153,0 |
| Барсучковская МГЭС | ПАО "РусГидро" | | | | | | | | | | |
| 1 агрегаты малых ГЭС | | нет топлива | новое строительство | | | 2,5 | | | | | 2,5 |
| 2 агрегаты малых ГЭС | | нет топлива | новое строительство | | | 2,5 | | | | | 2,5 |
| Всего по станции | | | | | | 5,0 | | | | | 5,0 |
| МГЭС Бекешевская | ПАО "РусГидро" | | | | | | | | | | |
| 51 агрегаты малых ГЭС | | нет топлива | новое строительство | | | 1,0 | | | | | 1,0 |
| МГЭС Сенгилеевская -2 | ПАО "РусГидро" | | | | | | | | | | |
| 51 агрегаты малых ГЭС | | нет топлива | новое строительство | | | | 9,9 | | | | 9,9 |
| МГЭС Егорлыкская-3 | ПАО "РусГидро" | | | | | | | | | | |
| 51 агрегаты малых ГЭС | | нет топлива | новое строительство | | | 3,5 | | | | | 3,5 |
| МГЭС Ставропольская | ПАО "РусГидро" | | | | | | | | | | |
| 51 агрегаты малых ГЭС | | нет топлива | новое строительство | | | 1,9 | | | | | 1,9 |
| СЭС "Александровская" | ООО"МРЦ Энергохолдинг" | | | | | | | | | | |
| 1 солнечные агрегаты | | нет топлива | новое строительство | | | 15,0 | | | | | 15,0 |
| Старомарьевская СЭС | ООО "Солар Системс" | | | | | | | | | | |
| 1 солнечные агрегаты | | нет топлива | новое строительство | | | 50,0 | | | | | 50,0 |

Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип ввода | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
|---|-------------------------------|---------------|---------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| 2 солнечные агрегаты | | нет топлива | новое строительство | | | | 25,0 | | | | 25,0 |
| Всего по станции | | | | | | 50,0 | 25,0 | | | | 75,0 |
| Энергосистема Чеченской Республики | | | | | | | | | | | |
| Грозненская ТЭС | | | | | | | | | | | |
| 1 ПГУ-180(Т) | ПАО "ОГК-2" | Газ природный | новое строительство | | | | 180,0 | | | | 180,0 |
| 2 ПГУ-180(Т) | | Газ природный | новое строительство | | | | 180,0 | | | | 180,0 |
| Всего по станции | | | | | | | 360,0 | | | | 360,0 |
| ОЭС Юга, всего | | | | | | | | | | | |
| Вводы мощности - всего | | | | 953,8 | 204,5 | 1737,9 | 889,9 | | | | 3786,2 |
| АЭС | | | | | | 1100,0 | | | | | 1100,0 |
| ГЭС | | | | 131,8 | 3,5 | 12,9 | 9,9 | | | | 158,2 |
| ГАЭС | | | | 140,0 | | | | | | | 140,0 |
| ТЭС-всего | | | | 531,0 | 141,0 | 470,0 | 830,0 | | | | 1972,0 |
| ТЭЦ | | | | 201,0 | 141,0 | 470,0 | 830,0 | | | | 1642,0 |
| КЭС | | | | 330,0 | | | | | | | 330,0 |
| ВИЭ-всего | | | | 151,0 | 60,0 | 155,0 | 50,0 | | | | 416,0 |
| ветровые | | | | 51,0 | 15,0 | 15,0 | | | | | 81,0 |
| солнечные | | | | 100,0 | 45,0 | 140,0 | 50,0 | | | | 335,0 |
| Замена - всего | | | | 4,0 | | | | | | | 4,0 |
| ТЭС-всего | | | | 4,0 | | | | | | | 4,0 |
| ТЭЦ | | | | 4,0 | | | | | | | 4,0 |
| ОЭС Урала | | | | | | | | | | | |
| Энергосистема Республики Башкортостан | | | | | | | | | | | |
| Уфимская ТЭЦ-2 | | | | | | | | | | | |
| 3 Т-13-29 | ООО "БГК" | Газ природный | замена | 12,9 | | | | | | | 12,9 |
| Уфимская ТЭЦ-5 (Затонская ТЭЦ) | | | | | | | | | | | |
| 1 ПГУ(Т) | ООО "БГК" | Газ природный | новое строительство | | 210,0 | | | | | | 210,0 |
| 2 ПГУ(Т) | | Газ природный | новое строительство | | 210,0 | | | | | | 210,0 |
| Всего по станции | | | | | 420,0 | | | | | | 420,0 |
| Баймакская СЭС | | | | | | | | | | | |
| 1 солнечные агрегаты | ООО "Авелар Солар Технолоджи" | нет топлива | новое строительство | 10,0 | | | | | | | 10,0 |
| Исянгуловская СЭС | | | | | | | | | | | |
| 1 солнечные агрегаты | ООО "Авелар Солар Технолоджи" | нет топлива | новое строительство | | 9,0 | | | | | | 9,0 |
| Акъярская СЭС | | | | | | | | | | | |
| 1 солнечные агрегаты | ООО "Авелар Солар Технолоджи" | нет топлива | новое строительство | | 5,0 | | | | | | 5,0 |
| Юлыбаевская СЭС | | | | | | | | | | | |
| 1 солнечные агрегаты | ООО "Авелар Солар Технолоджи" | нет топлива | новое строительство | | 10,0 | | | | | | 10,0 |
| Матраевская СЭС | | | | | | | | | | | |
| 1 солнечные агрегаты | ООО "Авелар Солар Технолоджи" | нет топлива | новое строительство | 5,0 | | | | | | | 5,0 |
| АСТ-Башкирская СЭС (№5) | | | | | | | | | | | |
| 51 солнечные агрегаты | ООО "Авелар Солар Технолоджи" | нет топлива | новое строительство | | | | 10,0 | | | | 10,0 |
| АСТ-Башкирская СЭС (№10) | | | | | | | | | | | |

Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип ввода | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
|---|--|---------------------|---------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Энергосистема Свердловской области | | | | | | | | | | | |
| Белоярская АЭС | | | | | | | | | | | |
| 4 БН-880 | ОАО "Концерн Росэнергоатом" | нет топлива | новое строительство | 880,0 | | | | | | | 880,0 |
| Серовская ГРЭС | | | | | | | | | | | |
| 9 ПГУ-420 | ПАО "ОГК-2" | Газ природный | новое строительство | 420,0 | | | | | | | 420,0 |
| 10 ПГУ-420 | | Газ природный | новое строительство | | | 420,0 | | | | | 420,0 |
| Всего по станции | | | | 420,0 | | 420,0 | | | | | 840,0 |
| Нижнетуринская ГРЭС | | | | | | | | | | | |
| 12 ПГУ-230 | ПАО "Т Плюс" | Газ природный | новое строительство | | 230,0 | | | | | | 230,0 |
| 13 ПГУ-230 | | Газ природный | новое строительство | | 230,0 | | | | | | 230,0 |
| Всего по станции | | | | | 460,0 | | | | | | 460,0 |
| Академическая ТЭЦ1 (кот.Академэнерго) | | | | | | | | | | | |
| 1 ПГУ-230(Т) | ПАО "Т Плюс" | Газ природный | новое строительство | | 230,0 | | | | | | 230,0 |
| Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО | | | | | | | | | | | |
| *ГТЭС-72 "Ямбургская" | | | | | | | | | | | |
| 7 ГТ КЭС | Эл/ст пром.предприятий | Газ попутный | новое строительство | 20,0 | | | | | | | 20,0 |
| 8 ГТ КЭС | | Газ попутный | новое строительство | 20,0 | | | | | | | 20,0 |
| Всего по станции | | | | 40,0 | | | | | | | 40,0 |
| ТЭС Полярная | | | | | | | | | | | |
| 1 ГТУ-25 (Т) | ООО "ЭК "Урал Промышленный- Урал Полярный" | Газ природный | новое строительство | 24,5 | | | | | | | 24,5 |
| Энергосистема Челябинской области | | | | | | | | | | | |
| Троицкая ГРЭС | | | | | | | | | | | |
| 10 К-660-240 | ПАО "ОГК-2" | Уголь Экибастузский | новое строительство | 660,0 | | | | | | | 660,0 |
| Челябинская ГРЭС | | | | | | | | | | | |
| 9 ПГУ(Т) | ОАО "Фортум" | Газ природный | новое строительство | 247,5 | | | | | | | 247,5 |
| 10 ПГУ(Т) | | Газ природный | новое строительство | 247,5 | | | | | | | 247,5 |
| Всего по станции | | | | 495,0 | | | | | | | 495,0 |
| Аргаяшская ТЭЦ | | | | | | | | | | | |
| 4 Т-...-90 | ОАО "Фортум" | Газ природный | замена | 65,0 | | | | | | | 65,0 |
| Октябрьская СЭС | | | | | | | | | | | |
| 51 солнечные агрегаты | ООО"КомплексИндустрия" | нет топлива | новое строительство | | | 15,0 | | | | | 15,0 |
| Чесменская СЭС | | | | | | | | | | | |
| 51 солнечные агрегаты | ООО"МРЦ Энергохолдинг" | нет топлива | новое строительство | | | | 15,0 | | | | 15,0 |
| Бородиновская СЭС | | | | | | | | | | | |
| 51 солнечные агрегаты | ООО"МРЦ Энергохолдинг" | нет топлива | новое строительство | | | | 15,0 | | | | 15,0 |
| Песчаная СЭС | | | | | | | | | | | |
| 51 солнечные агрегаты | ООО"МРЦ Энергохолдинг" | нет топлива | новое строительство | | | | 15,0 | | | | 15,0 |
| ОЭС Урала, всего | | | | | | | | | | | |

Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип ввода | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
|---|-----------------------|------------------|---------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Всего по станции | | | | 139,5 | | | | | | | 139,5 |
| Мини-ТЭЦ "Северная" (о.Русский) | АО "ДВЭУК" | | | | | | | | | | |
| 1 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | 1,8 | | | | | | | 1,8 |
| 2 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | 1,8 | | | | | | | 1,8 |
| Всего по станции | | | | 3,6 | | | | | | | 3,6 |
| Мини-ТЭЦ "Центральная" (о.Русский) | АО "ДВЭУК" | | | | | | | | | | |
| 1 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | 6,6 | | | | | | | 6,6 |
| 2 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | 6,6 | | | | | | | 6,6 |
| 3 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | 6,6 | | | | | | | 6,6 |
| 4 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | 6,6 | | | | | | | 6,6 |
| 5 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | 6,6 | | | | | | | 6,6 |
| Всего по станции | | | | 33,0 | | | | | | | 33,0 |
| Мини-ТЭЦ "Океанариум" (о.Русский) | АО "ДВЭУК" | | | | | | | | | | |
| 1 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | 6,6 | | | | | | | 6,6 |
| 2 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | 6,6 | | | | | | | 6,6 |
| Всего по станции | | | | 13,2 | | | | | | | 13,2 |
| ТЭС СПГ-Владивосток | ОАО "Газпром" | | | | | | | | | | |
| 1 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | | | | 47,0 | | | | 47,0 |
| 2 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | | | | 47,0 | | | | 47,0 |
| 3 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | | | | 47,0 | | | | 47,0 |
| Всего по станции | | | | | | | 141,0 | | | | 141,0 |
| Энергосистема Хабаровского края | | | | | | | | | | | |
| Совгаванская ТЭЦ | ПАО "РАО ЭС Востока" | | | | | | | | | | |
| 1 Т-60-130 | | Уголь Ургальский | новое строительство | | 60,0 | | | | | | 60,0 |
| 2 Т-60-130 | | Уголь Ургальский | новое строительство | | 60,0 | | | | | | 60,0 |
| Всего по станции | | | | | 120,0 | | | | | | 120,0 |
| ОЭС Востока, всего | | | | | | | | | | | |
| Вводы мощности - всего | | | | 309,3 | 440,0 | | 141,0 | | 775,0 | | 1665,3 |
| ГЭС | | | | | 320,0 | | | | | | 320,0 |
| ТЭС-всего | | | | 309,3 | 120,0 | | 141,0 | | 775,0 | | 1345,3 |
| ТЭЦ | | | | 309,3 | 120,0 | | 141,0 | | 775,0 | | 1345,3 |
| ЕЭС России - всего | | | | | | | | | | | |
| Вводы мощности - всего | | | | 6758,0 | 3599,5 | 5413,9 | 2945,9 | 1170,0 | 775,0 | | 20662,4 |
| АЭС | | | | 880,0 | 1150,0 | 2270,0 | 1150,0 | 1170,0 | | | 6620,0 |
| ГЭС | | | | 131,8 | 323,5 | 12,9 | 9,9 | | | | 478,2 |
| ГАЭС | | | | 140,0 | | 420,0 | 420,0 | | | | 980,0 |
| ТЭС-всего | | | | 5380,0 | 1922,0 | 2366,0 | 1081,0 | | 775,0 | | 11524,0 |
| ТЭЦ | | | | 2446,5 | 1462,0 | 1146,0 | 1081,0 | | 775,0 | | 6910,5 |
| КЭС | | | | 2913,5 | 460,0 | 1220,0 | | | | | 4593,5 |
| ДГА | | | | 20,0 | | | | | | | 20,0 |
| ВИЭ-всего | | | | 226,2 | 204,0 | 345,0 | 285,0 | | | | 1060,2 |
| ветровые | | | | 51,0 | 15,0 | 90,0 | | | | | 156,0 |
| солнечные | | | | 175,2 | 189,0 | 255,0 | 285,0 | | | | 904,2 |
| Замена - всего | | | | 105,9 | 120,0 | | | | | | 225,9 |
| ТЭС-всего | | | | 105,9 | 120,0 | | | | | | 225,9 |
| ТЭЦ | | | | 105,9 | 120,0 | | | | | | 225,9 |

Приложение № 6
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015-2021 годы

**Дополнительные объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021
ГОДЫ**

МВт

| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип ввода | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
|---|---|-----------------|---------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| ОЭС Северо-Запада | | | | | | | | | | | |
| Энергосистема Калининградской области | | | | | | | | | | | |
| Калининградская ГРЭС-2 (Светловская) | | | | | | | | | | | |
| 5 ГТУ-6 (Т) | ОАО "Калининградская генерирующая компания" | Газ природный | новое строительство | | | | 6,0 | | | | 6,0 |
| 6 ГТУ-6 (Т) | | Газ природный | новое строительство | | | | 6,0 | | | | 6,0 |
| 7 ГТУ-6 (Т) | | Газ природный | новое строительство | | | | 6,0 | | | | 6,0 |
| 8 ГТУ-6 (Т) | | Газ природный | новое строительство | | | | 6,0 | | | | 6,0 |
| Всего по станции | | | | | | | 24,0 | | | | 24,0 |
| Калининградская ТЭЦ-1(котельная) | | | | | | | | | | | |
| 1 Р-12-90 | ОАО "Калининградская генерирующая компания" | Газ природный | новое строительство | 12,0 | | | | | | | 12,0 |
| 2 ГТ-12(Т) | | Газ природный | замена | | 12,0 | | | | | | 12,0 |
| Всего по станции | | | | 12,0 | 12,0 | | | | | | 24,0 |
| Гусевская ТЭЦ | | | | | | | | | | | |
| 3 ГТУ-6 (Т) | ОАО "Калининградская генерирующая компания" | Газ природный | новое строительство | | | | 6,0 | | | | 6,0 |
| 4 ГТУ-6 (Т) | | Газ природный | новое строительство | | | | 6,0 | | | | 6,0 |
| 5 ГТУ-6 (Т) | | Газ природный | новое строительство | | | | 6,0 | | | | 6,0 |
| 6 ГТУ-6 (Т) | | Газ природный | новое строительство | | | | 6,0 | | | | 6,0 |
| Всего по станции | | | | | | | 24,0 | | | | 24,0 |
| ТЭС в г. Светлом | | | | | | | | | | | |
| 1 Т-50-90 | Заказчик не определен | Уголь Кузнецкий | новое строительство | | | | 50,0 | | | | 50,0 |
| 2 Т-50-90 | | Уголь Кузнецкий | новое строительство | | | | 50,0 | | | | 50,0 |
| 3 Т-50-90 | | Уголь Кузнецкий | новое строительство | | | | 50,0 | | | | 50,0 |
| Всего по станции | | | | | | | 150,0 | | | | 150,0 |
| ТЭС в г. Гусеве | | | | | | | | | | | |
| 1 ПГУ-80 (Т) | Заказчик не определен | Газ природный | новое строительство | | | | 80,0 | | | | 80,0 |
| 2 ПГУ-80 (Т) | | Газ природный | новое строительство | | | | 80,0 | | | | 80,0 |
| Всего по станции | | | | | | | 160,0 | | | | 160,0 |
| РТС Южная | | | | | | | | | | | |
| 1 ГТ-24(Т) | ОАО "Калининградская генерирующая компания" | Газ природный | новое строительство | | | | 24,0 | | | | 24,0 |
| ТЭС в г. Калининграде | | | | | | | | | | | |
| 1 ПГУ-110(Т) | Заказчик не определен | Газ природный | новое строительство | | | | 110,0 | | | | 110,0 |
| 2 ПГУ-110(Т) | | Газ природный | новое строительство | | | | 110,0 | | | | 110,0 |
| 3 ПГУ-110(Т) | | Газ природный | новое строительство | | | | 110,0 | | | | 110,0 |
| 4 ПГУ-110(Т) | | Газ природный | новое строительство | | | | 110,0 | | | | 110,0 |
| Всего по станции | | | | | | | 440,0 | | | | 440,0 |
| ТЭС в г. Советске | | | | | | | | | | | |
| 1 ТЭЦ Газопоршневые | Заказчик не определен | Газ природный | новое строительство | | | | 18,3 | | | | 18,3 |
| 2 ТЭЦ Газопоршневые | | Газ природный | новое строительство | | | | 18,3 | | | | 18,3 |

**Дополнительные объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021
годы**

| | | | | | | | | | | | МВт |
|---|-----------------------|---------------|---------------------|----------|--------------|--------------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип ввода | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
| 3 ТЭЦ Газопоршневые | | Газ природный | новое строительство | | | 18,3 | | | | | 18,3 |
| 4 ТЭЦ Газопоршневые | | Газ природный | новое строительство | | | 18,3 | | | | | 18,3 |
| 5 ТЭЦ Газопоршневые | | Газ природный | новое строительство | | | 18,3 | | | | | 18,3 |
| 6 ТЭЦ Газопоршневые | | Газ природный | новое строительство | | | 18,3 | | | | | 18,3 |
| 7 ТЭЦ Газопоршневые | | Газ природный | новое строительство | | | 18,3 | | | | | 18,3 |
| 8 ТЭЦ Газопоршневые | | Газ природный | новое строительство | | | 18,3 | | | | | 18,3 |
| 9 ТЭЦ Газопоршневые | | Газ природный | новое строительство | | | 18,3 | | | | | 18,3 |
| 10 ТЭЦ Газопоршневые | | Газ природный | новое строительство | | | 18,3 | | | | | 18,3 |
| 11 ТЭЦ Газопоршневые | | Газ природный | новое строительство | | | 18,3 | | | | | 18,3 |
| 12 ТЭЦ Газопоршневые | | Газ природный | новое строительство | | | 18,3 | | | | | 18,3 |
| 13 ТЭЦ Газопоршневые | | Газ природный | новое строительство | | | 18,3 | | | | | 18,3 |
| 14 ТЭЦ Газопоршневые | | Газ природный | новое строительство | | | 18,3 | | | | | 18,3 |
| Всего по станции | | | | | | 256,5 | | | | | 256,5 |
| Энергосистема Республики Коми | | | | | | | | | | | |
| Энергоцентр "УСА" | ООО "ЛУКОЙЛ-Коми" | | | | | | | | | | |
| 1 ГТУ-25 (Т) | | Газ природный | новое строительство | | 25,0 | | | | | | 25,0 |
| 2 ГТУ-25 (Т) | | Газ природный | новое строительство | | 25,0 | | | | | | 25,0 |
| 3 ГТУ-25 (Т) | | Газ природный | новое строительство | | 25,0 | | | | | | 25,0 |
| 4 ГТУ-25 (Т) | | Газ природный | новое строительство | | 25,0 | | | | | | 25,0 |
| Всего по станции | | | | | 100,0 | | | | | | 100,0 |
| Энергоцентр "Ярега" | | | | | | | | | | | |
| | ООО "ЛУКОЙЛ-Коми" | | | | | | | | | | |
| 1 ГТУ-25 (Т) | | Газ природный | новое строительство | | | 25,0 | | | | | 25,0 |
| 2 ГТУ-25 (Т) | | Газ природный | новое строительство | | | 25,0 | | | | | 25,0 |
| 3 ГТУ-25 (Т) | | Газ природный | новое строительство | | | 25,0 | | | | | 25,0 |
| 4 ГТУ-25 (Т) | | Газ природный | новое строительство | | | 25,0 | | | | | 25,0 |
| Всего по станции | | | | | | 100,0 | | | | | 100,0 |
| Котельная г.Ухта | | | | | | | | | | | |
| | ПАО "Т Плюс" | | | | | | | | | | |
| 1 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | | 8,0 | | | | | | 8,0 |
| Энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области | | | | | | | | | | | |
| ГРЭС-19 Киришская | ПАО "ОГК-2" | | | | | | | | | | |
| 15 ПГУ-180(Т) | | Газ природный | новое строительство | | | | | 180,0 | | | 180,0 |
| Центральная ТЭЦ (г.СПб) | | | | | | | | | | | |
| | ОАО "ТГК-1" | | | | | | | | | | |
| 17 Р-12-29 | | Газ природный | новое строительство | | | 12,0 | | | | | 12,0 |
| Пулковская ТЭЦ | | | | | | | | | | | |
| | ООО "Пулковская ТЭЦ" | | | | | | | | | | |
| 1 ПГУ-120(Т) | | Газ природный | новое строительство | | | 120,0 | | | | | 120,0 |
| ОЭС Северо-Запада, всего | | | | | | | | | | | |
| Вводы мощности- всего | | | | 12,0 | 144,0 | 1262,5 | 24,0 | 180,0 | | | 1622,5 |
| ТЭС-всего | | | | 12,0 | 144,0 | 1262,5 | 24,0 | 180,0 | | | 1622,5 |
| ТЭЦ | | | | 12,0 | 144,0 | 1262,5 | 24,0 | 180,0 | | | 1622,5 |
| Замена - всего | | | | | 12,0 | | | | | | 12,0 |
| ТЭС-всего | | | | | 12,0 | | | | | | 12,0 |
| ТЭЦ | | | | | 12,0 | | | | | | 12,0 |

**Дополнительные объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021
годы**

| | | | | | | | | | | | МВт |
|--|---------------------------------------|---------------|---------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип ввода | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
| ОЭС Центра | | | | | | | | | | | |
| Энергосистема Курской области | | | | | | | | | | | |
| Курская АЭС-2 | ОАО "КонцернРосэнергоатом" | | | | | | | | | | |
| 1 ВВЭР | | нет топлива | новое строительство | | | | | | 1255,0 | | 1255,0 |
| Энергосистема г.Москвы и Московской области | | | | | | | | | | | |
| ГТЭС "Молжаниновка" | ООО "Ресад" | | | | | | | | | | |
| 1 ПГУ(Т) | | Газ природный | новое строительство | | | | 130,0 | | | | 130,0 |
| ГТЭС Щербинка | ООО "ЭнергоПромИнвест" | | | | | | | | | | |
| 1 ПГУ(Т) | | Газ природный | новое строительство | | 125,0 | | | | | | 125,0 |
| 2 ПГУ(Т) | | Газ природный | новое строительство | | | 125,0 | | | | | 125,0 |
| 3 ПГУ(Т) | | Газ природный | новое строительство | | | | 125,0 | | | | 125,0 |
| Всего по станции: | | | | | 125,0 | 125,0 | 125,0 | | | | 375,0 |
| Энергосистема Рязанской области | | | | | | | | | | | |
| Новорязанская ТЭЦ | ООО "Ново-Рязанская ТЭЦ" | | | | | | | | | | |
| 4 Р-30-90 | | Газ природный | замена | | 30,0 | | | | | | 30,0 |
| ОЭС Центра, всего | | | | | | | | | | | |
| Вводы мощности - всего | | | | | 155,0 | 125,0 | 255,0 | | 1255,0 | | 1790,0 |
| АЭС | | | | | | | | | 1255,0 | | 1255,0 |
| ТЭС-всего | | | | | 155,0 | 125,0 | 255,0 | | | | 535,0 |
| ТЭЦ | | | | | 155,0 | 125,0 | 255,0 | | | | 535,0 |
| Замена - всего | | | | | 30,0 | | | | | | 30,0 |
| ТЭС-всего | | | | | 30,0 | | | | | | 30,0 |
| ТЭЦ | | | | | 30,0 | | | | | | 30,0 |
| ОЭС Средней Волги | | | | | | | | | | | |
| Энергосистема Нижегородской области | | | | | | | | | | | |
| Нижегородская ТЭЦ | ОАО "ВВГК" | | | | | | | | | | |
| 1 ПГУ-450(Т) | | Газ природный | новое строительство | | | | 450,0 | | | | 450,0 |
| 2 ПГУ-450(Т) | | Газ природный | новое строительство | | | | 450,0 | | | | 450,0 |
| Всего по станции: | | | | | | | 900,0 | | | | 900,0 |
| Саровская ТЭЦ | ЗАО "Саровская генерирующая компания" | | | | | | | | | | |
| 8 ПТ-25-90 | | Газ природный | новое строительство | | 25,0 | | | | | | 25,0 |
| 9 ПТ-25-90 | | Газ природный | новое строительство | | | 25,0 | | | | | 25,0 |
| Всего по станции: | | | | | 25,0 | 25,0 | | | | | 50,0 |
| Энергосистема Пензенской области | | | | | | | | | | | |
| Котельная Арбеково | ПАО "Т Плюс" | | | | | | | | | | |
| 1 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | | 8,0 | | | | | | 8,0 |
| Энергосистема Самарской области | | | | | | | | | | | |
| ТЭЦ ОАО "Куйбышевский НПЗ" | ОАО "НК"Роснефть" | | | | | | | | | | |
| 7 Р-12-35 | | Газ природный | новое строительство | | 12,0 | | | | | | 12,0 |
| 8 Р-12-35 | | Газ природный | новое строительство | | 12,0 | | | | | | 12,0 |

**Дополнительные объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021
годы**

| | | | | | | | | | | | МВт |
|---|-------------------------------|---------------|---------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип ввода | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
| 51 ветровые агрегаты | | нет топлива | новое строительство | | | | 16,5 | | | | 16,5 |
| ОЭС Юга, всего | | | | | | | | | | | |
| Вводы мощности- всего | | | | | | 510,0 | 40,5 | 116,0 | 180,0 | | 846,5 |
| ТЭС-всего | | | | | | 420,0 | | 42,0 | 180,0 | | 642,0 |
| ТЭЦ | | | | | | 420,0 | | 42,0 | 180,0 | | 642,0 |
| ВИЭ-всего | | | | | | 90,0 | 40,5 | 74,0 | | | 204,5 |
| ветровые | | | | | | 90,0 | 40,5 | 74,0 | | | 204,5 |
| ОЭС Урала | | | | | | | | | | | |
| Энергосистема Республики Башкортостан | | | | | | | | | | | |
| Ново-Салаватская ТЭЦ | ООО "Ново-Салаватская ТЭЦ" | | | | | | | | | | |
| 8 ПГУ-410(Т) | | Газ природный | расширение | 410,0 | | | | | | | 410,0 |
| Бугульчанская СЭС | ООО "Авелар Солар Технолоджи" | | | | | | | | | | |
| 1 солнечные агрегаты | | нет топлива | новое строительство | 5,0 | | | | | | | 5,0 |
| Бугульчанская СЭС-2 | ООО "Авелар Солар Технолоджи" | | | | | | | | | | |
| 1 солнечные агрегаты | | нет топлива | новое строительство | | 5,0 | | | | | | 5,0 |
| Бурибайская СЭС | ООО "Авелар Солар Технолоджи" | | | | | | | | | | |
| 1 солнечные агрегаты | | нет топлива | новое строительство | | 10,0 | | | | | | 10,0 |
| Бурибайская СЭС-2 | ООО "Авелар Солар Технолоджи" | | | | | | | | | | |
| 51 солнечные агрегаты | | нет топлива | новое строительство | 10,0 | | | | | | | 10,0 |
| Энергосистема Курганской области | | | | | | | | | | | |
| Курганская ТЭЦ | ООО "Курганская ТЭЦ" | | | | | | | | | | |
| 10 ПГУ(Т) | | Газ природный | новое строительство | | | | | 111,0 | | | 111,0 |
| Энергосистема Оренбургской области | | | | | | | | | | | |
| ОАО "Оренбургнефть "(Покровский УКПГ) | ОАО "ТНК-ВР" | | | | | | | | | | |
| 1 ТЭЦ ГПА-9 | | Газ попутный | новое строительство | 8,6 | | | | | | | 8,6 |
| Первомайская СЭС-2 | ООО "Авелар Солар Технолоджи" | | | | | | | | | | |
| 51 солнечные агрегаты | | нет топлива | новое строительство | | | 5,0 | | | | | 5,0 |
| Энергосистема Пермского края | | | | | | | | | | | |
| Ново-Березниковская ТЭЦ | ПАО "Т Плюс" | | | | | | | | | | |
| 1 ПГУ(Т) | | Газ природный | новое строительство | 115,0 | | | | | | | 115,0 |
| 2 ПГУ(Т) | | Газ природный | новое строительство | 115,0 | | | | | | | 115,0 |
| Всего по станции | | | | 230,0 | | | | | | | 230,0 |
| НГСП-1035 (ООО "ЛУКОЙЛ-Пермь") | ООО "ЛУКОЙЛ-Пермь" | | | | | | | | | | |
| 1 ГТ КЭС | | Газ попутный | новое строительство | | 12,0 | | | | | | 12,0 |
| Энергосистема Свердловской области | | | | | | | | | | | |
| ТЭЦ "Среднеуральский металлургический 3- | ООО "УГМК-Холдинг" | | | | | | | | | | |
| 1 ТЭЦ Газопоршневые | | Газ природный | новое строительство | 4,3 | | | | | | | 4,3 |
| 2 ТЭЦ Газопоршневые | | Газ природный | новое строительство | 4,3 | | | | | | | 4,3 |

**Дополнительные объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021
годы**

| | | | | | | | | | | | МВт |
|---|--|---------------|---------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип ввода | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
| 3 ТЭЦ Газопоршневые | | Газ природный | новое строительство | 4,3 | | | | | | | 4,3 |
| 4 ТЭЦ Газопоршневые | | Газ природный | новое строительство | 4,3 | | | | | | | 4,3 |
| 5 ТЭЦ Газопоршневые | | Газ природный | новое строительство | 4,3 | | | | | | | 4,3 |
| Всего по станции | | | | 21,5 | | | | | | | 21,5 |
| Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО | | | | | | | | | | | |
| Сургутская ГРЭС-1 | ПАО "ОГК-2" | | | | | | | | | | |
| 17 ПГУ-420 | | Газ попутный | новое строительство | | | | | | 420,0 | | 420,0 |
| Ноябрьская ПГЭ | | | | | | | | | | | |
| 3 ПГУ(Т) | ООО "Ноябрьская ПГЭ" | Газ природный | новое строительство | | | | | 61,0 | | | 61,0 |
| Тюменская ТЭЦ-1 | | | | | | | | | | | |
| 3 Т-...-240 | ОАО "Фортум" | Газ природный | пристройк | | | | 295,0 | | | | 295,0 |
| *ГТЭС-72 "Ямбургская" | | | | | | | | | | | |
| 9 ГТ-12 | Эл/ст промпредприятий | Газ попутный | нов.стр. | | | 12,0 | | | | | 12,0 |
| 10 ГТ-12 | | Газ попутный | нов.стр. | | | 12,0 | | | | | 12,0 |
| Всего по станции | | | | | | 24,0 | | | | | 24,0 |
| ТЭС Полярная | | | | | | | | | | | |
| 4 ПГУ(Т) | ООО "ЭК "Урал Промышленный- Урал Полярный" | Газ природный | новое строительство | | 242,0 | | | | | | 242,0 |
| Энергосистема Челябинской области | | | | | | | | | | | |
| Челябинская ГРЭС | | | | | | | | | | | |
| 11 ПГУ(Т) | ОАО "Фортум" | Газ природный | новое строительство | | 247,5 | | | | | | 247,5 |
| Челябинская ТЭЦ-1 | | | | | | | | | | | |
| 12 Р-25-29 | ОАО "Фортум" | Газ природный | новое строительство | | 25,0 | | | | | | 25,0 |
| 13 ПГУ-110(Т) | | Газ природный | новое строительство | | | | 110,0 | | | | 110,0 |
| 14 ПГУ-110(Т) | | Газ природный | новое строительство | | | | | 110,0 | | | 110,0 |
| Всего по станции | | | | | 25,0 | | 110,0 | 110,0 | | | 245,0 |
| *ТЭЦ Челяб.м.з.(Мечел) | | | | | | | | | | | |
| 1 ПТ-29-35 | Эл/ст промпредприятий | Газ природный | замена | | | 29,0 | | | | | 29,0 |
| 4 Р-12-90 | | Газ природный | замена | | | | | 12,0 | | | 12,0 |
| Всего по станции | | | | | | 29,0 | | 12,0 | | | 41,0 |
| Челябинская ТЭЦ-5 | | | | | | | | | | | |
| 1 ПГУ-230(Т) | ОАО "Фортум" | Газ природный | новое строительство | | | | | | | 230,0 | 230,0 |
| 2 ПГУ-230(Т) | | Газ природный | новое строительство | | | | | | | 230,0 | 230,0 |
| Всего по станции | | | | | | | | | | 460,0 | 460,0 |
| ОЭС Урала, всего | | | | | | | | | | | |
| Вводы мощности- всего | | | | 685,1 | 541,5 | 58,0 | 405,0 | 294,0 | 420,0 | 460,0 | 2863,6 |
| ТЭС-всего | | | | 670,1 | 526,5 | 53,0 | 405,0 | 294,0 | 420,0 | 460,0 | 2828,6 |
| ТЭЦ | | | | 670,1 | 514,5 | 29,0 | 405,0 | 294,0 | | 460,0 | 2372,6 |
| КЭС | | | | | 12,0 | 24,0 | | | 420,0 | | 456,0 |
| ВИЭ-всего | | | | 15,0 | 15,0 | 5,0 | | | | | 35,0 |

**Дополнительные объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021
годы**

| | | | | | | | | | | | МВт |
|---|-----------------------|------------------|---------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип ввода | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
| солнечные | | | | 15,0 | 15,0 | 5,0 | | | | | 35,0 |
| Замена - всего | | | | | | 29,0 | 295,0 | 12,0 | | | 336,0 |
| ТЭС-всего | | | | | | 29,0 | 295,0 | 12,0 | | | 336,0 |
| ТЭЦ | | | | | | 29,0 | 295,0 | 12,0 | | | 336,0 |
| ОЭС Сибири | | | | | | | | | | | |
| Энергосистема Алтайского края и Республики Алтай | | | | | | | | | | | |
| Алтайская КЭС (Мунайская ТЭС) | ООО "Алтайская КЭС" | | | | | | | | | | |
| 1 К-330-240 | | Уголь Мунайский | новое строительство | | | | | 330,0 | | | 330,0 |
| 2 К-330-240 | | Уголь Мунайский | новое строительство | | | | | | 330,0 | | 330,0 |
| Всего по станции | | | | | | | | 330,0 | 330,0 | | 660,0 |
| Энергосистема Иркутской области | | | | | | | | | | | |
| Ново-Зиминская ТЭЦ | ПАО "Иркутскэнерго" | | | | | | | | | | |
| 4 К-160-130 | | Уголь Иркутский | расширение | | | | | | 160,0 | | 160,0 |
| 5 К-225-130 | | Уголь Иркутский | расширение | | | | | | | 225,0 | 225,0 |
| Всего по станции | | | | | | | | | 160,0 | 225,0 | 385,0 |
| Ленская ТЭС (газовая ТЭС в Усть-Куте) | ПАО "Иркутскэнерго" | | | | | | | | | | |
| 1 ПГУ-230 | | Газ природный | новое строительство | | | | | 230,0 | | | 230,0 |
| 2 ПГУ КЭС | | Газ природный | новое строительство | | | | | | 419,0 | | 419,0 |
| 3 ПГУ КЭС | | Газ природный | новое строительство | | | | | | | 419,0 | 419,0 |
| Всего по станции | | | | | | | | 230,0 | 419,0 | 419,0 | 1068,0 |
| Энергосистема Красноярского края | | | | | | | | | | | |
| ТЭЦ ОАО "АНПЗ ВНК" | ОАО "НК"Роснефть" | | | | | | | | | | |
| 3 ПТ-24-90 | | Газ попутный | расширение | | 24,0 | | | | | | 24,0 |
| ГТЭС ЗАО "Ванкорнефть " | ОАО "НК"Роснефть" | | | | | | | | | | |
| 51 ГТ КЭС | | Газ попутный | новое строительство | | | | 150,0 | | | | 150,0 |
| ОЭС Сибири, всего | | | | | | | | | | | |
| Вводы мощности- всего | | | | | 24,0 | | 150,0 | 560,0 | 909,0 | 644,0 | 2287,0 |
| ТЭС-всего | | | | | 24,0 | | 150,0 | 560,0 | 909,0 | 644,0 | 2287,0 |
| ТЭЦ | | | | | 24,0 | | | | | | 24,0 |
| КЭС | | | | | | | 150,0 | 560,0 | 909,0 | 644,0 | 2263,0 |
| ОЭС Востока | | | | | | | | | | | |
| Энергосистема Приморского края | | | | | | | | | | | |
| Артемовская ТЭЦ | ПАО "РАО ЭС Востока" | | | | | | | | | | |
| 1 Т-120-130 | | Уголь Приморский | новое строительство | | | | | 120,0 | | | 120,0 |
| 2 Т-120-130 | | Уголь Приморский | новое строительство | | | | | | 120,0 | | 120,0 |
| 9 Кт-...-130 | | Уголь Приморский | расширение | | | | | | | 215,0 | 215,0 |
| Всего по станции | | | | | | | | 120,0 | 120,0 | 215,0 | 455,0 |
| Владивостокская ТЭЦ-2 | ПАО "РАО ЭС Востока" | | | | | | | | | | |
| 7 ПГУ(Т) | | Газ природный | новое строительство | | | 210,0 | | | | | 210,0 |
| 8 ПГУ(Т) | | Газ природный | новое строительство | | | | 210,0 | | | | 210,0 |
| Всего по станции | | | | | | 210,0 | 210,0 | | | | 420,0 |

**Дополнительные объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021
годы**

| | | | | | | | | | | | МВт |
|---|-----------------------|---------------|---------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип ввода | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
| Уссурйская ТЭЦ | ПАО "РАО ЭС Востока" | | | | | | | | | | |
| 1 ПГУ(Т) | | Газ природный | новое строительство | | | 113,0 | | | | | 113,0 |
| 2 ПГУ(Т) | | Газ природный | новое строительство | | | 113,0 | | | | | 113,0 |
| Всего по станции | | | | | | 226,0 | | | | | 226,0 |
| Мини-ТЭЦ Артем | ПАО "РАО ЭС Востока" | | | | | | | | | | |
| 1 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | | | 7,4 | | | | | 7,4 |
| 2 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | | | 7,4 | | | | | 7,4 |
| 3 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | | | 7,4 | | | | | 7,4 |
| 4 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | | | | 7,4 | | | | 7,4 |
| 5 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | | | | 7,4 | | | | 7,4 |
| 6 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | | | | 7,4 | | | | 7,4 |
| 7 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | | | | 7,4 | | | | 7,4 |
| 8 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | | | | 7,4 | | | | 7,4 |
| Всего по станции | | | | | | 22,3 | 37,2 | | | | 59,5 |
| Мини-ТЭЦ Владивосток | ПАО "РАО ЭС Востока" | | | | | | | | | | |
| 1 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | | | 7,4 | | | | | 7,4 |
| 2 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | | | 7,4 | | | | | 7,4 |
| 3 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | | | 7,4 | | | | | 7,4 |
| 4 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | | | | 7,4 | | | | 7,4 |
| 5 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | | | | 7,4 | | | | 7,4 |
| 6 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | | | | 7,4 | | | | 7,4 |
| Всего по станции | | | | | | 22,3 | 22,3 | | | | 44,6 |
| Энергосистема Хабаровского края | | | | | | | | | | | |
| Хабаровская ТЭЦ-4 | ПАО "РАО ЭС Востока" | | | | | | | | | | |
| 1 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | | | 172,0 | | | | | 172,0 |
| 2 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | | | | | 172,0 | | | 172,0 |
| Всего по станции | | | | | | 172,0 | | 172,0 | | | 344,0 |

**Дополнительные объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021
годы**

| | | | | | | | | | | | МВт |
|---|-----------------------|---------------|---------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип ввода | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
| Якутский центральный энергорайон | | | | | | | | | | | |
| Якутская ГРЭС-2 | ПАО "РАО ЭС Востока" | | | | | | | | | | |
| 5 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | | | 48,4 | | | | | 48,4 |
| 6 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | | | 48,4 | | | | | 48,4 |
| 7 ГТ ТЭЦ | | Газ природный | новое строительство | | | 48,4 | | | | | 48,4 |
| Всего по станции | | | | | | 145,1 | | | | | 145,1 |
| ОЭС Востока , всего | | | | | | | | | | | |
| Вводы мощности- всего | | | | | | 797,8 | 269,5 | 292,0 | 120,0 | 215,0 | 1694,3 |
| ТЭС-всего | | | | | | 797,8 | 269,5 | 292,0 | 120,0 | 215,0 | 1694,3 |
| ТЭЦ | | | | | | 797,8 | 269,5 | 292,0 | 120,0 | 215,0 | 1694,3 |
| ЕЭС России - всего | | | | | | | | | | | |
| Вводы мощности- всего | | | | 697,1 | 927,5 | 3166,8 | 2044,0 | 1442,0 | 2884,0 | 1319,0 | 12480,5 |
| АЭС | | | | | | | | | 1255,0 | | 1255,0 |
| ТЭС-всего | | | | 682,1 | 912,5 | 3071,8 | 2003,5 | 1368,0 | 1629,0 | 1319,0 | 10986,0 |
| ТЭЦ | | | | 682,1 | 900,5 | 3047,8 | 1853,5 | 808,0 | 300,0 | 675,0 | 8267,0 |
| КЭС | | | | | 12,0 | 24,0 | 150,0 | 560,0 | 1329,0 | 644,0 | 2719,0 |
| ВИЭ-всего | | | | 15,0 | 15,0 | 95,0 | 40,5 | 74,0 | | | 239,5 |
| ветровые | | | | | | 90,0 | 40,5 | 74,0 | | | 204,5 |
| солнечные | | | | 15,0 | 15,0 | 5,0 | | | | | 35,0 |
| Замена - всего | | | | | 42,0 | 29,0 | 295,0 | 12,0 | | | 378,0 |
| ТЭС-всего | | | | | 42,0 | 29,0 | 295,0 | 12,0 | | | 378,0 |
| ТЭЦ | | | | | 42,0 | 29,0 | 295,0 | 12,0 | | | 378,0 |

Приложение № 7
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015-2021 годы

Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

| МВт | | | | | | | | | | | |
|---|-----------------------|-------------|--------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип мощности | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
| ОЭС Центра | | | | | | | | | | | |
| Энергосистема г.Москвы и Московской | | | | | | | | | | | |
| ТЭЦ-22 Мосэнерго | ПАО "Мосэнерго" | | | | | | | | | | |
| 9 Т-240-240 | | Газ | до модернизации | | | | 240,0 | | | | 240,0 |
| 9 Т-265-240 | | Газ | после модернизации | | | | 265,0 | | | | 265,0 |
| | | | изменение | | | | 25,0 | | | | 25,0 |
| Энергосистема Рязанской области | | | | | | | | | | | |
| Рязанская ГРЭС | | | | | | | | | | | |
| 2 К-...-240 | ПАО "ОГК-2" | Газ | до модернизации | 270,0 | | | | | | | 270,0 |
| 2 К-330-240 | | Газ | после модернизации | 330,0 | | | | | | | 330,0 |
| | | | изменение | 60,0 | | | | | | | 60,0 |
| Энергосистема Ярославской области | | | | | | | | | | | |
| Рыбинская ГЭС | | | | | | | | | | | |
| 1 г/а пов-лопаст. верт. | ПАО "РусГидро" | нет топлива | до модернизации | | | | | 55,0 | | | 55,0 |
| 1 г/а пов-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | | | 65,0 | | | 65,0 |
| | | | изменение | | | | | 10,0 | | | 10,0 |
| 3 г/а пов-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | 55,0 | | | | | 55,0 |
| 3 г/а пов-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | 65,0 | | | | | 65,0 |
| | | | изменение | | | 10,0 | | | | | 10,0 |
| 5 г/а пов-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | | | | | 55,0 | 55,0 |
| 5 г/а пов-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | | | | | 65,0 | 65,0 |
| | | | изменение | | | | | | | 10,0 | 10,0 |
| Всего по станции: | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | 55,0 | | 55,0 | | 55,0 | 165,0 |
| После модернизации | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | 65,0 | | 65,0 | | 65,0 | 195,0 |
| Изменение мощности | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | 10,0 | | 10,0 | | 10,0 | 30,0 |
| ОЭС Центра, всего | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | | | | | | | | |
| | | | | 270,0 | | 55,0 | 240,0 | 55,0 | | 55,0 | 675,0 |
| ГЭС | | | | | | 55,0 | | 55,0 | | 55,0 | 165,0 |
| ТЭС-всего | | | | 270,0 | | | 240,0 | | | | 510,0 |
| ТЭЦ | | | | | | | 240,0 | | | | 240,0 |
| КЭС | | | | 270,0 | | | | | | | 270,0 |
| После модернизации | | | | | | | | | | | |
| | | | | 330,0 | | 65,0 | 265,0 | 65,0 | | 65,0 | 790,0 |
| ГЭС | | | | | | 65,0 | | 65,0 | | 65,0 | 195,0 |
| ТЭС-всего | | | | 330,0 | | | 265,0 | | | | 595,0 |
| ТЭЦ | | | | | | | 265,0 | | | | 265,0 |
| КЭС | | | | 330,0 | | | | | | | 330,0 |
| Изменение мощности | | | | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | 10,0 | | 10,0 | | 10,0 | 30,0 |
| ТЭС-всего | | | | 60,0 | | 10,0 | 25,0 | 10,0 | | 10,0 | 115,0 |
| ТЭЦ | | | | | | | 25,0 | | | | 25,0 |

Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

| | | | | | | | | | | | МВт |
|---|-----------------------|-------------|--------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип мощности | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
| КЭС | | | | 60,0 | | | | | | | 60,0 |
| ОЭС Средней Волги | | | | | | | | | | | |
| Энергосистема Нижегородской области | | | | | | | | | | | |
| Нижегородская ГЭС | | | | | | | | | | | |
| | ПАО "РусГидро" | | | | | | | | | | |
| 1 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | | | | 65,0 | | 65,0 |
| 1 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | | | | 68,0 | | 68,0 |
| | | | изменение | | | | | | 3,0 | | 3,0 |
| 2 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | | 65,0 | | | | 65,0 |
| 2 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | | 68,0 | | | | 68,0 |
| | | | изменение | | | | 3,0 | | | | 3,0 |
| 7 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | | | | | 65,0 | 65,0 |
| 7 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | | | | | 68,0 | 68,0 |
| | | | изменение | | | | | | | 3,0 | 3,0 |
| Всего по станции | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | | | | | | | | |
| После модернизации | | | | | | | | | | | |
| Изменение мощности | | | | | | | | | | | |
| Энергосистема Самарской области | | | | | | | | | | | |
| Жигулевская ГЭС | | | | | | | | | | | |
| | ПАО "РусГидро" | | | | | | | | | | |
| 7 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | 115,0 | | | | | 115,0 |
| 7 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | 125,5 | | | | | 125,5 |
| | | | изменение | | | | | | | | 10,5 |
| 8 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | 115,0 | | | | | 115,0 |
| 8 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | 125,5 | | | | | 125,5 |
| | | | изменение | | | | | | | | 10,5 |
| 11 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | | 115,0 | | | | 115,0 |
| 11 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | | 125,5 | | | | 125,5 |
| | | | изменение | | | | 10,5 | | | | 10,5 |
| 12 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | 115,0 | | | | | | | 115,0 |
| 12 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | 125,5 | | | | | | | 125,5 |
| | | | изменение | 10,5 | | | | | | | 10,5 |
| 13 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | | 115,0 | | | | 115,0 |
| 13 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | | 125,5 | | | | 125,5 |
| | | | изменение | | | | 10,5 | | | | 10,5 |
| 14 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | 115,0 | | | | | | 115,0 |
| 14 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | 125,5 | | | | | | 125,5 |
| | | | изменение | | | | | | | | 10,5 |
| 16 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | 115,0 | | | | | | 115,0 |
| 16 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | 125,5 | | | | | | 125,5 |
| | | | изменение | | | | | | | | 10,5 |
| 17 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | 115,0 | | | | | | 115,0 |
| 17 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | 125,5 | | | | | | 125,5 |
| | | | изменение | | | | | | | | 10,5 |
| 18 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | 115,0 | | | | | | | 115,0 |
| 18 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | 125,5 | | | | | | | 125,5 |
| | | | изменение | 10,5 | | | | | | | 10,5 |
| 20 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | | | 115,0 | | | 115,0 |
| 20 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | | | 125,5 | | | 125,5 |

Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

| | | | | | | | | | | | МВт |
|---|-----------------------|-------------|--------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип мощности | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
| | | | изменение | | | | | 10,5 | | | 10,5 |
| Всего по станции | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | 230,0 | 345,0 | 230,0 | 230,0 | 115,0 | | | 1150,0 |
| После модернизации | | | | 251,0 | 376,5 | 251,0 | 251,0 | 125,5 | | | 1255,0 |
| Изменение мощности | | | | 21,0 | 31,5 | 21,0 | 21,0 | 10,5 | | | 105,0 |
| Энергосистема Саратовской области | | | | | | | | | | | |
| Саратовская ГЭС | ПАО "РусГидро" | | | | | | | | | | |
| 3 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | | | | 60,0 | | 60,0 |
| 3 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | | | | 66,0 | | 66,0 |
| | | | изменение | | | | | | 6,0 | | 6,0 |
| 4 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | 60,0 | | | | | | 60,0 |
| 4 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | 66,0 | | | | | | 66,0 |
| | | | изменение | | 6,0 | | | | | | 6,0 |
| 6 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | | | | | 60,0 | 60,0 |
| 6 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | | | | | 66,0 | 66,0 |
| | | | изменение | | | | | | | 6,0 | 6,0 |
| 7 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | | | 60,0 | | | 60,0 |
| 7 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | | | 66,0 | | | 66,0 |
| | | | изменение | | | | | 6,0 | | | 6,0 |
| 8 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | 60,0 | | | | | | 60,0 |
| 8 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | 66,0 | | | | | | 66,0 |
| | | | изменение | | 6,0 | | | | | | 6,0 |
| 10 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | 60,0 | | | | | | | 60,0 |
| 10 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | 66,0 | | | | | | | 66,0 |
| | | | изменение | 6,0 | | | | | | | 6,0 |
| 11 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | | 60,0 | | | | 60,0 |
| 11 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | | 66,0 | | | | 66,0 |
| | | | изменение | | | | 6,0 | | | | 6,0 |
| 12 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | | | 60,0 | | | 60,0 |
| 12 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | | | 66,0 | | | 66,0 |
| | | | изменение | | | | | 6,0 | | | 6,0 |
| 13 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | 60,0 | | | | | 60,0 |
| 13 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | 66,0 | | | | | 66,0 |
| | | | изменение | | | 6,0 | | | | | 6,0 |
| 14 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | 60,0 | | | | | | | 60,0 |
| 14 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | 66,0 | | | | | | | 66,0 |
| | | | изменение | 6,0 | | | | | | | 6,0 |
| 18 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | | 60,0 | | | | 60,0 |
| 18 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | | 66,0 | | | | 66,0 |
| | | | изменение | | | | 6,0 | | | | 6,0 |
| 19 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | | | | 60,0 | | 60,0 |
| 19 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | | | | 66,0 | | 66,0 |
| | | | изменение | | | | | | 6,0 | | 6,0 |
| 20 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | | | | | 60,0 | 60,0 |
| 20 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | | | | | 66,0 | 66,0 |
| | | | изменение | | | | | | | 6,0 | 6,0 |
| 21 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | 60,0 | | | | | 60,0 |
| 21 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | 66,0 | | | | | 66,0 |
| | | | изменение | | | 6,0 | | | | | 6,0 |

Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

| МВт | | | | | | | | | | | |
|---|-----------------------------|-------------|--------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип мощности | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
| 24 г/а пов-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | 10,0 | | | | | | | 10,0 |
| 24 г/а пов-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | 11,0 | | | | | | | 11,0 |
| | | | изменение | 1,0 | | | | | | | 1,0 |
| Всего по станции | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | 130,0 | 120,0 | 120,0 | 120,0 | 120,0 | 120,0 | 120,0 | 850,0 |
| После модернизации | | | | 143,0 | 132,0 | 132,0 | 132,0 | 132,0 | 132,0 | 132,0 | 935,0 |
| Изменение мощности | | | | 13,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 85,0 |
| ОЭС Средней Волги, всего | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | 360,0 | 465,0 | 350,0 | 415,0 | 235,0 | 185,0 | 185,0 | 2195,0 |
| ГЭС | | | | 360,0 | 465,0 | 350,0 | 415,0 | 235,0 | 185,0 | 185,0 | 2195,0 |
| После модернизации | | | | 394,0 | 508,5 | 383,0 | 451,0 | 257,5 | 200,0 | 200,0 | 2394,0 |
| ГЭС | | | | 394,0 | 508,5 | 383,0 | 451,0 | 257,5 | 200,0 | 200,0 | 2394,0 |
| Изменение мощности | | | | 34,0 | 43,5 | 33,0 | 36,0 | 22,5 | 15,0 | 15,0 | 199,0 |
| ГЭС | | | | 34,0 | 43,5 | 33,0 | 36,0 | 22,5 | 15,0 | 15,0 | 199,0 |
| ОЭС Юга | | | | | | | | | | | |
| Энергосистема Астраханской области | | | | | | | | | | | |
| Астраханская ГРЭС | | | | | | | | | | | |
| 1 ПГУ(Т) | ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерг" | Газ | до модернизации | 117,0 | | | | | | | 117,0 |
| 1 ПГУ(Т) | | Газ | после модернизации | 121,0 | | | | | | | 121,0 |
| | | | изменение | 4,0 | | | | | | | 4,0 |
| Энергосистема Волгоградской области | | | | | | | | | | | |
| Волжская ГЭС | ПАО "РусГидро" | | | | | | | | | | |
| 1 г/а пов-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | | 115,0 | | | | 115,0 |
| 1 г/а пов-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | | 125,5 | | | | 125,5 |
| | | | изменение | | | | 10,5 | | | | 10,5 |
| 2 г/а пов-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | 115,0 | | | | | 115,0 |
| 2 г/а пов-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | 125,5 | | | | | 125,5 |
| | | | изменение | | | 10,5 | | | | | 10,5 |
| 6 г/а пов-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | 115,0 | | | | | 115,0 |
| 6 г/а пов-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | 125,5 | | | | | 125,5 |
| | | | изменение | | | 10,5 | | | | | 10,5 |
| 7 г/а пов-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | | | 115,0 | | | 115,0 |
| 7 г/а пов-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | | | 125,5 | | | 125,5 |
| | | | изменение | | | | | 10,5 | | | 10,5 |
| 10 г/а пов-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | | | 115,0 | | | 115,0 |
| 10 г/а пов-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | | | 125,5 | | | 125,5 |
| | | | изменение | | | | | 10,5 | | | 10,5 |
| 13 г/а пов-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | 115,0 | | | | | | 115,0 |
| 13 г/а пов-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | 125,5 | | | | | | 125,5 |
| | | | изменение | | 10,5 | | | | | | 10,5 |
| 14 г/а пов-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | | | | 115,0 | | 115,0 |
| 14 г/а пов-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | | | | 125,5 | | 125,5 |
| | | | изменение | | | | | | 10,5 | | 10,5 |
| 15 г/а пов-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | | 115,0 | | | | 115,0 |
| 15 г/а пов-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | | 125,5 | | | | 125,5 |
| | | | изменение | | | | 10,5 | | | | 10,5 |
| 18 г/а пов-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | | | | | 115,0 | 115,0 |

Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

| МВт | | | | | | | | | | | |
|---|---------------------------|-------------|--------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип мощности | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
| 18 г/а пов-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | | | | | 125,5 | 125,5 |
| | | | изменение | | | | | | | 10,5 | 10,5 |
| 21 г/а пов-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | 115,0 | | | | | | | 115,0 |
| 21 г/а пов-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | 125,5 | | | | | | | 125,5 |
| | | | изменение | 10,5 | | | | | | | 10,5 |
| Всего по станции | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | 115,0 | 115,0 | 230,0 | 230,0 | 230,0 | 115,0 | 115,0 | 1150,0 |
| После модернизации | | | | 125,5 | 125,5 | 251,0 | 251,0 | 251,0 | 125,5 | 125,5 | 1255,0 |
| Изменение мощности | | | | 10,5 | 10,5 | 21,0 | 21,0 | 21,0 | 10,5 | 10,5 | 105,0 |
| Энергосистема Ростовской области | | | | | | | | | | | |
| Ростовская ТЭЦ-2 | ООО "ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго" | | | | | | | | | | |
| 1 ПТ-80-130 | | Газ | до модернизации | 80,0 | | | | | | | 80,0 |
| 1 ПТ-100-130 | | Газ | после модернизации | 100,0 | | | | | | | 100,0 |
| | | | изменение | 20,0 | | | | | | | 20,0 |
| 2 ПТ-80-130 | | Газ | до модернизации | 80,0 | | | | | | | 80,0 |
| 2 ПТ-100-130 | | Газ | после модернизации | 100,0 | | | | | | | 100,0 |
| | | | изменение | 20,0 | | | | | | | 20,0 |
| Всего по станции | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | 160,0 | | | | | | | 160,0 |
| После модернизации | | | | 200,0 | | | | | | | 200,0 |
| Изменение мощности | | | | 40,0 | | | | | | | 40,0 |
| Энергосистема Ставропольского края | | | | | | | | | | | |
| Кубанская ГЭС-2 | ПАО "РусГидро" | | | | | | | | | | |
| 1 г/а рад.-осевой | | нет топлива | до модернизации | | | | | 46,0 | | | 46,0 |
| 1 г/а рад.-осевой | | нет топлива | после модернизации | | | | | 48,0 | | | 48,0 |
| | | | изменение | | | | | 2,0 | | | 2,0 |
| Сенгилеевская ГЭС | ПАО "РусГидро" | | | | | | | | | | |
| 1 агрегаты малых ГЭС | | нет топлива | до модернизации | | | | 4,5 | | | | 4,5 |
| 1 агрегаты малых ГЭС | | нет топлива | после модернизации | | | | 6,0 | | | | 6,0 |
| | | | изменение | | | | 1,5 | | | | 1,5 |
| 3 агрегаты малых ГЭС | | нет топлива | до модернизации | | | | 4,5 | | | | 4,5 |
| 3 агрегаты малых ГЭС | | нет топлива | после модернизации | | | | 6,0 | | | | 6,0 |
| | | | изменение | | | | 1,5 | | | | 1,5 |
| Всего по станции | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | | | | 9,0 | | | | 9,0 |
| После модернизации | | | | | | | 12,0 | | | | 12,0 |
| Изменение мощности | | | | | | | 3,0 | | | | 3,0 |
| Кубанская ГАЭС | ПАО "РусГидро" | | | | | | | | | | |
| 1 агрегаты малых ГЭС | | нет топлива | до модернизации | | | | | 2,7 | | | 2,7 |
| 1 агрегаты малых ГЭС | | нет топлива | после модернизации | | | | | 3,1 | | | 3,1 |
| | | | изменение | | | | | 0,4 | | | 0,4 |
| 2 агрегаты малых ГЭС | | нет топлива | до модернизации | | | | | 2,7 | | | 2,7 |
| 2 агрегаты малых ГЭС | | нет топлива | после модернизации | | | | | 3,1 | | | 3,1 |
| | | | изменение | | | | | 0,4 | | | 0,4 |
| 3 агрегаты малых ГЭС | | нет топлива | до модернизации | | | | | 2,7 | | | 2,7 |
| 3 агрегаты малых ГЭС | | нет топлива | после модернизации | | | | | 3,1 | | | 3,1 |

Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

| МВт | | | | | | | | | | | |
|---|-----------------------------------|-------------|--------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип мощности | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
| | | | изменение | | | | | 0,4 | | | 0,4 |
| 4 агрегаты малых ГЭС | | нет топлива | до модернизации | | | | | 2,7 | | | 2,7 |
| 4 агрегаты малых ГЭС | | нет топлива | после модернизации | | | | | 3,1 | | | 3,1 |
| | | | изменение | | | | | 0,4 | | | 0,4 |
| 5 агрегаты малых ГЭС | | нет топлива | до модернизации | | | | | 2,7 | | | 2,7 |
| 5 агрегаты малых ГЭС | | нет топлива | после модернизации | | | | | 3,1 | | | 3,1 |
| | | | изменение | | | | | 0,4 | | | 0,4 |
| 6 агрегаты малых ГЭС | | нет топлива | до модернизации | | | | | 2,7 | | | 2,7 |
| 6 агрегаты малых ГЭС | | нет топлива | после модернизации | | | | | 3,1 | | | 3,1 |
| | | | изменение | | | | | 0,4 | | | 0,4 |
| Всего по станции | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | | | | | 15,9 | | | 15,9 |
| После модернизации | | | | | | | | 18,3 | | | 18,3 |
| Изменение мощности | | | | | | | | 2,4 | | | 2,4 |
| ОЭС Юга, всего | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | 392,0 | 115,0 | 230,0 | 239,0 | 291,9 | 115,0 | 115,0 | 1497,9 |
| ГЭС | | | | 115,0 | 115,0 | 230,0 | 239,0 | 291,9 | 115,0 | 115,0 | 1220,9 |
| ТЭС-всего | | | | 277,0 | | | | | | | 277,0 |
| ТЭЦ | | | | 277,0 | | | | | | | 277,0 |
| После модернизации | | | | 446,5 | 125,5 | 251,0 | 263,0 | 317,3 | 125,5 | 125,5 | 1654,3 |
| ГЭС | | | | 125,5 | 125,5 | 251,0 | 263,0 | 317,3 | 125,5 | 125,5 | 1333,3 |
| ТЭС-всего | | | | 321,0 | | | | | | | 321,0 |
| ТЭЦ | | | | 321,0 | | | | | | | 321,0 |
| Изменение мощности | | | | 54,5 | 10,5 | 21,0 | 24,0 | 25,4 | 10,5 | 10,5 | 156,4 |
| ГЭС | | | | 10,5 | 10,5 | 21,0 | 24,0 | 25,4 | 10,5 | 10,5 | 112,4 |
| ТЭС-всего | | | | 44,0 | | | | | | | 44,0 |
| ТЭЦ | | | | 44,0 | | | | | | | 44,0 |
| ОЭС Урала | | | | | | | | | | | |
| Энергосистема Республики Башкортостан | | | | | | | | | | | |
| Кармановская ГРЭС | ООО "БГК" | | | | | | | | | | |
| 1 К-...-240 | | Газ | до модернизации | | | | | 303,2 | | | 303,2 |
| 1 К-...-240 | | Газ | после модернизации | | | | | 324,7 | | | 324,7 |
| | | | изменение | | | | | 21,5 | | | 21,5 |
| Энергосистема Оренбургской области | | | | | | | | | | | |
| Ириклинская ГРЭС | АО "Интер РАО - Электрогенерация" | | | | | | | | | | |
| 1 К-300-240 | | Газ | до модернизации | | | 300,0 | | | | | 300,0 |
| 1 К-330-240 | | Газ | после модернизации | | | 330,0 | | | | | 330,0 |
| | | | изменение | | | 30,0 | | | | | 30,0 |
| 2 К-300-240 | | Газ | до модернизации | 300,0 | | | | | | | 300,0 |
| 2 К-330-240 | | Газ | после модернизации | 330,0 | | | | | | | 330,0 |
| | | | изменение | 30,0 | | | | | | | 30,0 |
| 4 К-300-240 | | Газ | до модернизации | | | | | 300,0 | | | 300,0 |
| 4 К-330-240 | | Газ | после модернизации | | | | | 330,0 | | | 330,0 |
| | | | изменение | | | | | 30,0 | | | 30,0 |
| Всего по станции | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | 300,0 | | 300,0 | | 300,0 | | | 900,0 |
| После модернизации | | | | 330,0 | | 330,0 | | 330,0 | | | 990,0 |

Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

| | | | | | | | | | | | МВт |
|---|-----------------------|-------------|--------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип мощности | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
| Изменение мощности | | | | 30,0 | | 30,0 | | 30,0 | | | 90,0 |
| Энергосистема Пермского края | | | | | | | | | | | |
| Воткинская ГЭС | | | | | | | | | | | |
| | ПАО "РусГидро" | | | | | | | | | | |
| 4 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | 100,0 | | | | | 100,0 |
| 4 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | 110,0 | | | | | 110,0 |
| | | | изменение | | | 10,0 | | | | | 10,0 |
| 5 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | | | 100,0 | | | 100,0 |
| 5 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | | | 110,0 | | | 110,0 |
| | | | изменение | | | | | 10,0 | | | 10,0 |
| 7 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | | | | | 100,0 | 100,0 |
| 7 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | | | | | 110,0 | 110,0 |
| | | | изменение | | | | | | | 10,0 | 10,0 |
| Всего по станции | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | | | 100,0 | | 100,0 | | 100,0 | 300,0 |
| После модернизации | | | | | | 110,0 | | 110,0 | | 110,0 | 330,0 |
| Изменение мощности | | | | | | 10,0 | | 10,0 | | 10,0 | 30,0 |
| Камская ГЭС | | | | | | | | | | | |
| | ПАО "РусГидро" | | | | | | | | | | |
| 4 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | 21,0 | | | | | 21,0 |
| 4 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | 24,0 | | | | | 24,0 |
| | | | изменение | | | 3,0 | | | | | 3,0 |
| 13 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | 21,0 | | | | | | | 21,0 |
| 13 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | 24,0 | | | | | | | 24,0 |
| | | | изменение | 3,0 | | | | | | | 3,0 |
| 19 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | 21,0 | | | | | | | 21,0 |
| 19 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | 24,0 | | | | | | | 24,0 |
| | | | изменение | 3,0 | | | | | | | 3,0 |
| Всего по станции | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | 42,0 | 21,0 | | | | | | 63,0 |
| После модернизации | | | | 48,0 | 24,0 | | | | | | 72,0 |
| Изменение мощности | | | | 6,0 | 3,0 | | | | | | 9,0 |
| Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО | | | | | | | | | | | |
| Сургутская ГРЭС-2 | | | | | | | | | | | |
| | ОАО "Э.ОН Россия" | | | | | | | | | | |
| 1 К-800-240 | | Газ | до модернизации | 800,0 | | | | | | | 800,0 |
| 1 К-...-240 | | Газ | после модернизации | 810,0 | | | | | | | 810,0 |
| | | | изменение | 10,0 | | | | | | | 10,0 |
| 2 К-800-240 | | Газ | до модернизации | 800,0 | | | | | | | 800,0 |
| 2 К-...-240 | | Газ | после модернизации | 810,0 | | | | | | | 810,0 |
| | | | изменение | 10,0 | | | | | | | 10,0 |
| 3 К-800-240 | | Газ | до модернизации | 800,0 | | | | | | | 800,0 |
| 3 К-...-240 | | Газ | после модернизации | 810,0 | | | | | | | 810,0 |
| | | | изменение | 10,0 | | | | | | | 10,0 |
| 4 К-800-240 | | Газ | до модернизации | 800,0 | | | | | | | 800,0 |
| 4 К-...-240 | | Газ | после модернизации | 810,0 | | | | | | | 810,0 |
| | | | изменение | 10,0 | | | | | | | 10,0 |
| 5 К-800-240 | | Газ | до модернизации | 800,0 | | | | | | | 800,0 |
| 5 К-...-240 | | Газ | после модернизации | 810,0 | | | | | | | 810,0 |

Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

| МВт | | | | | | | | | | | |
|---|-----------------------------------|-------------|--------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип мощности | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
| | | | изменение | 10,0 | | | | | | | 10,0 |
| 6 К-800-240 | | Газ | до модернизации | 800,0 | | | | | | | 800,0 |
| 6 К-...-240 | | Газ | после модернизации | 810,0 | | | | | | | 810,0 |
| | | | изменение | 10,0 | | | | | | | 10,0 |
| Всего по станции | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | 4800,0 | | | | | | | 4800,0 |
| После модернизации | | | | 4860,0 | | | | | | | 4860,0 |
| Изменение мощности | | | | 60,0 | | | | | | | 60,0 |
| Уренгойская ГРЭС | АО "Интер РАО - Электрогенерация" | | | | | | | | | | |
| 3 ПГУ | | Газ | до модернизации | 460,0 | | | | | | | 460,0 |
| 3 ПГУ | | Газ | после модернизации | 474,0 | | | | | | | 474,0 |
| | | | изменение | 14,4 | | | | | | | 14,4 |
| Энергосистема Челябинской области | | | | | | | | | | | |
| Челябинская ТЭЦ-3 | ОАО "Фортум" | | | | | | | | | | |
| 3 ПГУ(Т) | | Газ | до модернизации | 216,3 | | | | | | | 216,3 |
| 3 ПГУ(Т) | | Газ | после модернизации | 232,0 | | | | | | | 232,0 |
| | | | изменение | 15,7 | | | | | | | 15,7 |
| Южно-Уральская ГРЭС-2 | АО "Интер РАО - Электрогенерация" | | | | | | | | | | |
| 1 ПГУ | | Газ | до модернизации | 408,0 | | | | | | | 408,0 |
| 1 ПГУ | | Газ | после модернизации | 417,4 | | | | | | | 417,4 |
| | | | изменение | 9,4 | | | | | | | 9,4 |
| ОЭС Урала, всего | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | 6226,3 | 21,0 | 400,0 | | 703,2 | | 100,0 | 7450,5 |
| ГЭС | | | | 42,0 | 21,0 | 100,0 | | 100,0 | | 100,0 | 363,0 |
| ТЭС-всего | | | | 6184,3 | | 300,0 | | 603,2 | | | 7087,5 |
| ТЭЦ | | | | 216,3 | | | | | | | 216,3 |
| КЭС | | | | 5968,0 | | 300,0 | | 603,2 | | | 6871,2 |
| После модернизации | | | | 6361,8 | 24,0 | 440,0 | | 764,7 | | 110,0 | 7700,5 |
| ГЭС | | | | 48,0 | 24,0 | 110,0 | | 110,0 | | 110,0 | 402,0 |
| ТЭС-всего | | | | 6313,8 | | 330,0 | | 654,7 | | | 7298,5 |
| ТЭЦ | | | | 232,0 | | | | | | | 232,0 |
| КЭС | | | | 6081,8 | | 330,0 | | 654,7 | | | 7066,5 |
| Изменение мощности | | | | 135,5 | 3,0 | 40,0 | | 61,5 | | 10,0 | 250,0 |
| ГЭС | | | | 6,0 | 3,0 | 10,0 | | 10,0 | | 10,0 | 39,0 |
| ТЭС-всего | | | | 129,5 | | 30,0 | | 51,5 | | | 211,0 |
| ТЭЦ | | | | 15,7 | | | | | | | 15,7 |
| КЭС | | | | 113,8 | | 30,0 | | 51,5 | | | 195,3 |
| ОЭС Сибири | | | | | | | | | | | |
| Энергосистема Иркутской области | | | | | | | | | | | |
| Иркутская ГЭС | ПАО "Иркутскэнерго" | | | | | | | | | | |
| 2 г/а пов-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | | | 82,8 | | | 82,8 |
| 2 г/а пов-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | | | 110,0 | | | 110,0 |
| | | | изменение | | | | | 27,2 | | | 27,2 |
| 4 г/а пов-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | 82,8 | | | | | | 82,8 |
| 4 г/а пов-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | 110,0 | | | | | | 110,0 |
| | | | изменение | | 27,2 | | | | | | 27,2 |
| 7 г/а пов-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | 82,8 | | | | | 82,8 |

Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

| | | | | | | | | | | | МВт |
|---|----------------------------|-------------|--------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип мощности | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
| 7 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | 110,0 | | | | | 110,0 |
| | | | изменение | | | 27,2 | | | | | 27,2 |
| 8 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | | 82,8 | | | | 82,8 |
| 8 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | | 110,0 | | | | 110,0 |
| | | | изменение | | | | 27,2 | | | | 27,2 |
| Всего по станции | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | | 82,8 | 82,8 | 82,8 | 82,8 | | | 331,2 |
| После модернизации | | | | | 110,0 | 110,0 | 110,0 | 110,0 | | | 440,0 |
| Изменение мощности | | | | | 27,2 | 27,2 | 27,2 | 27,2 | | | 108,8 |
| Усть-Илимская ГЭС | ПАО "Иркутскэнерго" | | | | | | | | | | |
| 2 г/а рад.-осевой | | нет топлива | до модернизации | | | | 240,0 | | | | 240,0 |
| 2 г/а рад.-осевой | | нет топлива | после модернизации | | | | 250,0 | | | | 250,0 |
| | | | изменение | | | | 10,0 | | | | 10,0 |
| 4 г/а рад.-осевой | | нет топлива | до модернизации | | 240,0 | | | | | | 240,0 |
| 4 г/а рад.-осевой | | нет топлива | после модернизации | | 250,0 | | | | | | 250,0 |
| | | | изменение | | 10,0 | | | | | | 10,0 |
| 10 г/а рад.-осевой | | нет топлива | до модернизации | | 240,0 | | | | | | 240,0 |
| 10 г/а рад.-осевой | | нет топлива | после модернизации | | 250,0 | | | | | | 250,0 |
| | | | изменение | | 10,0 | | | | | | 10,0 |
| 12 г/а рад.-осевой | | нет топлива | до модернизации | | | 240,0 | | | | | 240,0 |
| 12 г/а рад.-осевой | | нет топлива | после модернизации | | | 250,0 | | | | | 250,0 |
| | | | изменение | | | 10,0 | | | | | 10,0 |
| Всего по станции | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | | 480,0 | 240,0 | 240,0 | | | | 960,0 |
| После модернизации | | | | | 500,0 | 250,0 | 250,0 | | | | 1000,0 |
| Изменение мощности | | | | | 20,0 | 10,0 | 10,0 | | | | 40,0 |
| Энергосистема Новосибирской области | | | | | | | | | | | |
| Новосибирская ГЭС | ПАО "РусГидро" | | | | | | | | | | |
| 2 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | | | | 65,0 | | 65,0 |
| 2 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | | | | 70,0 | | 70,0 |
| | | | изменение | | | | | | 5,0 | | 5,0 |
| 3 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | | 65,0 | | | | 65,0 |
| 3 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | | 70,0 | | | | 70,0 |
| | | | изменение | | | | 5,0 | | | | 5,0 |
| 4 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | 65,0 | | | | | 65,0 |
| 4 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | 70,0 | | | | | 70,0 |
| | | | изменение | | | 5,0 | | | | | 5,0 |
| 5 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | 65,0 | | | | | | 65,0 |
| 5 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | 70,0 | | | | | | 70,0 |
| | | | изменение | | 5,0 | | | | | | 5,0 |
| 6 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | 65,0 | | | | | | | 65,0 |
| 6 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | 70,0 | | | | | | | 70,0 |
| | | | изменение | 5,0 | | | | | | | 5,0 |
| 7 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | | | 65,0 | | | 65,0 |
| 7 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | | | 70,0 | | | 70,0 |
| | | | изменение | | | | | 5,0 | | | 5,0 |
| Всего по станции | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | 65,0 | 65,0 | 65,0 | 65,0 | 65,0 | 65,0 | | 390,0 |

Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

| | | | | | | | | | | | МВт |
|---|-----------------------|-------------|--------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип мощности | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
| После модернизации | | | | 70,0 | 70,0 | 70,0 | 70,0 | 70,0 | 70,0 | | 420,0 |
| Изменение мощности | | | | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | | 30,0 |
| Энергосистема Омской области | | | | | | | | | | | |
| Омская ТЭЦ-4 | | | | | | | | | | | |
| 6 Т-100-130 | АО "ТЭК-11" | Уголь | до модернизации | | | | 100,0 | | | | 100,0 |
| 6 Т-113-130 | | Уголь | после модернизации | | | | 113,0 | | | | 113,0 |
| | | | изменение | | | | 13,0 | | | | 13,0 |
| ОЭС Сибири, всего | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | 65,0 | 627,8 | 387,8 | 487,8 | 147,8 | 65,0 | | 1781,2 |
| ГЭС | | | | 65,0 | 627,8 | 387,8 | 387,8 | 147,8 | 65,0 | | 1681,2 |
| ТЭС-всего | | | | | | | 100,0 | | | | 100,0 |
| ТЭЦ | | | | | | | 100,0 | | | | 100,0 |
| После модернизации | | | | 70,0 | 680,0 | 430,0 | 543,0 | 180,0 | 70,0 | | 1973,0 |
| ГЭС | | | | 70,0 | 680,0 | 430,0 | 430,0 | 180,0 | 70,0 | | 1860,0 |
| ТЭС-всего | | | | | | | 113,0 | | | | 113,0 |
| ТЭЦ | | | | | | | 113,0 | | | | 113,0 |
| Изменение мощности | | | | 5,0 | 52,2 | 42,2 | 55,2 | 32,2 | 5,0 | | 191,8 |
| ГЭС | | | | 5,0 | 52,2 | 42,2 | 42,2 | 32,2 | 5,0 | | 178,8 |
| ТЭС-всего | | | | | | | 13,0 | | | | 13,0 |
| ТЭЦ | | | | | | | 13,0 | | | | 13,0 |
| ОЭС Востока | | | | | | | | | | | |
| Энергосистема Амурской области | | | | | | | | | | | |
| Райчихинская ГРЭС | | | | | | | | | | | |
| 6 К-50-90 | ПАО "РАО ЭС Востока" | Уголь | до модернизации | | 50,0 | | | | | | 50,0 |
| 6 К-...-90 | | Уголь | после модернизации | | 33,0 | | | | | | 33,0 |
| | | | изменение | | -17,0 | | | | | | -17,0 |
| ОЭС Востока, всего | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | | 50,0 | | | | | | 50,0 |
| ТЭС-всего | | | | | 50,0 | | | | | | 50,0 |
| КЭС | | | | | 50,0 | | | | | | 50,0 |
| После модернизации | | | | | 33,0 | | | | | | 33,0 |
| ТЭС-всего | | | | | 33,0 | | | | | | 33,0 |
| КЭС | | | | | 33,0 | | | | | | 33,0 |
| Изменение мощности | | | | | -17,0 | | | | | | -17,0 |
| ТЭС-всего | | | | | -17,0 | | | | | | -17,0 |
| КЭС | | | | | -17,0 | | | | | | -17,0 |
| ЕЭС России - всего | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | 7313,3 | 1278,8 | 1422,8 | 1381,8 | 1432,9 | 365,0 | 455,0 | 13649,6 |
| ГЭС | | | | 582,0 | 1228,8 | 1122,8 | 1041,8 | 829,7 | 365,0 | 455,0 | 5625,1 |
| ТЭС-всего | | | | 6731,3 | 50,0 | 300,0 | 340,0 | 603,2 | | | 8024,5 |
| ТЭЦ | | | | 493,3 | | | 340,0 | | | | 833,3 |
| КЭС | | | | 6238,0 | 50,0 | 300,0 | | 603,2 | | | 7191,2 |
| После модернизации | | | | 7602,3 | 1371,0 | 1569,0 | 1522,0 | 1584,5 | 395,5 | 500,5 | 14544,8 |
| ГЭС | | | | 637,5 | 1338,0 | 1239,0 | 1144,0 | 929,8 | 395,5 | 500,5 | 6184,3 |
| ТЭС-всего | | | | 6964,8 | 33,0 | 330,0 | 378,0 | 654,7 | | | 8360,5 |

**Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС
и ЕЭС России на 2015-2021 годы**

| | | | | | | | | | | | МВт |
|---|-----------------------|-------------|--------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип мощности | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
| ТЭЦ | | | | 553,0 | | | 378,0 | | | | 931,0 |
| КЭС | | | | 6411,8 | 33,0 | 330,0 | | 654,7 | | | 7429,5 |
| Изменение мощности | | | | 289,0 | 92,2 | 146,2 | 140,2 | 151,6 | 30,5 | 45,5 | 895,2 |
| ГЭС | | | | 55,5 | 109,2 | 116,2 | 102,2 | 100,1 | 30,5 | 45,5 | 559,2 |
| ТЭС-всего | | | | 233,5 | -17,0 | 30,0 | 38,0 | 51,5 | | | 336,0 |
| ТЭЦ | | | | 59,7 | | | 38,0 | | | | 97,7 |
| КЭС | | | | 173,8 | -17,0 | 30,0 | | 51,5 | | | 238,3 |

Объемы и структура перемаркировки генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип мощности | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
|---|-----------------------|-------------|--------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| ТЭЦ | | | | -17,4 | | | | | | | -17,4 |
| ЕЭС России - всего | | | | | | | | | | | |
| До перемаркировки | | | | 99,2 | | | | | | | 99,2 |
| ТЭС-всего | | | | 99,2 | | | | | | | 99,2 |
| ТЭЦ | | | | 99,2 | | | | | | | 99,2 |
| После перемаркировки | | | | 108,8 | | | | | | | 108,8 |
| ТЭС-всего | | | | 108,8 | | | | | | | 108,8 |
| ТЭЦ | | | | 108,8 | | | | | | | 108,8 |
| Изменение мощности | | | | 9,6 | | | | | | | 9,6 |
| ТЭС-всего | | | | 9,6 | | | | | | | 9,6 |
| ТЭЦ | | | | 9,6 | | | | | | | 9,6 |

Приложение № 10
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015-2021 годы

**Дополнительные объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и
ЕЭС России на 2015-2021 годы**

МВт

| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип мощности | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
|---|-----------------------|-------------|--------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| ОЭС Северо-Запада | | | | | | | | | | | |
| Энергосистема Республики Карелия | | | | | | | | | | | |
| Петрозаводская ТЭЦ | | | | | | | | | | | |
| ОАО "ТГК-1" | | | | | | | | | | | |
| 1 ПТ-60-130 | | Газ | до модернизации | | | | | | 60,0 | | 60,0 |
| | | Газ | после модернизации | | | | | | 60,0 | | 60,0 |
| Энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области | | | | | | | | | | | |
| ТЭЦ-15 Автоовская | | | | | | | | | | | |
| ОАО "ТГК-1" | | | | | | | | | | | |
| 6 Т-100-130 | | Газ | до модернизации | | | | 100,0 | | | | 100,0 |
| | | Газ | после модернизации | | | | 100,0 | | | | 100,0 |
| 7 Т-...-130 | | Газ | до модернизации | | | 97,0 | | | | | 97,0 |
| 7 Т-100-130 | | Газ | после модернизации | | | 100,0 | | | | | 100,0 |
| | | | изменение | | | 3,0 | | | | | 3,0 |
| Всего по станции | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | | | | | | | | |
| После модернизации | | | | | | | | | | | |
| Изменение мощности | | | | | | | | | | | |
| ТЭЦ-7 Василеостровская | | | | | | | | | | | |
| ОАО "ТГК-1" | | | | | | | | | | | |
| 4 ПТ-25-90 | | Газ | до модернизации | | | 25,0 | | | | | 25,0 |
| | | Газ | после модернизации | | | 25,0 | | | | | 25,0 |
| 5 ПТ-60-90 | | Газ | до модернизации | | | | 60,0 | | | | 60,0 |
| | | Газ | после модернизации | | | | 60,0 | | | | 60,0 |
| Всего по станции | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | | | | | | | | |
| После модернизации | | | | | | | | | | | |
| Изменение мощности | | | | | | | | | | | |
| Энергосистема Мурманской области | | | | | | | | | | | |
| Верхне-Тулумская ГЭС | | | | | | | | | | | |
| ОАО "ТГК-1" | | | | | | | | | | | |
| 1 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | | 67,0 | | | | 67,0 |
| 1 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | | 72,0 | | | | 72,0 |
| | | | изменение | | | | 5,0 | | | | 5,0 |
| 2 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | | | 67,0 | | | 67,0 |
| 2 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | | | 72,0 | | | 72,0 |
| | | | изменение | | | | | 5,0 | | | 5,0 |
| 3 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | 67,0 | | | | | 67,0 |
| 3 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | 72,0 | | | | | 72,0 |
| | | | изменение | | | 5,0 | | | | | 5,0 |
| 4 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | до модернизации | | | | | 67,0 | | | 67,0 |
| 4 г/а пов.-лопаст. верт. | | нет топлива | после модернизации | | | | | 72,0 | | | 72,0 |
| | | | изменение | | | | | 5,0 | | | 5,0 |
| Всего по станции | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | | | | | | | | |
| После модернизации | | | | | | | | | | | |
| Изменение мощности | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | 67,0 | 67,0 | 67,0 | 67,0 | | 268,0 |

Дополнительные объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип мощности | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
|--|---------------------------------|-------------|--------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| После модернизации | | | | | | 72,0 | 72,0 | 72,0 | 72,0 | | 288,0 |
| Изменение мощности | | | | | | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | | 20,0 |
| ОЭС Северо-Запада, всего | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | | | 189,0 | 227,0 | 67,0 | 127,0 | | 610,0 |
| ГЭС | | | | | | 67,0 | 67,0 | 67,0 | 67,0 | | 268,0 |
| ТЭС-всего | | | | | | 122,0 | 160,0 | | 60,0 | | 342,0 |
| ТЭЦ | | | | | | 122,0 | 160,0 | | 60,0 | | 342,0 |
| После модернизации | | | | | | 197,0 | 232,0 | 72,0 | 132,0 | | 633,0 |
| ГЭС | | | | | | 72,0 | 72,0 | 72,0 | 72,0 | | 288,0 |
| ТЭС-всего | | | | | | 125,0 | 160,0 | | 60,0 | | 345,0 |
| ТЭЦ | | | | | | 125,0 | 160,0 | | 60,0 | | 345,0 |
| Изменение мощности | | | | | | 8,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | | 23,0 |
| ГЭС | | | | | | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | | 20,0 |
| ТЭС-всего | | | | | | 3,0 | | | | | 3,0 |
| ТЭЦ | | | | | | 3,0 | | | | | 3,0 |
| ОЭС Центра | | | | | | | | | | | |
| Энергосистема г.Москвы и Московской области | | | | | | | | | | | |
| ГРЭС-4 Каширская | АО "ИНТЕР РАО-Электрогенерация" | | | | | | | | | | |
| 1 К-300-240 | | Газ/Уголь | до модернизации | | | | | | | 300,0 | 300,0 |
| 1 К-330-240 | | Газ/Уголь | после модернизации | | | | | | | 330,0 | 330,0 |
| | | | измененис | | | | | | | 30,0 | 30,0 |
| ТЭЦ-22 Мосэнерго | ПАО "Мосэнерго" | | | | | | | | | | |
| 10 Т-240-240 | | Газ | до модернизации | | | | | 240,0 | | | 240,0 |
| 10 Т-265-240 | | Газ | после модернизации | | | | | 265,0 | | | 265,0 |
| | | | измененис | | | | | 25,0 | | | 25,0 |
| 11 Т-240-240 | | Газ | до модернизации | | | | | | 240,0 | | 240,0 |
| 11 Т-265-240 | | Газ | после модернизации | | | | | | 265,0 | | 265,0 |
| | | | измененис | | | | | | 25,0 | | 25,0 |
| Всего по станции: | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | | | | | 240,0 | 240,0 | | 480,0 |
| После модернизации | | | | | | | | 265,0 | 265,0 | | 530,0 |
| Изменение мощности | | | | | | | | 25,0 | 25,0 | | 50,0 |
| ТЭЦ-21 Мосэнерго | ПАО "Мосэнерго" | | | | | | | | | | |
| 8 Т-250-240 | | Газ | до модернизации | | | | | | | 250,0 | 250,0 |
| 8 Т-265-240 | | Газ | после модернизации | | | | | | | 265,0 | 265,0 |
| | | | измененис | | | | | | | 15,0 | 15,0 |
| 9 Т-250-240 | | Газ | до модернизации | | | | | | 250,0 | | 250,0 |
| 9 Т-265-240 | | Газ | после модернизации | | | | | | 265,0 | | 265,0 |
| | | | измененис | | | | | | 15,0 | | 15,0 |
| Всего по станции: | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | | | | | | 250,0 | 250,0 | 500,0 |
| После модернизации | | | | | | | | | 265,0 | 265,0 | 530,0 |
| Изменение мощности | | | | | | | | | 15,0 | 15,0 | 30,0 |

**Дополнительные объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и
ЕЭС России на 2015-2021 годы**

МВт

| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип мощности | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
|---|-----------------------|-------------|--------------------|-----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| ТЭЦ-23 Мосэнергo | | | | | | | | | | | |
| 5 Т-250-240 | ПАО "Мосэнергo" | Газ | до модернизации | | | | | | | 250,0 | 250,0 |
| 5 Т-265-240 | | Газ | после модернизации | | | | | | | 265,0 | 265,0 |
| | | | | изменение | | | | | | | 15,0 |
| ОЭС Центра, всего | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | | | | | 240,0 | 490,0 | 800,0 | 1530,0 |
| ТЭС-всего | | | | | | | | 240,0 | 490,0 | 800,0 | 1530,0 |
| ТЭЦ | | | | | | | | 240,0 | 490,0 | 500,0 | 1230,0 |
| КЭС | | | | | | | | | | 300,0 | 300,0 |
| После модернизации | | | | | | | | 265,0 | 530,0 | 860,0 | 1655,0 |
| ТЭС-всего | | | | | | | | 265,0 | 530,0 | 860,0 | 1655,0 |
| ТЭЦ | | | | | | | | 265,0 | 530,0 | 530,0 | 1325,0 |
| КЭС | | | | | | | | | | 330,0 | 330,0 |
| Изменение мощности | | | | | | | | 25,0 | 40,0 | 60,0 | 125,0 |
| ТЭС-всего | | | | | | | | 25,0 | 40,0 | 60,0 | 125,0 |
| ТЭЦ | | | | | | | | 25,0 | 40,0 | 30,0 | 95,0 |
| КЭС | | | | | | | | | | 30,0 | 30,0 |
| ОЭС Урала | | | | | | | | | | | |
| Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО | | | | | | | | | | | |
| Няганская ТЭС | | | | | | | | | | | |
| ОАО "Фортум" | | | | | | | | | | | |
| 1 ПГУ КЭС | | Газ | до модернизации | 420,9 | | | | | | | 420,9 |
| 1 ПГУ-450 | | Газ | после модернизации | 450,0 | | | | | | | 450,0 |
| | | | изменение | 29,1 | | | | | | | 29,1 |
| 2 ПГУ КЭС | | Газ | до модернизации | | 424,2 | | | | | | 424,2 |
| 2 ПГУ-450 | | Газ | после модернизации | | 450,0 | | | | | | 450,0 |
| | | | изменение | | 25,8 | | | | | | 25,8 |
| 3 ПГУ КЭС | | Газ | до модернизации | | | 424,6 | | | | | 424,6 |
| 3 ПГУ-450 | | Газ | после модернизации | | | 450,0 | | | | | 450,0 |
| | | | изменение | | | 25,4 | | | | | 25,4 |
| Всего по станции | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | 420,9 | 424,2 | 424,6 | | | | | 1269,7 |
| После модернизации | | | | 450,0 | 450,0 | 450,0 | | | | | 1350,0 |
| Изменение мощности | | | | 29,1 | 25,8 | 25,4 | | | | | 80,3 |
| ОЭС Урала, всего | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | 420,9 | 424,2 | 424,6 | | | | | 1269,7 |
| ТЭС-всего | | | | 420,9 | 424,2 | 424,6 | | | | | 1269,7 |
| КЭС | | | | 420,9 | 424,2 | 424,6 | | | | | 1269,7 |
| После модернизации | | | | 450,0 | 450,0 | 450,0 | | | | | 1350,0 |
| ТЭС-всего | | | | 450,0 | 450,0 | 450,0 | | | | | 1350,0 |
| КЭС | | | | 450,0 | 450,0 | 450,0 | | | | | 1350,0 |
| Изменение мощности | | | | 29,1 | 25,8 | 25,4 | | | | | 80,3 |
| ТЭС-всего | | | | 29,1 | 25,8 | 25,4 | | | | | 80,3 |
| КЭС | | | | 29,1 | 25,8 | 25,4 | | | | | 80,3 |
| ОЭС Сибири | | | | | | | | | | | |
| Энергосистема Иркутской области | | | | | | | | | | | |

**Дополнительные объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и
ЕЭС России на 2015-2021 годы**

МВт

| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип мощности | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
|---|-----------------------|-------------|--------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Ново-Иркутская ТЭЦ | ПАО "Иркутскэнерго" | | | | | | | | | | |
| 3 Т-175-130 | | Уголь | до модернизации | | | 175,0 | | | | | 175,0 |
| 3 Т-...-130 | | Уголь | после модернизации | | | 195,0 | | | | | 195,0 |
| | | | изменение | | | 20,0 | | | | | 20,0 |
| 4 Т-175-130 | | Уголь | до модернизации | | | | 175,0 | | | | 175,0 |
| 4 Т-...-130 | | Уголь | после модернизации | | | | 195,0 | | | | 195,0 |
| | | | изменение | | | | 20,0 | | | | 20,0 |
| Всего по станции: | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | | | 175,0 | 175,0 | | | | 350,0 |
| После модернизации | | | | | | 195,0 | 195,0 | | | | 390,0 |
| Изменение мощности | | | | | | 20,0 | 20,0 | | | | 40,0 |
| ОЭС Сибири, всего | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | | | 175,0 | 175,0 | | | | 350,0 |
| ТЭС-всего | | | | | | 175,0 | 175,0 | | | | 350,0 |
| ТЭЦ | | | | | | 175,0 | 175,0 | | | | 350,0 |
| После модернизации | | | | | | 195,0 | 195,0 | | | | 390,0 |
| ТЭС-всего | | | | | | 195,0 | 195,0 | | | | 390,0 |
| ТЭЦ | | | | | | 195,0 | 195,0 | | | | 390,0 |
| Изменение мощности | | | | | | 20,0 | 20,0 | | | | 40,0 |
| ТЭС-всего | | | | | | 20,0 | 20,0 | | | | 40,0 |
| ТЭЦ | | | | | | 20,0 | 20,0 | | | | 40,0 |
| ОЭС Востока | | | | | | | | | | | |
| Энергосистема Приморского края | | | | | | | | | | | |
| Владивостокская ТЭЦ-2 | ПАО "РАО ЭС Востока" | | | | | | | | | | |
| 1 Т-80-130 | | Уголь | до модернизации | | | 80,0 | | | | | 80,0 |
| 1 Т-100-130 | | Уголь | после модернизации | | | 100,0 | | | | | 100,0 |
| | | | изменение | | | 20,0 | | | | | 20,0 |
| 5 Р-50-130 | | Уголь | до модернизации | | | | 50,0 | | | | 50,0 |
| 5 Р-...-130 | | Уголь | после модернизации | | | | 80,0 | | | | 80,0 |
| | | | изменение | | | | 30,0 | | | | 30,0 |
| 6 ПТ-55-130 | | Уголь | до модернизации | | | | | 55,0 | | | 55,0 |
| 6 ПТ-80-130 | | Уголь | после модернизации | | | | | 80,0 | | | 80,0 |
| | | | изменение | | | | | 25,0 | | | 25,0 |
| Всего по станции: | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | | | 80,0 | 50,0 | 55,0 | | | 185,0 |
| После модернизации | | | | | | 100,0 | 80,0 | 80,0 | | | 260,0 |
| Изменение мощности | | | | | | 20,0 | 30,0 | 25,0 | | | 75,0 |
| Энергосистема Хабаровского края | | | | | | | | | | | |
| Хабаровская ТЭЦ-1 | ПАО "РАО ЭС Востока" | | | | | | | | | | |
| 6 ПТ-50-90 | | Уголь | до модернизации | | | | 50,0 | | | | 50,0 |
| 6 ПТ-80-90 | | Уголь | после модернизации | | | | 80,0 | | | | 80,0 |
| | | | изменение | | | | 30,0 | | | | 30,0 |
| 7 Т-100-130 | | Уголь | до модернизации | | | | 100,0 | | | | 100,0 |
| | | Уголь | после модернизации | | | | 100,0 | | | | 100,0 |
| 8 Т-100-130 | | Уголь | до модернизации | | | | 100,0 | | | | 100,0 |
| 8 Т-120-130 | | Уголь | после модернизации | | | | 120,0 | | | | 120,0 |
| | | | изменение | | | | 20,0 | | | | 20,0 |

**Дополнительные объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и
ЕЭС России на 2015-2021 годы**

МВт

| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип мощности | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
|---|-----------------------|-------------|--------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| 9 Т-105-130 | | Уголь | до модернизации | | | | | 105,0 | | | 105,0 |
| 9 Т-140-130 | | Уголь | после модернизации | | | | | 140,0 | | | 140,0 |
| | | | изменение | | | | | 35,0 | | | 35,0 |
| Всего по станции: | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | | | | 250,0 | 105,0 | | | 355,0 |
| После модернизации | | | | | | | 300,0 | 140,0 | | | 440,0 |
| Изменение мощности | | | | | | | 50,0 | 35,0 | | | 85,0 |
| Комсомольская ТЭЦ-2 | ПАО "РАО ЭС Востока" | | | | | | | | | | |
| 7 Т-55-130 | | Уголь | до модернизации | | | 55,0 | | | | | 55,0 |
| 7 Т-60-130 | | Уголь | после модернизации | | | 60,0 | | | | | 60,0 |
| | | | изменение | | | 5,0 | | | | | 5,0 |
| 8 Т-55-130 | | Уголь | до модернизации | | | | 55,0 | | | | 55,0 |
| 8 Т-60-130 | | Уголь | после модернизации | | | | 60,0 | | | | 60,0 |
| | | | изменение | | | | 5,0 | | | | 5,0 |
| Всего по станции: | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | | | 55,0 | 55,0 | | | | 110,0 |
| После модернизации | | | | | | 60,0 | 60,0 | | | | 120,0 |
| Изменение мощности | | | | | | 5,0 | 5,0 | | | | 10,0 |
| ОЭС Востока , всего | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | | | 135,0 | 355,0 | 160,0 | | | 650,0 |
| ТЭС-всего | | | | | | 135,0 | 355,0 | 160,0 | | | 650,0 |
| ТЭЦ | | | | | | 135,0 | 355,0 | 160,0 | | | 650,0 |
| После модернизации | | | | | | 160,0 | 440,0 | 220,0 | | | 820,0 |
| ТЭС-всего | | | | | | 160,0 | 440,0 | 220,0 | | | 820,0 |
| ТЭЦ | | | | | | 160,0 | 440,0 | 220,0 | | | 820,0 |
| Изменение мощности | | | | | | 25,0 | 85,0 | 60,0 | | | 170,0 |
| ТЭС-всего | | | | | | 25,0 | 85,0 | 60,0 | | | 170,0 |
| ТЭЦ | | | | | | 25,0 | 85,0 | 60,0 | | | 170,0 |
| ЕЭС России - всего | | | | | | | | | | | |
| До модернизации | | | | 420,9 | 424,2 | 923,6 | 757,0 | 467,0 | 617,0 | 800,0 | 4409,7 |
| ГЭС | | | | | | 67,0 | 67,0 | 67,0 | 67,0 | | 268,0 |
| ТЭС-всего | | | | 420,9 | 424,2 | 856,6 | 690,0 | 400,0 | 550,0 | 800,0 | 4141,7 |
| ТЭЦ | | | | | | 432,0 | 690,0 | 400,0 | 550,0 | 500,0 | 2572,0 |
| КЭС | | | | 420,9 | 424,2 | 424,6 | | | | 300,0 | 1569,7 |
| После модернизации | | | | 450,0 | 450,0 | 1002,0 | 867,0 | 557,0 | 662,0 | 860,0 | 4848,0 |
| ГЭС | | | | | | 72,0 | 72,0 | 72,0 | 72,0 | | 288,0 |
| ТЭС-всего | | | | 450,0 | 450,0 | 930,0 | 795,0 | 485,0 | 590,0 | 860,0 | 4560,0 |
| ТЭЦ | | | | | | 480,0 | 795,0 | 485,0 | 590,0 | 530,0 | 2880,0 |
| КЭС | | | | 450,0 | 450,0 | 450,0 | | | | 330,0 | 1680,0 |
| Изменение мощности | | | | 29,1 | 25,8 | 78,4 | 110,0 | 90,0 | 45,0 | 60,0 | 438,3 |
| ГЭС | | | | | | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | | 20,0 |
| ТЭС-всего | | | | 29,1 | 25,8 | 73,4 | 105,0 | 85,0 | 40,0 | 60,0 | 418,3 |
| ТЭЦ | | | | | | 48,0 | 105,0 | 85,0 | 40,0 | 30,0 | 308,0 |
| КЭС | | | | 29,1 | 25,8 | 25,4 | | | | 30,0 | 110,3 |

Дополнительные объемы и структура реконструкции генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

| МВт | | | | | | | | | | | |
|---|-------------------------|-------------|---------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип мощности | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
| ОЭС Урала | | | | | | | | | | | |
| Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО | | | | | | | | | | | |
| Тюменская ТЭЦ-2 | ОАО "Фортум" | | | | | | | | | | |
| 4 К-215-130 | | Газ | до реконструкции | | | | 215,0 | | | | 215,0 |
| 4 Т-180-130 | | Газ | после реконструкции | | | | 180,0 | | | | 180,0 |
| | | | изменение | | | | -35,0 | | | | -35,0 |
| Энергосистема Челябинской области | | | | | | | | | | | |
| *Магнитогорская ЦЭС | | | | | | | | | | | |
| 5 Т-25-29 | Эл/ст пром. предприятий | Газ | до реконструкции | | | | | | | 25,0 | 25,0 |
| 5 ПТ-...-29 | | Газ | после реконструкции | | | | | | | 40,0 | 40,0 |
| | | | изменение | | | | | | | 15,0 | 15,0 |
| ОЭС Урала, всего | | | | | | | | | | | |
| До реконструкции | | | | | | | | | | | |
| ТЭС-всего | | | | | | | | | | | |
| ТЭЦ | | | | | | | | | | | |
| КЭС | | | | | | | | | | | |
| После реконструкции | | | | | | | | | | | |
| ТЭС-всего | | | | | | | | | | | |
| ТЭЦ | | | | | | | | | | | |
| Изменение мощности | | | | | | | | | | | |
| ТЭС-всего | | | | | | | | | | | |
| ТЭЦ | | | | | | | | | | | |
| КЭС | | | | | | | | | | | |
| ЕЭС России - всего | | | | | | | | | | | |
| До реконструкции | | | | | | | | | | | |
| ТЭС-всего | | | | | | | | | | | |
| ТЭЦ | | | | | | | | | | | |
| КЭС | | | | | | | | | | | |
| После реконструкции | | | | | | | | | | | |
| ТЭС-всего | | | | | | | | | | | |
| ТЭЦ | | | | | | | | | | | |
| КЭС | | | | | | | | | | | |
| Изменение мощности | | | | | | | | | | | |
| ТЭС-всего | | | | | | | | | | | |
| ТЭЦ | | | | | | | | | | | |
| КЭС | | | | | | | | | | | |

**Дополнительные объемы и структура перемаркировки генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС
России на 2015-2021 годы**

МВт

| Электростанция (станционный номер, тип турбины) | Генерирующая компания | Вид топлива | Тип мощности | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2015-2021 годы |
|---|-----------------------|-------------|--------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------------|
| ТЭЦ | | | | 285,0 | | | | | | | 285,0 |
| Изменение мощности | | | | 55,7 | | | | | | | 55,7 |
| ТЭС-всего | | | | 55,7 | | | | | | | 55,7 |
| ТЭЦ | | | | 55,7 | | | | | | | 55,7 |
| ЕЭС России - всего | | | | | | | | | | | |
| До перемаркировки | | | | 229,3 | 190,0 | | | | | | 419,3 |
| ТЭС-всего | | | | 229,3 | 190,0 | | | | | | 419,3 |
| ТЭЦ | | | | 229,3 | 190,0 | | | | | | 419,3 |
| После перемаркировки | | | | 285,0 | 209,7 | | | | | | 494,7 |
| ТЭС-всего | | | | 285,0 | 209,7 | | | | | | 494,7 |
| ТЭЦ | | | | 285,0 | 209,7 | | | | | | 494,7 |
| Изменение мощности | | | | 55,7 | 19,7 | | | | | | 75,4 |
| ТЭС-всего | | | | 55,7 | 19,7 | | | | | | 75,4 |
| ТЭЦ | | | | 55,7 | 19,7 | | | | | | 75,4 |

Приложение № 13
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015 - 2021 годы

**Перспективные балансы мощности по ОЭС и ЕЭС России
с учетом вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и
перемаркировке с высокой вероятностью реализации для базового варианта электропотребления**

Баланс мощности ЕЭС России с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для базового варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 1012893,0 | 1024963,0 | 1037179,0 | 1047419,0 | 1054696,0 | 1060550,0 | 1067518,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 1,2 | 1,2 | 1,0 | 0,7 | 0,6 | 0,7 |
| Заряд ГАЭС | млн.кВт.ч | 2580,0 | 2655,0 | 3575,0 | 4495,0 | 4495,0 | 4495,0 | 4495,0 |
| Максимум ЕЭС | тыс.кВт | 154982,0 | 156789,0 | 158909,0 | 160232,0 | 161285,0 | 162184,0 | 162836,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6519 | 6520 | 6504 | 6509 | 6511 | 6511 | 6528 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 3885,0 | 3890,0 | 3890,0 | 3890,0 | 3890,0 | 3890,0 | 3890,0 |
| Нормативный резерв мощности | тыс.кВт | 31727,0 | 32108,0 | 32532,0 | 32777,0 | 32990,0 | 33183,0 | 33317,0 |
| Нормативный резерв в % к максимуму | % | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 190594,0 | 192787,0 | 195331,0 | 196899,0 | 198165,0 | 199257,0 | 200043,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 238052,8 | 241558,0 | 246260,1 | 248179,2 | 249484,8 | 249250,3 | 249295,8 |
| АЭС | тыс.кВт | 27216,0 | 27949,0 | 30219,0 | 30369,0 | 31539,0 | 30539,0 | 30539,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 48030,1 | 49420,3 | 49969,4 | 50501,5 | 50601,6 | 50632,1 | 50677,6 |
| ТЭС | тыс.кВт | 162570,9 | 163430,1 | 164968,1 | 165920,1 | 165955,6 | 166690,6 | 166690,6 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 235,8 | 758,6 | 1103,6 | 1388,6 | 1388,6 | 1388,6 | 1388,6 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 13457,5 | 14329,4 | 14620,2 | 14941,2 | 14943,6 | 15467,6 | 15467,6 |

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 658,9 | 2015,5 | 1786,4 | 295,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Запертая мощность | тыс.кВт | 6939,0 | 6779,0 | 6509,0 | 6035,0 | 5703,0 | 5652,0 | 5570,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 216997,5 | 218434,0 | 223344,4 | 226908,0 | 228838,2 | 228130,7 | 228258,2 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 26403,5 | 25647,0 | 28013,4 | 30009,0 | 30673,2 | 28873,7 | 28215,2 |

Примечание: в сводном балансе по ЕЭС России ОЭС Сибири и ОЭС Востока учтены на совмещенный максимум

Баланс мощности ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для базового варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 980841,0 | 990217,0 | 998988,0 | 1008505,0 | 1014993,0 | 1020529,0 | 1025464,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 1,0 | 0,9 | 1,0 | 0,6 | 0,5 | 0,5 |
| Заряд ГАЭС | млн.кВт.ч | 2580,0 | 2655,0 | 3575,0 | 4495,0 | 4495,0 | 4495,0 | 4495,0 |
| Максимум ЕЭС | тыс.кВт | 150204,0 | 150994,0 | 152992,0 | 154144,0 | 155139,0 | 155784,0 | 156416,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6513 | 6540 | 6506 | 6513 | 6514 | 6522 | 6527 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 3055,0 | 3060,0 | 3060,0 | 3060,0 | 3060,0 | 3060,0 | 3060,0 |
| Нормативный резерв мощности | тыс.кВт | 30627,0 | 30776,0 | 31170,0 | 31377,0 | 31577,0 | 31711,0 | 31841,0 |
| Нормативный резерв в % к максимуму | % | 20,4 | 20,4 | 20,4 | 20,4 | 20,4 | 20,4 | 20,4 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 183886,0 | 184830,0 | 187222,0 | 188581,0 | 189776,0 | 190555,0 | 191317,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 228685,8 | 230040,5 | 234742,7 | 236520,8 | 237826,4 | 236816,9 | 236862,4 |
| АЭС | тыс.кВт | 27216,0 | 27949,0 | 30219,0 | 30369,0 | 31539,0 | 30539,0 | 30539,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 44690,1 | 44802,8 | 45351,9 | 45884,0 | 45984,1 | 46014,6 | 46060,1 |
| ТЭС | тыс.кВт | 156543,9 | 156530,2 | 158068,2 | 158879,2 | 158914,7 | 158874,7 | 158874,7 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 235,8 | 758,6 | 1103,6 | 1388,6 | 1388,6 | 1388,6 | 1388,6 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 13238,3 | 13959,1 | 14249,9 | 14539,9 | 14542,3 | 14542,3 | 14542,3 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 399,4 | 1575,5 | 1786,4 | 295,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Запертая мощность | тыс.кВт | 6939,0 | 6779,0 | 6509,0 | 6035,0 | 5703,0 | 5652,0 | 5570,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 208109,2 | 207726,9 | 212197,3 | 215650,9 | 217581,1 | 216622,6 | 216750,1 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 24223,2 | 22896,9 | 24975,3 | 27069,9 | 27805,1 | 26067,6 | 25433,1 |

Примечание: в сводном балансе по ЕЭС России ОЭС Сибири учтена на совмещенный максимум

Баланс мощности Европейской части России с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для базового варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| <u>СПРОС</u> | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 776090,0 | 782786,0 | 789987,0 | 797696,0 | 802034,0 | 806736,0 | 810774,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 0,9 | 0,9 | 1,0 | 0,5 | 0,6 | 0,5 |
| Заряд ГАЭС | млн.кВт.ч | 2580,0 | 2655,0 | 3575,0 | 4495,0 | 4495,0 | 4495,0 | 4495,0 |
| Максимум, совмещенный с ЕЭС | тыс.кВт | 120929,0 | 121687,0 | 123368,0 | 124147,0 | 124938,0 | 125510,0 | 126094,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6396 | 6411 | 6375 | 6389 | 6383 | 6392 | 6394 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 2795,0 | 2800,0 | 2800,0 | 2800,0 | 2800,0 | 2800,0 | 2800,0 |
| Нормативный резерв мощности | тыс.кВт | 24178,0 | 24321,0 | 24650,0 | 24778,0 | 24933,0 | 25051,0 | 25169,0 |
| Нормативный резерв в % к максимуму | % | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 147902,0 | 148808,0 | 150818,0 | 151725,0 | 152671,0 | 153361,0 | 154063,0 |
| <u>ПОКРЫТИЕ</u> | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 176849,9 | 178027,4 | 182804,3 | 184589,3 | 185862,7 | 184848,2 | 184893,7 |
| АЭС | тыс.кВт | 27216,0 | 27949,0 | 30219,0 | 30369,0 | 31539,0 | 30539,0 | 30539,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 19413,7 | 19474,2 | 19981,1 | 20471,0 | 20538,9 | 20564,4 | 20609,9 |
| ТЭС | тыс.кВт | 129999,6 | 129865,9 | 131550,9 | 132515,9 | 132551,4 | 132511,4 | 132511,4 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 220,6 | 738,4 | 1053,4 | 1233,4 | 1233,4 | 1233,4 | 1233,4 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 7021,9 | 7737,8 | 7998,6 | 8183,5 | 8185,9 | 8185,9 | 8185,9 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 399,4 | 1455,5 | 1786,4 | 295,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Запертая мощность | тыс.кВт | 3352,0 | 3153,0 | 3097,0 | 2985,0 | 2801,0 | 2790,0 | 2711,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 166076,6 | 165681,1 | 169922,3 | 173125,7 | 174875,7 | 173872,2 | 173996,7 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 18174,6 | 16873,1 | 19104,3 | 21400,7 | 22204,7 | 20511,2 | 19933,7 |

Баланс мощности ОЭС Северо-Запада с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для базового варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 90321,0 | 90789,0 | 91175,0 | 91666,0 | 92047,0 | 92495,0 | 92910,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 0,5 | 0,4 | 0,5 | 0,4 | 0,5 | 0,4 |
| Максимум, совмещенный с ЕЭС | тыс.кВт | 14579,0 | 14658,0 | 14717,0 | 14809,0 | 14871,0 | 14953,0 | 15020,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6195 | 6194 | 6195 | 6190 | 6190 | 6186 | 6186 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 1990,0 | 1990,0 | 1990,0 | 1990,0 | 1990,0 | 1990,0 | 1990,0 |
| Нормативный резерв мощности | тыс.кВт | 2776,0 | 2792,0 | 2803,0 | 2813,0 | 2825,0 | 2841,0 | 2853,0 |
| Нормативный резерв в % к максимуму | % | 19,0 | 19,0 | 19,0 | 19,0 | 19,0 | 19,0 | 19,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 19345,0 | 19440,0 | 19510,0 | 19612,0 | 19686,0 | 19784,0 | 19863,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 23612,7 | 23683,2 | 24831,2 | 23941,2 | 25111,2 | 24111,2 | 24111,2 |
| АЭС | тыс.кВт | 5760,0 | 5760,0 | 6930,0 | 5930,0 | 7100,0 | 6100,0 | 6100,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 2949,2 | 2949,2 | 2949,2 | 2949,2 | 2949,2 | 2949,2 | 2949,2 |
| ТЭС | тыс.кВт | 14897,1 | 14967,6 | 14945,6 | 15055,6 | 15055,6 | 15055,6 | 15055,6 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 6,4 | 6,4 | 6,4 | 6,4 | 6,4 | 6,4 | 6,4 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 1247,3 | 1243,3 | 1243,3 | 1243,3 | 1243,3 | 1243,3 | 1243,3 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 304,3 | 101,0 | 0,0 | 110,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Запертая мощность | тыс.кВт | 2111,0 | 1907,0 | 1900,0 | 1887,0 | 1878,0 | 1880,0 | 1877,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 19950,1 | 20431,9 | 21687,9 | 20700,9 | 21989,9 | 20987,9 | 20990,9 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 605,1 | 991,9 | 2177,9 | 1088,9 | 2303,9 | 1203,9 | 1127,9 |

Баланс мощности ОЭС Центра с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для базового варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 233398,0 | 234628,0 | 236152,0 | 238293,0 | 239438,0 | 241207,0 | 242981,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 0,5 | 0,6 | 0,9 | 0,5 | 0,7 | 0,7 |
| Заряд ГАЭС | млн.кВт.ч | 2580,0 | 2580,0 | 3500,0 | 4420,0 | 4420,0 | 4420,0 | 4420,0 |
| Максимум, совмещенный с ЕЭС | тыс.кВт | 38345,0 | 38192,0 | 38481,0 | 38766,0 | 38999,0 | 39259,0 | 39486,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6020 | 6076 | 6046 | 6033 | 6026 | 6031 | 6042 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 500,0 | 500,0 | 500,0 | 500,0 | 500,0 | 500,0 | 500,0 |
| Нормативный резерв мощности | тыс.кВт | 8449,0 | 8412,0 | 8472,0 | 8528,0 | 8579,0 | 8636,0 | 8686,0 |
| Нормативный резерв в % к максимуму | % | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 47294,0 | 47104,0 | 47453,0 | 47794,0 | 48078,0 | 48395,0 | 48672,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 53414,9 | 53043,9 | 53786,9 | 55381,9 | 55391,9 | 55351,9 | 55361,9 |
| АЭС | тыс.кВт | 12834,0 | 13567,0 | 13567,0 | 14717,0 | 14717,0 | 14717,0 | 14717,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 1788,8 | 1788,8 | 2218,8 | 2638,8 | 2648,8 | 2648,8 | 2658,8 |
| ТЭС | тыс.кВт | 38777,1 | 37628,1 | 37941,1 | 37966,1 | 37966,1 | 37926,1 | 37926,1 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 15,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 1055,4 | 1027,4 | 1022,1 | 1022,1 | 1022,1 | 1022,1 | 1022,1 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 0,0 | 330,0 | 676,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 52359,5 | 51686,5 | 52088,8 | 54359,8 | 54369,8 | 54329,8 | 54339,8 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 5065,5 | 4582,5 | 4635,8 | 6565,8 | 6291,8 | 5934,8 | 5667,8 |

Баланс мощности ОЭС Средней Волги с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для базового варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 105429,0 | 105776,0 | 106300,0 | 106564,0 | 106927,0 | 107257,0 | 107350,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 0,3 | 0,5 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,1 |
| Максимум, совмещенный с ЕЭС | тыс.кВт | 16916,0 | 16987,0 | 17072,0 | 17109,0 | 17161,0 | 17194,0 | 17220,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6233 | 6227 | 6227 | 6229 | 6231 | 6238 | 6234 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 |
| Нормативный резерв мощности | тыс.кВт | 2799,0 | 2811,0 | 2821,0 | 2826,0 | 2831,0 | 2837,0 | 2841,0 |
| Нормативный резерв в % к максимуму | % | 16,5 | 16,5 | 16,5 | 16,5 | 16,5 | 16,5 | 16,5 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 19725,0 | 19808,0 | 19903,0 | 19945,0 | 20002,0 | 20041,0 | 20071,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 27252,8 | 27296,3 | 27234,3 | 27310,3 | 27316,8 | 27331,8 | 27346,8 |
| АЭС | тыс.кВт | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 6890,0 | 6933,5 | 6966,5 | 7002,5 | 7025,0 | 7040,0 | 7055,0 |
| ТЭС | тыс.кВт | 16290,8 | 16265,8 | 16075,8 | 16075,8 | 16059,8 | 16059,8 | 16059,8 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 0,0 | 25,0 | 120,0 | 160,0 | 160,0 | 160,0 | 160,0 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 2025,9 | 2050,9 | 2145,9 | 2185,9 | 2185,9 | 2185,9 | 2185,9 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 25226,9 | 25245,4 | 25088,4 | 25124,4 | 25130,9 | 25145,9 | 25160,9 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 5501,9 | 5437,4 | 5185,4 | 5179,4 | 5128,9 | 5104,9 | 5089,9 |

Баланс мощности ОЭС Юга с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для базового варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 87826,0 | 91315,0 | 95053,0 | 98336,0 | 99561,0 | 100440,0 | 101162,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 4,0 | 4,1 | 3,5 | 1,2 | 0,9 | 0,7 |
| Заряд ГАЭС | млн.кВт.ч | 0,0 | 75,0 | 75,0 | 75,0 | 75,0 | 75,0 | 75,0 |
| Максимум, совмещенный с ЕЭС | тыс.кВт | 14415,0 | 15066,0 | 16096,0 | 16283,0 | 16509,0 | 16634,0 | 16776,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6093 | 6056 | 5901 | 6035 | 6026 | 6034 | 6026 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 195,0 | 200,0 | 200,0 | 200,0 | 200,0 | 200,0 | 200,0 |
| Нормативный резерв мощности | тыс.кВт | 2814,0 | 2944,0 | 3145,0 | 3175,0 | 3219,0 | 3243,0 | 3271,0 |
| Нормативный резерв в % к максимуму | % | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 17424,0 | 18210,0 | 19441,0 | 19658,0 | 19928,0 | 20077,0 | 20247,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 20924,0 | 21912,6 | 23671,5 | 24585,4 | 24610,8 | 24621,3 | 24631,8 |
| АЭС | тыс.кВт | 3070,0 | 3070,0 | 4170,0 | 4170,0 | 4170,0 | 4170,0 | 4170,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 5927,9 | 5941,9 | 5975,8 | 6009,7 | 6035,1 | 6045,6 | 6056,1 |
| ТЭС | тыс.кВт | 11774,2 | 12370,0 | 12840,0 | 13670,0 | 13670,0 | 13670,0 | 13670,0 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 152,0 | 530,8 | 685,8 | 735,8 | 735,8 | 735,8 | 735,8 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 1307,9 | 2006,1 | 2163,6 | 2218,6 | 2221,0 | 2221,0 | 2221,0 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 30,6 | 144,5 | 1110,4 | 185,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 19585,6 | 19761,9 | 20397,4 | 22181,9 | 22389,9 | 22400,4 | 22410,9 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 2161,6 | 1551,9 | 956,4 | 2523,9 | 2461,9 | 2323,4 | 2163,9 |

Баланс мощности ОЭС Урала с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для базового варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 259116,0 | 260278,0 | 261307,0 | 262837,0 | 264061,0 | 265337,0 | 266371,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 0,4 | 0,4 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,4 |
| Максимум, совмещенный с ЕЭС | тыс.кВт | 36674,0 | 36784,0 | 37002,0 | 37180,0 | 37398,0 | 37470,0 | 37592,0 |
| Число часов использования максимума | час | 7065 | 7076 | 7062 | 7069 | 7061 | 7081 | 7086 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |
| Нормативный резерв мощности | тыс.кВт | 7340,0 | 7362,0 | 7409,0 | 7436,0 | 7479,0 | 7494,0 | 7518,0 |
| Нормативный резерв в % к максимуму | % | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 44114,0 | 44246,0 | 44511,0 | 44716,0 | 44977,0 | 45064,0 | 45210,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 51645,4 | 52091,4 | 53280,4 | 53370,4 | 53431,9 | 53431,9 | 53441,9 |
| АЭС | тыс.кВт | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 1857,7 | 1860,7 | 1870,7 | 1870,7 | 1880,7 | 1880,7 | 1890,7 |
| ТЭС | тыс.кВт | 48260,4 | 48634,4 | 49748,4 | 49748,4 | 49799,9 | 49799,9 | 49799,9 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 47,2 | 116,2 | 181,2 | 271,2 | 271,2 | 271,2 | 271,2 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 1385,4 | 1410,0 | 1423,6 | 1513,6 | 1513,6 | 1513,6 | 1513,6 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 64,5 | 880,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Запертая мощность | тыс.кВт | 1241,0 | 1246,0 | 1197,0 | 1098,0 | 923,0 | 910,0 | 834,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 48954,5 | 48555,4 | 50659,7 | 50758,7 | 50995,2 | 51008,2 | 51094,2 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 4840,5 | 4309,4 | 6148,7 | 6042,7 | 6018,2 | 5944,2 | 5884,2 |

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения совмещенного максимума с ЕЭС с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для базового варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 204751,0 | 207431,0 | 209001,0 | 210809,0 | 212959,0 | 213793,0 | 214690,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 1,3 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 0,4 | 0,4 |
| Максимум, совмещенный с ЕЭС | тыс.кВт | 29275,0 | 29307,0 | 29624,0 | 29997,0 | 30201,0 | 30274,0 | 30322,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6994 | 7078 | 7055 | 7028 | 7051 | 7062 | 7080 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 260,0 | 260,0 | 260,0 | 260,0 | 260,0 | 260,0 | 260,0 |
| Нормативный резерв мощности | тыс.кВт | 6449,0 | 6455,0 | 6520,0 | 6599,0 | 6644,0 | 6660,0 | 6672,0 |
| Нормативный резерв в % к максимуму | % | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 35984,0 | 36022,0 | 36404,0 | 36856,0 | 37105,0 | 37194,0 | 37254,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 51835,9 | 52013,1 | 51938,3 | 51931,5 | 51963,7 | 51968,7 | 51968,7 |
| АЭС | тыс.кВт | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 25276,4 | 25328,6 | 25370,8 | 25413,0 | 25445,2 | 25450,2 | 25450,2 |
| ТЭС | тыс.кВт | 26544,3 | 26664,3 | 26517,3 | 26363,3 | 26363,3 | 26363,3 | 26363,3 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 15,2 | 20,2 | 50,2 | 155,2 | 155,2 | 155,2 | 155,2 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 6216,4 | 6221,4 | 6251,4 | 6356,4 | 6356,4 | 6356,4 | 6356,4 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 0,0 | 120,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Запертая мощность | тыс.кВт | 3587,0 | 3626,0 | 3412,0 | 3050,0 | 2902,0 | 2862,0 | 2859,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 42032,6 | 42045,8 | 42275,0 | 42525,2 | 42705,4 | 42750,4 | 42753,4 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 6048,6 | 6023,8 | 5871,0 | 5669,2 | 5600,4 | 5556,4 | 5499,4 |

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения собственного максимума с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для базового варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 204751,0 | 207431,0 | 209001,0 | 210809,0 | 212959,0 | 213793,0 | 214690,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 1,3 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 0,4 | 0,4 |
| Собственный максимум | тыс.кВт | 30389,0 | 30566,0 | 30890,0 | 31265,0 | 31476,0 | 31534,0 | 31588,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6738 | 6786 | 6766 | 6743 | 6766 | 6780 | 6797 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 260,0 | 260,0 | 260,0 | 260,0 | 260,0 | 260,0 | 260,0 |
| Нормативный резерв мощности | тыс.кВт | 6685,0 | 6724,0 | 6795,0 | 6878,0 | 6924,0 | 6937,0 | 6949,0 |
| Нормативный резерв в % к максимуму | % | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 37334,0 | 37550,0 | 37945,0 | 38403,0 | 38660,0 | 38731,0 | 38797,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 51835,9 | 52013,1 | 51938,3 | 51931,5 | 51963,7 | 51968,7 | 51968,7 |
| АЭС | тыс.кВт | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 25276,4 | 25328,6 | 25370,8 | 25413,0 | 25445,2 | 25450,2 | 25450,2 |
| ТЭС | тыс.кВт | 26544,3 | 26664,3 | 26517,3 | 26363,3 | 26363,3 | 26363,3 | 26363,3 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 15,2 | 20,2 | 50,2 | 155,2 | 155,2 | 155,2 | 155,2 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 6216,4 | 6221,4 | 6251,4 | 6356,4 | 6356,4 | 6356,4 | 6356,4 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 0,0 | 120,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Запертая мощность | тыс.кВт | 2858,0 | 2875,0 | 2659,0 | 2279,0 | 2122,0 | 2077,0 | 2074,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 42761,6 | 42796,8 | 43028,0 | 43296,2 | 43485,4 | 43535,4 | 43538,4 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 5427,6 | 5246,8 | 5083,0 | 4893,2 | 4825,4 | 4804,4 | 4741,4 |

Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения совмещенного максимума с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для базового варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 32052,0 | 34746,0 | 38191,0 | 38914,0 | 39703,0 | 40021,0 | 42054,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 8,4 | 9,9 | 1,9 | 2,0 | 0,8 | 5,1 |
| Максимум, совмещенный с ЕЭС | тыс.кВт | 4778,0 | 5795,0 | 5917,0 | 6088,0 | 6146,0 | 6400,0 | 6420,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6708 | 5996 | 6454 | 6392 | 6460 | 6253 | 6550 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 830,0 | 830,0 | 830,0 | 830,0 | 830,0 | 830,0 | 830,0 |
| Нормативный резерв мощности | тыс.кВт | 1100,0 | 1332,0 | 1362,0 | 1400,0 | 1413,0 | 1472,0 | 1476,0 |
| Нормативный резерв в % к максимуму | % | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 6708,0 | 7957,0 | 8109,0 | 8318,0 | 8389,0 | 8702,0 | 8726,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 9367,0 | 11517,4 | 11517,4 | 11658,4 | 11658,4 | 12433,4 | 12433,4 |
| АЭС | тыс.кВт | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 3340,0 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 |
| ТЭС | тыс.кВт | 6027,0 | 6899,9 | 6899,9 | 7040,9 | 7040,9 | 7815,9 | 7815,9 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 219,2 | 370,3 | 370,3 | 401,3 | 401,3 | 925,3 | 925,3 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 259,5 | 440,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 8888,3 | 10707,1 | 11147,1 | 11257,1 | 11257,1 | 11508,1 | 11508,1 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 2180,3 | 2750,1 | 3038,1 | 2939,1 | 2868,1 | 2806,1 | 2782,1 |

Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения собственного максимума с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для базового варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 32052,0 | 34746,0 | 38191,0 | 38914,0 | 39703,0 | 40021,0 | 42054,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 8,4 | 9,9 | 1,9 | 2,0 | 0,8 | 5,1 |
| Собственный максимум | тыс.кВт | 5535,0 | 6475,0 | 6609,0 | 6797,0 | 6862,0 | 7143,0 | 7165,0 |
| Число часов использования максимума | час | 5791 | 5366 | 5779 | 5725 | 5786 | 5603 | 5869 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 830,0 | 830,0 | 830,0 | 830,0 | 830,0 | 830,0 | 830,0 |
| Нормативный резерв мощности | тыс.кВт | 1273,0 | 1489,0 | 1520,0 | 1563,0 | 1578,0 | 1642,0 | 1647,0 |
| Нормативный резерв в % к максимуму | % | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 7638,0 | 8794,0 | 8959,0 | 9190,0 | 9270,0 | 9615,0 | 9642,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 9367,0 | 11517,4 | 11517,4 | 11658,4 | 11658,4 | 12433,4 | 12433,4 |
| АЭС | тыс.кВт | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 3340,0 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 |
| ТЭС | тыс.кВт | 6027,0 | 6899,9 | 6899,9 | 7040,9 | 7040,9 | 7815,9 | 7815,9 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 219,2 | 370,3 | 370,3 | 401,3 | 401,3 | 925,3 | 925,3 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 259,5 | 440,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 8888,3 | 10707,1 | 11147,1 | 11257,1 | 11257,1 | 11508,1 | 11508,1 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 1250,3 | 1913,1 | 2188,1 | 2067,1 | 1987,1 | 1893,1 | 1866,1 |

| | | | | | | | | |
|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| ТЭС | 977.0 | 965.0 | 965.0 | 965.0 | 965.0 | 965.0 | 965.0 | 965.0 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |

| | | | | | | | | |
|----|--|--|--|------|------|------|------|------|
| ВН | | | | 25.0 | 40.0 | 40.0 | 40.0 | 40.0 |
| | | | | | | | | |

| | | | | | | | | |
|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|
| ТЭС | 18.0 | 18.0 | 18.0 | 18.0 | 18.0 | 18.0 | 18.0 | 18.0 |
| ВИЭ | 1.0 | 52.0 | 52.0 | 97.0 | 97.0 | 97.0 | 97.0 | 97.0 |
| | | | | | | | | |

| | | | | | | | | |
|-----|--|--|--|--|-------|-------|-------|-------|
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | | | | | 360.0 | 360.0 | 360.0 | 360.0 |
| ВИЭ | | | | | | | | |

*с 2016 года в ОЭС Юга учитывается присоединение энергосистемы Республики Крым и г.Севастополя, при этом на уровне 2016 года величина собственного максимума нагрузки энергосистемы Республики Крым и г.Севастополя составляет 1360 МВт

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Урала с учётом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации. **Базовый вариант электропотребления**

МВт

| ОЭС Урала | 2014 г. отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|--|------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| ПОТРЕБНОСТЬ: | | | | | | | | |
| Максимум ОЭС, совмещенный с ЕЭС | 36563.0 | 36674.0 | 36784.0 | 37002.0 | 37180.0 | 37398.0 | 37470.0 | 37592.0 |
| ЭС Республики Башкортостан | | | | | | | | |
| Потребность (собственный максимум) | 4049.0 | 4079.0 | 4103.0 | 4140.0 | 4161.0 | 4178.0 | 4191.0 | 4212.0 |
| Покрытие (установленная мощность) | 4764.2 | 4767.1 | 5211.1 | 5211.1 | 5231.1 | 5252.6 | 5252.6 | 5252.6 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 223.7 | 223.7 | 223.7 | 223.7 | 223.7 | 223.7 | 223.7 | 223.7 |
| ТЭС | 4538.3 | 4526.1 | 4946.1 | 4946.1 | 4946.1 | 4967.6 | 4967.6 | 4967.6 |
| ВИЭ | 2.2 | 17.2 | 41.2 | 41.2 | 61.2 | 61.2 | 61.2 | 61.2 |
| Энергосистема Кировской области | | | | | | | | |
| Потребность (собственный максимум) | 1244.0 | 1245.0 | 1249.0 | 1250.0 | 1253.0 | 1253.0 | 1256.0 | 1259.0 |
| Покрытие (установленная мощность) | 1198.3 | 1193.3 | 1193.3 | 1193.3 | 1193.3 | 1193.3 | 1193.3 | 1193.3 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 1198.3 | 1193.3 | 1193.3 | 1193.3 | 1193.3 | 1193.3 | 1193.3 | 1193.3 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| ЭС Курганской области | | | | | | | | |
| Потребность (собственный максимум) | 763.0 | 760.0 | 761.0 | 763.0 | 763.0 | 763.0 | 764.0 | 765.0 |
| Покрытие (установленная мощность) | 676.5 | 676.5 | 676.5 | 676.5 | 676.5 | 676.5 | 676.5 | 676.5 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 676.5 | 676.5 | 676.5 | 676.5 | 676.5 | 676.5 | 676.5 | 676.5 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| ЭС Оренбургской области | | | | | | | | |
| Потребность (собственный максимум) | 2327.0 | 2310.0 | 2310.0 | 2322.0 | 2331.0 | 2333.0 | 2331.0 | 2326.0 |
| Покрытие (установленная мощность) | 3665.0 | 3715.0 | 3760.0 | 3840.0 | 3865.0 | 3895.0 | 3895.0 | 3895.0 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 30.0 | 30.0 | 30.0 | 30.0 | 30.0 | 30.0 | 30.0 | 30.0 |
| ТЭС | 3635.0 | 3655.0 | 3655.0 | 3685.0 | 3685.0 | 3715.0 | 3715.0 | 3715.0 |
| ВИЭ | | 30.0 | 75.0 | 125.0 | 150.0 | 150.0 | 150.0 | 150.0 |
| ЭС Пермского края | | | | | | | | |
| Потребность (собственный максимум) | 3702.0 | 3639.0 | 3664.0 | 3745.0 | 3764.0 | 3772.0 | 3783.0 | 3791.0 |
| Покрытие (установленная мощность) | 6813.4 | 6987.0 | 6990.0 | 7800.0 | 7800.0 | 7810.0 | 7810.0 | 7820.0 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 1591.0 | 1597.0 | 1600.0 | 1610.0 | 1610.0 | 1620.0 | 1620.0 | 1630.0 |
| ТЭС | 5222.4 | 5390.0 | 5390.0 | 6190.0 | 6190.0 | 6190.0 | 6190.0 | 6190.0 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| ЭС Свердловской области | | | | | | | | |
| Потребность (собственный максимум) | 6629.0 | 6458.0 | 6464.0 | 6483.0 | 6496.0 | 6502.0 | 6515.0 | 6522.0 |
| Покрытие (установленная мощность) | 9355.4 | 10367.4 | 10615.4 | 11035.4 | 11035.4 | 11035.4 | 11035.4 | 11035.4 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 600.0 | 1480.0 | 1480.0 | 1480.0 | 1480.0 | 1480.0 | 1480.0 | 1480.0 |
| ГЭС | 7.0 | 7.0 | 7.0 | 7.0 | 7.0 | 7.0 | 7.0 | 7.0 |
| ТЭС | 8748.4 | 8880.4 | 9128.4 | 9548.4 | 9548.4 | 9548.4 | 9548.4 | 9548.4 |

| | | | | | | | | |
|----|--|--|--|--|--|--|--|--|
| ВН | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |

Приложение № 15
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015 - 2021 годы

**Перспективные балансы мощности по ОЭС и ЕЭС России
с учетом дополнительных вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации,
реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления**

**Баланс мощности ЕЭС России с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации,
модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления**

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 1012893,0 | 1024963,0 | 1037179,0 | 1047419,0 | 1054696,0 | 1060550,0 | 1067518,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 1,2 | 1,2 | 1,0 | 0,7 | 0,6 | 0,7 |
| Заряд ГАЭС | млн.кВт.ч | 2580,0 | 2655,0 | 3575,0 | 4495,0 | 4495,0 | 4495,0 | 4495,0 |
| Максимум ЕЭС | тыс.кВт | 154982,0 | 156789,0 | 158909,0 | 160232,0 | 161285,0 | 162184,0 | 162836,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6519 | 6520 | 6504 | 6509 | 6511 | 6511 | 6528 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 3885,0 | 3890,0 | 3890,0 | 3890,0 | 3890,0 | 3890,0 | 3890,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 31727,0 | 32108,0 | 32532,0 | 32777,0 | 32990,0 | 33183,0 | 33317,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 190594,0 | 192787,0 | 195331,0 | 196899,0 | 198165,0 | 199257,0 | 200043,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 238218,7 | 241685,8 | 248446,7 | 251243,8 | 251466,4 | 253266,9 | 252906,4 |
| АЭС | тыс.кВт | 27216,0 | 27949,0 | 30219,0 | 29929,0 | 30659,0 | 30914,0 | 30914,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 48030,1 | 49420,3 | 49974,4 | 50511,5 | 50616,6 | 50652,1 | 50697,6 |
| ТЭС | тыс.кВт | 162721,8 | 163528,0 | 167024,7 | 169249,2 | 168562,7 | 170072,7 | 169666,7 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 250,8 | 788,6 | 1228,6 | 1554,1 | 1628,1 | 1628,1 | 1628,1 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 13447,5 | 14195,5 | 14960,0 | 15217,5 | 15252,0 | 15776,0 | 15747,2 |
| Вводы мощности после прохождения | тыс.кВт | 909,5 | 2384,5 | 4473,3 | 718,5 | 848,0 | 1885,0 | 215,0 |

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| максимума | | | | | | | | |
| Запертая мощность | тыс.кВт | 6994,0 | 6987,0 | 6761,0 | 6157,0 | 5745,0 | 6331,0 | 6896,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 216867,8 | 218118,8 | 222252,4 | 229150,9 | 229621,5 | 229275,0 | 230048,3 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 26273,8 | 25331,8 | 26921,4 | 32251,9 | 31456,5 | 30018,0 | 30005,3 |

Примечание: в сводном балансе по ЕЭС России ОЭС Сибири и ОЭС Востока учтены на совмещенный максимум

Баланс мощности ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| <u>СПРОС</u> | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 980841,0 | 990217,0 | 998988,0 | 1008505,0 | 1014993,0 | 1020529,0 | 1025464,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 1,0 | 0,9 | 1,0 | 0,6 | 0,5 | 0,5 |
| Заряд ГАЭС | млн.кВт.ч | 2580,0 | 2655,0 | 3575,0 | 4495,0 | 4495,0 | 4495,0 | 4495,0 |
| Максимум ЕЭС | тыс.кВт | 150204,0 | 150994,0 | 152992,0 | 154144,0 | 155139,0 | 155784,0 | 156416,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6513 | 6540 | 6506 | 6513 | 6514 | 6522 | 6527 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 3055,0 | 3060,0 | 3060,0 | 3060,0 | 3060,0 | 3060,0 | 3060,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 30627,0 | 30776,0 | 31170,0 | 31377,0 | 31577,0 | 31711,0 | 31841,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 20,4 | 20,4 | 20,4 | 20,4 | 20,4 | 20,4 | 20,4 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 183886,0 | 184830,0 | 187222,0 | 188581,0 | 189776,0 | 190555,0 | 191317,0 |
| <u>ПОКРЫТИЕ</u> | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 228851,7 | 230293,4 | 236421,0 | 238912,6 | 239096,2 | 240263,7 | 239688,2 |
| АЭС | тыс.кВт | 27216,0 | 27949,0 | 30219,0 | 29929,0 | 30659,0 | 30914,0 | 30914,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 44690,1 | 44802,8 | 45356,9 | 45894,0 | 45999,1 | 46034,6 | 46080,1 |
| ТЭС | тыс.кВт | 156694,8 | 156753,1 | 159616,5 | 161535,5 | 160810,0 | 161687,0 | 161066,0 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 250,8 | 788,6 | 1228,6 | 1554,1 | 1628,1 | 1628,1 | 1628,1 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 13228,3 | 13860,2 | 14659,7 | 14921,2 | 14994,0 | 14994,0 | 14965,2 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 650,0 | 1944,5 | 3675,5 | 449,0 | 556,0 | 1765,0 | 0,0 |
| Запертая мощность | тыс.кВт | 6994,0 | 6987,0 | 6761,0 | 6157,0 | 5745,0 | 6331,0 | 6896,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 207979,5 | 207501,7 | 211324,8 | 217385,5 | 217801,3 | 217173,8 | 217827,1 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 24093,5 | 22671,7 | 24102,8 | 28804,5 | 28025,3 | 26618,8 | 26510,1 |

Примечание: в сводном балансе по ЕЭС России ОЭС Сибири учтена на совмещенный максимум

Баланс мощности Европейской части России с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| <u>СПРОС</u> | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 776090,0 | 782786,0 | 789987,0 | 797696,0 | 802034,0 | 806736,0 | 810774,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 0,9 | 0,9 | 1,0 | 0,5 | 0,6 | 0,5 |
| Заряд ГАЭС | млн.кВт.ч | 2580,0 | 2655,0 | 3575,0 | 4495,0 | 4495,0 | 4495,0 | 4495,0 |
| Максимум, совмещенный с ЕЭС | тыс.кВт | 120929,0 | 121687,0 | 123368,0 | 124147,0 | 124938,0 | 125510,0 | 126094,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6396 | 6411 | 6375 | 6389 | 6383 | 6392 | 6394 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 2795,0 | 2800,0 | 2800,0 | 2800,0 | 2800,0 | 2800,0 | 2800,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 24178,0 | 24321,0 | 24650,0 | 24778,0 | 24933,0 | 25051,0 | 25169,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 147902,0 | 148808,0 | 150818,0 | 151725,0 | 152671,0 | 153361,0 | 154063,0 |
| <u>ПОКРЫТИЕ</u> | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 176960,1 | 178250,6 | 184673,0 | 187001,4 | 186622,8 | 186876,3 | 185656,8 |
| АЭС | тыс.кВт | 27216,0 | 27949,0 | 30219,0 | 29929,0 | 30659,0 | 30914,0 | 30914,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 19413,7 | 19474,2 | 19986,1 | 20481,0 | 20553,9 | 20584,4 | 20629,9 |
| ТЭС | тыс.кВт | 130094,8 | 130059,0 | 133289,5 | 135192,5 | 133937,0 | 133905,0 | 132640,0 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 235,6 | 768,4 | 1178,4 | 1398,9 | 1472,9 | 1472,9 | 1472,9 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 7011,9 | 7638,8 | 8413,7 | 8570,1 | 8646,5 | 8646,5 | 8617,7 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 650,0 | 1800,5 | 3675,5 | 449,0 | 226,0 | 1435,0 | 0,0 |
| Запертая мощность | тыс.кВт | 3351,0 | 3306,0 | 3274,0 | 3011,0 | 2544,0 | 2591,0 | 2515,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 165947,2 | 165505,2 | 169309,8 | 174971,3 | 175206,3 | 174203,8 | 174524,1 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 18045,2 | 16697,2 | 18491,8 | 23246,3 | 22535,3 | 20842,8 | 20461,1 |

Баланс мощности ОЭС Северо-Запада с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 90321,0 | 90789,0 | 91175,0 | 91666,0 | 92047,0 | 92495,0 | 92910,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 0,5 | 0,4 | 0,5 | 0,4 | 0,5 | 0,4 |
| Максимум, совмещенный с ЕЭС | тыс.кВт | 14579,0 | 14658,0 | 14717,0 | 14809,0 | 14871,0 | 14953,0 | 15020,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6195 | 6194 | 6195 | 6190 | 6190 | 6186 | 6186 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 1990,0 | 1990,0 | 1990,0 | 1990,0 | 1990,0 | 1990,0 | 1990,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 2776,0 | 2792,0 | 2803,0 | 2813,0 | 2825,0 | 2841,0 | 2853,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 19,0 | 19,0 | 19,0 | 19,0 | 19,0 | 19,0 | 19,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 19345,0 | 19440,0 | 19510,0 | 19612,0 | 19686,0 | 19784,0 | 19863,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 23618,7 | 23669,2 | 26034,7 | 24733,7 | 25606,7 | 24551,7 | 24551,7 |
| АЭС | тыс.кВт | 5760,0 | 5760,0 | 6930,0 | 5490,0 | 6220,0 | 5220,0 | 5220,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 2949,2 | 2949,2 | 2954,2 | 2959,2 | 2964,2 | 2969,2 | 2969,2 |
| ТЭС | тыс.кВт | 14903,1 | 14953,6 | 16144,1 | 16278,1 | 16416,1 | 16356,1 | 16356,1 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 6,4 | 6,4 | 6,4 | 6,4 | 6,4 | 6,4 | 6,4 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 1247,3 | 1179,3 | 1604,3 | 1604,3 | 1604,3 | 1604,3 | 1604,3 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 316,3 | 137,0 | 1002,5 | 134,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Запертая мощность | тыс.кВт | 2105,0 | 2009,0 | 2107,0 | 1659,0 | 1367,0 | 1366,0 | 1366,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 19950,1 | 20343,9 | 21320,9 | 21336,4 | 22635,4 | 21581,4 | 21581,4 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 605,1 | 903,9 | 1810,9 | 1724,4 | 2949,4 | 1797,4 | 1718,4 |

Баланс мощности ОЭС Центра с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 233398,0 | 234628,0 | 236152,0 | 238293,0 | 239438,0 | 241207,0 | 242981,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 0,5 | 0,6 | 0,9 | 0,5 | 0,7 | 0,7 |
| Заряд ГАЭС | млн.кВт.ч | 2580,0 | 2580,0 | 3500,0 | 4420,0 | 4420,0 | 4420,0 | 4420,0 |
| Максимум, совмещенный с ЕЭС | тыс.кВт | 38345,0 | 38192,0 | 38481,0 | 38766,0 | 38999,0 | 39259,0 | 39486,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6020 | 6076 | 6046 | 6033 | 6026 | 6031 | 6042 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 500,0 | 500,0 | 500,0 | 500,0 | 500,0 | 500,0 | 500,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 8449,0 | 8412,0 | 8472,0 | 8528,0 | 8579,0 | 8636,0 | 8686,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 47294,0 | 47104,0 | 47453,0 | 47794,0 | 48078,0 | 48395,0 | 48672,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 53171,9 | 52540,9 | 53278,9 | 54992,9 | 53727,9 | 54830,9 | 54100,9 |
| АЭС | тыс.кВт | 12834,0 | 13567,0 | 13567,0 | 14717,0 | 14717,0 | 15972,0 | 15972,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 1788,8 | 1788,8 | 2218,8 | 2638,8 | 2648,8 | 2648,8 | 2658,8 |
| ТЭС | тыс.кВт | 38534,1 | 37125,1 | 37433,1 | 37577,1 | 36302,1 | 36150,1 | 35410,1 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 15,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 1030,4 | 989,0 | 983,7 | 914,7 | 914,7 | 914,7 | 914,7 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 0,0 | 330,0 | 676,0 | 130,0 | 0,0 | 1255,0 | 0,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 52141,5 | 51222,0 | 51619,3 | 53948,3 | 52813,3 | 52661,3 | 53186,3 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 4847,5 | 4118,0 | 4166,3 | 6154,3 | 4735,3 | 4266,3 | 4514,3 |

Баланс мощности ОЭС Средней Волги с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| <u>СПРОС</u> | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 105429,0 | 105776,0 | 106300,0 | 106564,0 | 106927,0 | 107257,0 | 107350,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 0,3 | 0,5 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,1 |
| Максимум, совмещенный с ЕЭС | тыс.кВт | 16916,0 | 16987,0 | 17072,0 | 17109,0 | 17161,0 | 17194,0 | 17220,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6233 | 6227 | 6227 | 6229 | 6231 | 6238 | 6234 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 2799,0 | 2811,0 | 2821,0 | 2826,0 | 2831,0 | 2837,0 | 2841,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 16,5 | 16,5 | 16,5 | 16,5 | 16,5 | 16,5 | 16,5 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 19725,0 | 19808,0 | 19903,0 | 19945,0 | 20002,0 | 20041,0 | 20071,0 |
| <u>ПОКРЫТИЕ</u> | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 27197,8 | 27182,3 | 27313,9 | 28289,9 | 28271,4 | 28286,4 | 28301,4 |
| АЭС | тыс.кВт | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 6890,0 | 6933,5 | 6966,5 | 7002,5 | 7025,0 | 7040,0 | 7055,0 |
| ТЭС | тыс.кВт | 16235,8 | 16151,8 | 16155,4 | 17055,4 | 17014,4 | 17014,4 | 17014,4 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 0,0 | 25,0 | 120,0 | 160,0 | 160,0 | 160,0 | 160,0 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 2025,9 | 2034,4 | 2129,4 | 2169,4 | 2169,4 | 2169,4 | 2169,4 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 0,0 | 55,0 | 413,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 25171,9 | 25092,9 | 24770,9 | 26120,5 | 26102,0 | 26117,0 | 26132,0 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 5446,9 | 5284,9 | 4867,9 | 6175,5 | 6100,0 | 6076,0 | 6061,0 |

Баланс мощности ОЭС Юга с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 87826,0 | 91315,0 | 95053,0 | 98336,0 | 99561,0 | 100440,0 | 101162,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 4,0 | 4,1 | 3,5 | 1,2 | 0,9 | 0,7 |
| Заряд ГАЭС | млн.кВт.ч | 0,0 | 75,0 | 75,0 | 75,0 | 75,0 | 75,0 | 75,0 |
| Максимум, совмещенный с ЕЭС | тыс.кВт | 14415,0 | 15066,0 | 16096,0 | 16283,0 | 16509,0 | 16634,0 | 16776,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6093 | 6056 | 5901 | 6035 | 6026 | 6034 | 6026 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 195,0 | 200,0 | 200,0 | 200,0 | 200,0 | 200,0 | 200,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 2814,0 | 2944,0 | 3145,0 | 3175,0 | 3219,0 | 3243,0 | 3271,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 17424,0 | 18210,0 | 19441,0 | 19658,0 | 19928,0 | 20077,0 | 20247,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 20924,0 | 21817,6 | 24086,5 | 24740,9 | 24582,3 | 24772,8 | 24183,3 |
| АЭС | тыс.кВт | 3070,0 | 3070,0 | 4170,0 | 4170,0 | 4170,0 | 4170,0 | 4170,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 5927,9 | 5941,9 | 5975,8 | 6009,7 | 6035,1 | 6045,6 | 6056,1 |
| ТЭС | тыс.кВт | 11774,2 | 12275,0 | 13165,0 | 13695,0 | 13437,0 | 13617,0 | 13017,0 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 152,0 | 530,8 | 775,8 | 866,3 | 940,3 | 940,3 | 940,3 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 1307,9 | 2006,1 | 2253,6 | 2349,1 | 2425,5 | 2425,5 | 2425,5 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 30,6 | 144,5 | 1530,4 | 185,0 | 42,0 | 180,0 | 0,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 19585,6 | 19666,9 | 20302,4 | 22206,9 | 22114,9 | 22167,4 | 21757,9 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 2161,6 | 1456,9 | 861,4 | 2548,9 | 2186,9 | 2090,4 | 1510,9 |

Баланс мощности ОЭС Урала с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 259116,0 | 260278,0 | 261307,0 | 262837,0 | 264061,0 | 265337,0 | 266371,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 0,4 | 0,4 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,4 |
| Максимум, совмещенный с ЕЭС | тыс.кВт | 36674,0 | 36784,0 | 37002,0 | 37180,0 | 37398,0 | 37470,0 | 37592,0 |
| Число часов использования максимума | час | 7065 | 7076 | 7062 | 7069 | 7061 | 7081 | 7086 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 7340,0 | 7362,0 | 7409,0 | 7436,0 | 7479,0 | 7494,0 | 7518,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 44114,0 | 44246,0 | 44511,0 | 44716,0 | 44977,0 | 45064,0 | 45210,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 52047,6 | 53040,5 | 53958,9 | 54243,9 | 54434,4 | 54434,4 | 54519,4 |
| АЭС | тыс.кВт | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 1857,7 | 1860,7 | 1870,7 | 1870,7 | 1880,7 | 1880,7 | 1890,7 |
| ТЭС | тыс.кВт | 48647,6 | 49553,6 | 50392,0 | 50587,0 | 50767,5 | 50767,5 | 50842,5 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 62,2 | 146,2 | 216,2 | 306,2 | 306,2 | 306,2 | 306,2 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 1400,4 | 1430,0 | 1442,6 | 1532,6 | 1532,6 | 1532,6 | 1503,8 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 303,1 | 1134,0 | 53,0 | 0,0 | 184,0 | 0,0 | 0,0 |
| Запертая мощность | тыс.кВт | 1246,0 | 1297,0 | 1167,0 | 1352,0 | 1177,0 | 1225,0 | 1149,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 49098,1 | 49179,5 | 51296,3 | 51359,3 | 51540,8 | 51676,8 | 51866,6 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 4984,1 | 4933,5 | 6785,3 | 6643,3 | 6563,8 | 6612,8 | 6656,6 |

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения совмещенного максимума с ЕЭС с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 204751,0 | 207431,0 | 209001,0 | 210809,0 | 212959,0 | 213793,0 | 214690,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 1,3 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 0,4 | 0,4 |
| Максимум, совмещенный с ЕЭС | тыс.кВт | 29275,0 | 29307,0 | 29624,0 | 29997,0 | 30201,0 | 30274,0 | 30322,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6994 | 7078 | 7055 | 7028 | 7051 | 7062 | 7080 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 260,0 | 260,0 | 260,0 | 260,0 | 260,0 | 260,0 | 260,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 6449,0 | 6455,0 | 6520,0 | 6599,0 | 6644,0 | 6660,0 | 6672,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 35984,0 | 36022,0 | 36404,0 | 36856,0 | 37105,0 | 37194,0 | 37254,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 51891,6 | 52042,8 | 51748,0 | 51911,2 | 52473,4 | 53387,4 | 54031,4 |
| АЭС | тыс.кВт | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 25276,4 | 25328,6 | 25370,8 | 25413,0 | 25445,2 | 25450,2 | 25450,2 |
| ТЭС | тыс.кВт | 26600,0 | 26694,0 | 26327,0 | 26343,0 | 26873,0 | 27782,0 | 28426,0 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 15,2 | 20,2 | 50,2 | 155,2 | 155,2 | 155,2 | 155,2 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 6216,4 | 6221,4 | 6246,1 | 6351,1 | 6347,5 | 6347,5 | 6347,5 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 0,0 | 144,0 | 0,0 | 0,0 | 330,0 | 330,0 | 0,0 |
| Запертая мощность | тыс.кВт | 3643,0 | 3681,0 | 3487,0 | 3146,0 | 3201,0 | 3740,0 | 4381,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 42032,3 | 41996,5 | 42015,0 | 42414,2 | 42595,0 | 42970,0 | 43303,0 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 6048,3 | 5974,5 | 5611,0 | 5558,2 | 5490,0 | 5776,0 | 6049,0 |

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения собственного максимума с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 204751,0 | 207431,0 | 209001,0 | 210809,0 | 212959,0 | 213793,0 | 214690,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 1,3 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 0,4 | 0,4 |
| Собственный максимум | тыс.кВт | 30389,0 | 30566,0 | 30890,0 | 31265,0 | 31476,0 | 31534,0 | 31588,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6738 | 6786 | 6766 | 6743 | 6766 | 6780 | 6797 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 260,0 | 260,0 | 260,0 | 260,0 | 260,0 | 260,0 | 260,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 6685,0 | 6724,0 | 6795,0 | 6878,0 | 6924,0 | 6937,0 | 6949,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 37334,0 | 37550,0 | 37945,0 | 38403,0 | 38660,0 | 38731,0 | 38797,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 51891,6 | 52042,8 | 51748,0 | 51911,2 | 52473,4 | 53387,4 | 54031,4 |
| АЭС | тыс.кВт | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 25276,4 | 25328,6 | 25370,8 | 25413,0 | 25445,2 | 25450,2 | 25450,2 |
| ТЭС | тыс.кВт | 26600,0 | 26694,0 | 26327,0 | 26343,0 | 26873,0 | 27782,0 | 28426,0 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 15,2 | 20,2 | 50,2 | 155,2 | 155,2 | 155,2 | 155,2 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 6216,4 | 6221,4 | 6246,1 | 6351,1 | 6347,5 | 6347,5 | 6347,5 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 0,0 | 144,0 | 0,0 | 0,0 | 330,0 | 330,0 | 0,0 |
| Запертая мощность | тыс.кВт | 2914,0 | 2930,0 | 2734,0 | 2375,0 | 2421,0 | 2955,0 | 3596,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 42761,3 | 42747,5 | 42768,0 | 43185,2 | 43375,0 | 43755,0 | 44088,0 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 5427,3 | 5197,5 | 4823,0 | 4782,2 | 4715,0 | 5024,0 | 5291,0 |

Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения совмещенного максимума с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| <u>СПРОС</u> | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 32052,0 | 34746,0 | 38191,0 | 38914,0 | 39703,0 | 40021,0 | 42054,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 8,4 | 9,9 | 1,9 | 2,0 | 0,8 | 5,1 |
| Максимум, совмещенный с ЕЭС | тыс.кВт | 4778,0 | 5795,0 | 5917,0 | 6088,0 | 6146,0 | 6400,0 | 6420,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6708 | 5996 | 6454 | 6392 | 6460 | 6253 | 6550 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 830,0 | 830,0 | 830,0 | 830,0 | 830,0 | 830,0 | 830,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 1100,0 | 1332,0 | 1362,0 | 1400,0 | 1413,0 | 1472,0 | 1476,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 6708,0 | 7957,0 | 8109,0 | 8318,0 | 8389,0 | 8702,0 | 8726,0 |
| <u>ПОКРЫТИЕ</u> | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 9367,0 | 11392,4 | 12025,7 | 12331,2 | 12370,2 | 13003,2 | 13218,2 |
| АЭС | тыс.кВт | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 3340,0 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 |
| ТЭС | тыс.кВт | 6027,0 | 6774,9 | 7408,2 | 7713,7 | 7752,7 | 8385,7 | 8600,7 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 219,2 | 335,3 | 300,3 | 296,3 | 258,0 | 782,0 | 782,0 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 259,5 | 440,0 | 797,8 | 269,5 | 292,0 | 120,0 | 215,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 8888,3 | 10617,1 | 10927,6 | 11765,4 | 11820,2 | 12101,2 | 12221,2 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 2180,3 | 2660,1 | 2818,6 | 3447,4 | 3431,2 | 3399,2 | 3495,2 |

Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения собственного максимума с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| <u>СПРОС</u> | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 32052,0 | 34746,0 | 38191,0 | 38914,0 | 39703,0 | 40021,0 | 42054,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 8,4 | 9,9 | 1,9 | 2,0 | 0,8 | 5,1 |
| Собственный максимум | тыс.кВт | 5535,0 | 6475,0 | 6609,0 | 6797,0 | 6862,0 | 7143,0 | 7165,0 |
| Число часов использования максимума | час | 5791 | 5366 | 5779 | 5725 | 5786 | 5603 | 5869 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 830,0 | 830,0 | 830,0 | 830,0 | 830,0 | 830,0 | 830,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 1273,0 | 1489,0 | 1520,0 | 1563,0 | 1578,0 | 1642,0 | 1647,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 7638,0 | 8794,0 | 8959,0 | 9190,0 | 9270,0 | 9615,0 | 9642,0 |
| <u>ПОКРЫТИЕ</u> | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 9367,0 | 11392,4 | 12025,7 | 12331,2 | 12370,2 | 13003,2 | 13218,2 |
| АЭС | тыс.кВт | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 3340,0 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 |
| ТЭС | тыс.кВт | 6027,0 | 6774,9 | 7408,2 | 7713,7 | 7752,7 | 8385,7 | 8600,7 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 219,2 | 335,3 | 300,3 | 296,3 | 258,0 | 782,0 | 782,0 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 259,5 | 440,0 | 797,8 | 269,5 | 292,0 | 120,0 | 215,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 8888,3 | 10617,1 | 10927,6 | 11765,4 | 11820,2 | 12101,2 | 12221,2 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 1250,3 | 1823,1 | 1968,6 | 2575,4 | 2550,2 | 2486,2 | 2579,2 |

Приложение № 16
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015 – 2021 годы

**Перспективные балансы мощности по ОЭС и ЕЭС России
с учетом вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и
перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта
электропотребления**

Баланс мощности ЕЭС России с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|--|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| <u>СПРОС</u> | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 1012893,0 | 1041675,0 | 1059859,0 | 1077736,0 | 1090427,0 | 1100167,0 | 1108666,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 2,8 | 1,7 | 1,7 | 1,2 | 0,9 | 0,8 |
| Заряд ГАЭС | млн.кВт.ч | 2580,0 | 2655,0 | 3575,0 | 4495,0 | 4495,0 | 4495,0 | 4495,0 |
| Максимум ЕЭС | тыс.кВт | 154982,0 | 159677,0 | 162775,0 | 165112,0 | 166912,0 | 168252,0 | 169504,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6519 | 6507 | 6489 | 6500 | 6506 | 6512 | 6514 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 3885,0 | 3890,0 | 3890,0 | 3890,0 | 3890,0 | 3890,0 | 3890,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 31727,0 | 32674,0 | 33308,0 | 33787,0 | 34167,0 | 34444,0 | 34707,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 190594,0 | 196241,0 | 199973,0 | 202789,0 | 204969,0 | 206586,0 | 208101,0 |
| <u>ПОКРЫТИЕ</u> | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 238052,8 | 241558,0 | 246260,1 | 248179,2 | 249484,8 | 249250,3 | 249295,8 |
| АЭС | тыс.кВт | 27216,0 | 27949,0 | 30219,0 | 30369,0 | 31539,0 | 30539,0 | 30539,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 48030,1 | 49420,3 | 49969,4 | 50501,5 | 50601,6 | 50632,1 | 50677,6 |
| ТЭС | тыс.кВт | 162570,9 | 163430,1 | 164968,1 | 165920,1 | 165955,6 | 166690,6 | 166690,6 |

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| ВИЭ | тыс.кВт | 235,8 | 758,6 | 1103,6 | 1388,6 | 1388,6 | 1388,6 | 1388,6 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 13457,5 | 14329,4 | 14620,2 | 14941,2 | 14943,6 | 15467,6 | 15467,6 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 658,9 | 2015,5 | 1786,4 | 295,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Запертая мощность | тыс.кВт | 6939,0 | 6497,0 | 6127,0 | 5412,0 | 5018,0 | 4833,0 | 4669,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 216997,5 | 218716,0 | 223726,4 | 227531,0 | 229523,2 | 228949,7 | 229159,2 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 26403,5 | 22475,0 | 23753,4 | 24742,0 | 24554,2 | 22363,7 | 21058,2 |

Примечание: в сводном балансе по ЕЭС России ОЭС Сибири и ОЭС Востока учтены на совмещенный максимум

Баланс мощности ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 980841,0 | 1005832,0 | 1020094,0 | 1036190,0 | 1046984,0 | 1055048,0 | 1062985,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 2,5 | 1,4 | 1,6 | 1,0 | 0,8 | 0,8 |
| Заряд ГАЭС | млн.кВт.ч | 2580,0 | 2655,0 | 3575,0 | 4495,0 | 4495,0 | 4495,0 | 4495,0 |
| Максимум ЕЭС | тыс.кВт | 150204,0 | 153739,0 | 156644,0 | 158662,0 | 160098,0 | 161339,0 | 162488,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6513 | 6525 | 6489 | 6502 | 6512 | 6511 | 6514 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 3055,0 | 3060,0 | 3060,0 | 3060,0 | 3060,0 | 3060,0 | 3060,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 30627,0 | 31307,0 | 31896,0 | 32304,0 | 32600,0 | 32854,0 | 33093,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 20,4 | 20,4 | 20,4 | 20,4 | 20,4 | 20,4 | 20,4 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 183886,0 | 188106,0 | 191600,0 | 194026,0 | 195758,0 | 197253,0 | 198641,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 228685,8 | 230040,5 | 234742,7 | 236520,8 | 237826,4 | 236816,9 | 236862,4 |
| АЭС | тыс.кВт | 27216,0 | 27949,0 | 30219,0 | 30369,0 | 31539,0 | 30539,0 | 30539,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 44690,1 | 44802,8 | 45351,9 | 45884,0 | 45984,1 | 46014,6 | 46060,1 |
| ТЭС | тыс.кВт | 156543,9 | 156530,2 | 158068,2 | 158879,2 | 158914,7 | 158874,7 | 158874,7 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 235,8 | 758,6 | 1103,6 | 1388,6 | 1388,6 | 1388,6 | 1388,6 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 13238,3 | 13959,1 | 14249,9 | 14539,9 | 14542,3 | 14542,3 | 14542,3 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 399,4 | 1575,5 | 1786,4 | 295,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Запертая мощность | тыс.кВт | 6939,0 | 6497,0 | 6127,0 | 5412,0 | 5018,0 | 4833,0 | 4669,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 208109,2 | 208008,9 | 212579,3 | 216273,9 | 218266,1 | 217441,6 | 217651,1 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 24223,2 | 19902,9 | 20979,3 | 22247,9 | 22508,1 | 20188,6 | 19010,1 |

Примечание: в сводном балансе по ЕЭС России ОЭС Сибири учтена на совмещенный максимум

Баланс мощности Европейской части России с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| <u>СПРОС</u> | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 776090,0 | 795421,0 | 806859,0 | 817868,0 | 825050,0 | 831949,0 | 838368,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 2,5 | 1,4 | 1,4 | 0,9 | 0,8 | 0,8 |
| Заряд ГАЭС | млн.кВт.ч | 2580,0 | 2655,0 | 3575,0 | 4495,0 | 4495,0 | 4495,0 | 4495,0 |
| Максимум, совмещенный с ЕЭС | тыс.кВт | 120929,0 | 123801,0 | 126071,0 | 127199,0 | 128278,0 | 129348,0 | 130279,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6396 | 6404 | 6372 | 6394 | 6397 | 6397 | 6401 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 2795,0 | 2800,0 | 2800,0 | 2800,0 | 2800,0 | 2800,0 | 2800,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 24178,0 | 24717,0 | 25167,0 | 25382,0 | 25600,0 | 25816,0 | 26007,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 147902,0 | 151318,0 | 154038,0 | 155381,0 | 156678,0 | 157964,0 | 159086,0 |
| <u>ПОКРЫТИЕ</u> | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 176849,9 | 178027,4 | 182804,3 | 184589,3 | 185862,7 | 184848,2 | 184893,7 |
| АЭС | тыс.кВт | 27216,0 | 27949,0 | 30219,0 | 30369,0 | 31539,0 | 30539,0 | 30539,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 19413,7 | 19474,2 | 19981,1 | 20471,0 | 20538,9 | 20564,4 | 20609,9 |
| ТЭС | тыс.кВт | 129999,6 | 129865,9 | 131550,9 | 132515,9 | 132551,4 | 132511,4 | 132511,4 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 220,6 | 738,4 | 1053,4 | 1233,4 | 1233,4 | 1233,4 | 1233,4 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 7021,9 | 7737,8 | 7998,6 | 8183,5 | 8185,9 | 8185,9 | 8185,9 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 399,4 | 1455,5 | 1786,4 | 295,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Запертая мощность | тыс.кВт | 3352,0 | 2974,0 | 2882,0 | 2731,0 | 2536,0 | 2410,0 | 2317,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 166076,6 | 165860,1 | 170137,3 | 173379,7 | 175140,7 | 174252,2 | 174390,7 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 18174,6 | 14542,1 | 16099,3 | 17998,7 | 18462,7 | 16288,2 | 15304,7 |

Баланс мощности ОЭС Северо-Запада с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 90321,0 | 92166,0 | 92924,0 | 93746,0 | 94805,0 | 95471,0 | 96050,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 2,0 | 0,8 | 0,9 | 1,1 | 0,7 | 0,6 |
| Максимум, совмещенный с ЕЭС | тыс.кВт | 14579,0 | 14767,0 | 14866,0 | 15047,0 | 15137,0 | 15250,0 | 15350,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6195 | 6241 | 6251 | 6230 | 6263 | 6260 | 6257 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 1990,0 | 1990,0 | 1990,0 | 1990,0 | 1990,0 | 1990,0 | 1990,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 2776,0 | 2806,0 | 2825,0 | 2858,0 | 2876,0 | 2897,0 | 2917,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 19,0 | 19,0 | 19,0 | 19,0 | 19,0 | 19,0 | 19,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 19345,0 | 19563,0 | 19681,0 | 19895,0 | 20003,0 | 20137,0 | 20257,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 23612,7 | 23683,2 | 24831,2 | 23941,2 | 25111,2 | 24111,2 | 24111,2 |
| АЭС | тыс.кВт | 5760,0 | 5760,0 | 6930,0 | 5930,0 | 7100,0 | 6100,0 | 6100,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 2949,2 | 2949,2 | 2949,2 | 2949,2 | 2949,2 | 2949,2 | 2949,2 |
| ТЭС | тыс.кВт | 14897,1 | 14967,6 | 14945,6 | 15055,6 | 15055,6 | 15055,6 | 15055,6 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 6,4 | 6,4 | 6,4 | 6,4 | 6,4 | 6,4 | 6,4 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 1247,3 | 1243,3 | 1243,3 | 1243,3 | 1243,3 | 1243,3 | 1243,3 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 304,3 | 101,0 | 0,0 | 110,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Запертая мощность | тыс.кВт | 2111,0 | 1875,0 | 1850,0 | 1816,0 | 1806,0 | 1795,0 | 1792,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 19950,1 | 20463,9 | 21737,9 | 20771,9 | 22061,9 | 21072,9 | 21075,9 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 605,1 | 900,9 | 2056,9 | 876,9 | 2058,9 | 935,9 | 818,9 |

Баланс мощности ОЭС Центра с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| <u>СПРОС</u> | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 233398,0 | 237553,0 | 240399,0 | 243664,0 | 245402,0 | 247585,0 | 249901,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 1,8 | 1,2 | 1,4 | 0,7 | 0,9 | 0,9 |
| Заряд ГАЭС | млн.кВт.ч | 2580,0 | 2580,0 | 3500,0 | 4420,0 | 4420,0 | 4420,0 | 4420,0 |
| Максимум, совмещенный с ЕЭС | тыс.кВт | 38345,0 | 38957,0 | 39322,0 | 39739,0 | 40068,0 | 40438,0 | 40781,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6020 | 6032 | 6025 | 6020 | 6014 | 6013 | 6019 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 500,0 | 500,0 | 500,0 | 500,0 | 500,0 | 500,0 | 500,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 8449,0 | 8579,0 | 8655,0 | 8742,0 | 8814,0 | 8896,0 | 8971,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 47294,0 | 48036,0 | 48477,0 | 48981,0 | 49382,0 | 49834,0 | 50252,0 |
| <u>ПОКРЫТИЕ</u> | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 53414,9 | 53043,9 | 53786,9 | 55381,9 | 55391,9 | 55351,9 | 55361,9 |
| АЭС | тыс.кВт | 12834,0 | 13567,0 | 13567,0 | 14717,0 | 14717,0 | 14717,0 | 14717,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 1788,8 | 1788,8 | 2218,8 | 2638,8 | 2648,8 | 2648,8 | 2658,8 |
| ТЭС | тыс.кВт | 38777,1 | 37628,1 | 37941,1 | 37966,1 | 37966,1 | 37926,1 | 37926,1 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 15,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 1055,4 | 1027,4 | 1022,1 | 1022,1 | 1022,1 | 1022,1 | 1022,1 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 0,0 | 330,0 | 676,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 52359,5 | 51686,5 | 52088,8 | 54359,8 | 54369,8 | 54329,8 | 54339,8 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 5065,5 | 3650,5 | 3611,8 | 5378,8 | 4987,8 | 4495,8 | 4087,8 |

Баланс мощности ОЭС Средней Волги с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 105429,0 | 108405,0 | 108937,0 | 109476,0 | 110123,0 | 110753,0 | 111118,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 2,8 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,3 |
| Максимум, совмещенный с ЕЭС | тыс.кВт | 16916,0 | 17379,0 | 17502,0 | 17569,0 | 17649,0 | 17727,0 | 17773,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6233 | 6238 | 6224 | 6231 | 6240 | 6248 | 6252 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 2799,0 | 2868,0 | 2890,0 | 2899,0 | 2912,0 | 2925,0 | 2933,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 16,5 | 16,5 | 16,5 | 16,5 | 16,5 | 16,5 | 16,5 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 19725,0 | 20257,0 | 20402,0 | 20478,0 | 20571,0 | 20662,0 | 20716,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 27252,8 | 27296,3 | 27234,3 | 27310,3 | 27316,8 | 27331,8 | 27346,8 |
| АЭС | тыс.кВт | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 6890,0 | 6933,5 | 6966,5 | 7002,5 | 7025,0 | 7040,0 | 7055,0 |
| ТЭС | тыс.кВт | 16290,8 | 16265,8 | 16075,8 | 16075,8 | 16059,8 | 16059,8 | 16059,8 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 0,0 | 25,0 | 120,0 | 160,0 | 160,0 | 160,0 | 160,0 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 2025,9 | 2050,9 | 2145,9 | 2185,9 | 2185,9 | 2185,9 | 2185,9 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 25226,9 | 25245,4 | 25088,4 | 25124,4 | 25130,9 | 25145,9 | 25160,9 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 5501,9 | 4988,4 | 4686,4 | 4646,4 | 4559,9 | 4483,9 | 4444,9 |

Баланс мощности ОЭС Юга с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 87826,0 | 92443,0 | 97624,0 | 101728,0 | 103829,0 | 105359,0 | 106768,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 5,3 | 5,6 | 4,2 | 2,1 | 1,5 | 1,3 |
| Заряд ГАЭС | млн.кВт.ч | 0,0 | 75,0 | 75,0 | 75,0 | 75,0 | 75,0 | 75,0 |
| Максимум, совмещенный с ЕЭС | тыс.кВт | 14415,0 | 15378,0 | 16684,0 | 16928,0 | 17223,0 | 17487,0 | 17721,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6093 | 6007 | 5847 | 6005 | 6024 | 6021 | 6021 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 195,0 | 200,0 | 200,0 | 200,0 | 200,0 | 200,0 | 200,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 2814,0 | 3000,0 | 3255,0 | 3300,0 | 3358,0 | 3409,0 | 3455,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 17424,0 | 18578,0 | 20139,0 | 20428,0 | 20781,0 | 21096,0 | 21376,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 20924,0 | 21912,6 | 23671,5 | 24585,4 | 24610,8 | 24621,3 | 24631,8 |
| АЭС | тыс.кВт | 3070,0 | 3070,0 | 4170,0 | 4170,0 | 4170,0 | 4170,0 | 4170,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 5927,9 | 5941,9 | 5975,8 | 6009,7 | 6035,1 | 6045,6 | 6056,1 |
| ТЭС | тыс.кВт | 11774,2 | 12370,0 | 12840,0 | 13670,0 | 13670,0 | 13670,0 | 13670,0 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 152,0 | 530,8 | 685,8 | 735,8 | 735,8 | 735,8 | 735,8 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 1307,9 | 2006,1 | 2163,6 | 2218,6 | 2221,0 | 2221,0 | 2221,0 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 30,6 | 144,5 | 1110,4 | 185,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 19585,6 | 19761,9 | 20397,4 | 22181,9 | 22389,9 | 22400,4 | 22410,9 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 2161,6 | 1183,9 | 258,4 | 1753,9 | 1608,9 | 1304,4 | 1034,9 |

Баланс мощности ОЭС Урала с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 259116,0 | 264854,0 | 266975,0 | 269254,0 | 270891,0 | 272781,0 | 274531,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 2,2 | 0,8 | 0,9 | 0,6 | 0,7 | 0,6 |
| Максимум, совмещенный с ЕЭС | тыс.кВт | 36674,0 | 37320,0 | 37697,0 | 37916,0 | 38201,0 | 38446,0 | 38654,0 |
| Число часов использования максимума | час | 7065 | 7097 | 7082 | 7101 | 7091 | 7095 | 7102 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 7340,0 | 7464,0 | 7542,0 | 7583,0 | 7640,0 | 7689,0 | 7731,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 44114,0 | 44884,0 | 45339,0 | 45599,0 | 45941,0 | 46235,0 | 46485,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 51645,4 | 52091,4 | 53280,4 | 53370,4 | 53431,9 | 53431,9 | 53441,9 |
| АЭС | тыс.кВт | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 1857,7 | 1860,7 | 1870,7 | 1870,7 | 1880,7 | 1880,7 | 1890,7 |
| ТЭС | тыс.кВт | 48260,4 | 48634,4 | 49748,4 | 49748,4 | 49799,9 | 49799,9 | 49799,9 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 47,2 | 116,2 | 181,2 | 271,2 | 271,2 | 271,2 | 271,2 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 1385,4 | 1410,0 | 1423,6 | 1513,6 | 1513,6 | 1513,6 | 1513,6 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 64,5 | 880,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Запертая мощность | тыс.кВт | 1241,0 | 1099,0 | 1032,0 | 915,0 | 730,0 | 615,0 | 525,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 48954,5 | 48702,4 | 50824,7 | 50941,7 | 51188,2 | 51303,2 | 51403,2 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 4840,5 | 3818,4 | 5485,7 | 5342,7 | 5247,2 | 5068,2 | 4918,2 |

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения совмещенного максимума с ЕЭС с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 204751,0 | 210411,0 | 213235,0 | 218322,0 | 221934,0 | 223099,0 | 224617,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 2,8 | 1,3 | 2,4 | 1,7 | 0,5 | 0,7 |
| Максимум, совмещенный с ЕЭС | тыс.кВт | 29275,0 | 29938,0 | 30573,0 | 31463,0 | 31820,0 | 31991,0 | 32209,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6994 | 7028 | 6975 | 6939 | 6975 | 6974 | 6974 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 260,0 | 260,0 | 260,0 | 260,0 | 260,0 | 260,0 | 260,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 6449,0 | 6590,0 | 6729,0 | 6922,0 | 7000,0 | 7038,0 | 7086,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 35984,0 | 36788,0 | 37562,0 | 38645,0 | 39080,0 | 39289,0 | 39555,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 51835,9 | 52013,1 | 51938,3 | 51931,5 | 51963,7 | 51968,7 | 51968,7 |
| АЭС | тыс.кВт | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 25276,4 | 25328,6 | 25370,8 | 25413,0 | 25445,2 | 25450,2 | 25450,2 |
| ТЭС | тыс.кВт | 26544,3 | 26664,3 | 26517,3 | 26363,3 | 26363,3 | 26363,3 | 26363,3 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 15,2 | 20,2 | 50,2 | 155,2 | 155,2 | 155,2 | 155,2 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 6216,4 | 6221,4 | 6251,4 | 6356,4 | 6356,4 | 6356,4 | 6356,4 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 0,0 | 120,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Запертая мощность | тыс.кВт | 3587,0 | 3523,0 | 3245,0 | 2681,0 | 2482,0 | 2423,0 | 2352,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 42032,6 | 42148,8 | 42442,0 | 42894,2 | 43125,4 | 43189,4 | 43260,4 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 6048,6 | 5360,8 | 4880,0 | 4249,2 | 4045,4 | 3900,4 | 3705,4 |

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения собственного максимума с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 204751,0 | 210411,0 | 213235,0 | 218322,0 | 221934,0 | 223099,0 | 224617,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 2,8 | 1,3 | 2,4 | 1,7 | 0,5 | 0,7 |
| Собственный максимум | тыс.кВт | 30389,0 | 31056,0 | 31715,0 | 32638,0 | 33008,0 | 33186,0 | 33412,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6738 | 6775 | 6723 | 6689 | 6724 | 6723 | 6723 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 260,0 | 260,0 | 260,0 | 260,0 | 260,0 | 260,0 | 260,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 6685,0 | 6832,0 | 6977,0 | 7180,0 | 7262,0 | 7301,0 | 7351,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 37334,0 | 38148,0 | 38952,0 | 40078,0 | 40530,0 | 40747,0 | 41023,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 51835,9 | 52013,1 | 51938,3 | 51931,5 | 51963,7 | 51968,7 | 51968,7 |
| АЭС | тыс.кВт | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 25276,4 | 25328,6 | 25370,8 | 25413,0 | 25445,2 | 25450,2 | 25450,2 |
| ТЭС | тыс.кВт | 26544,3 | 26664,3 | 26517,3 | 26363,3 | 26363,3 | 26363,3 | 26363,3 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 15,2 | 20,2 | 50,2 | 155,2 | 155,2 | 155,2 | 155,2 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 6216,4 | 6221,4 | 6251,4 | 6356,4 | 6356,4 | 6356,4 | 6356,4 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 0,0 | 120,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Запертая мощность | тыс.кВт | 2858,0 | 2784,0 | 2495,0 | 1901,0 | 1685,0 | 1622,0 | 1545,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 42761,6 | 42887,8 | 43192,0 | 43674,2 | 43922,4 | 43990,4 | 44067,4 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 5427,6 | 4739,8 | 4240,0 | 3596,2 | 3392,4 | 3243,4 | 3044,4 |

Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения совмещенного максимума с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 32052,0 | 35843,0 | 39765,0 | 41546,0 | 43443,0 | 45119,0 | 45681,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 11,8 | 10,9 | 4,5 | 4,6 | 3,9 | 1,2 |
| Максимум, совмещенный с ЕЭС | тыс.кВт | 4778,0 | 5938,0 | 6131,0 | 6450,0 | 6814,0 | 6913,0 | 7016,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6708 | 6036 | 6486 | 6441 | 6376 | 6527 | 6511 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 830,0 | 830,0 | 830,0 | 830,0 | 830,0 | 830,0 | 830,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 1100,0 | 1367,0 | 1412,0 | 1483,0 | 1567,0 | 1590,0 | 1614,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 6708,0 | 8135,0 | 8373,0 | 8763,0 | 9211,0 | 9333,0 | 9460,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 9367,0 | 11517,4 | 11517,4 | 11658,4 | 11658,4 | 12433,4 | 12433,4 |
| АЭС | тыс.кВт | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 3340,0 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 |
| ТЭС | тыс.кВт | 6027,0 | 6899,9 | 6899,9 | 7040,9 | 7040,9 | 7815,9 | 7815,9 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 219,2 | 370,3 | 370,3 | 401,3 | 401,3 | 925,3 | 925,3 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 259,5 | 440,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 8888,3 | 10707,1 | 11147,1 | 11257,1 | 11257,1 | 11508,1 | 11508,1 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 2180,3 | 2572,1 | 2774,1 | 2494,1 | 2046,1 | 2175,1 | 2048,1 |

Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения собственного максимума с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 32052,0 | 35843,0 | 39765,0 | 41546,0 | 43443,0 | 45119,0 | 45681,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 11,8 | 10,9 | 4,5 | 4,6 | 3,9 | 1,2 |
| Собственный максимум | тыс.кВт | 5535,0 | 6628,0 | 6824,0 | 7157,0 | 7537,0 | 7641,0 | 7748,0 |
| Число часов использования максимума | час | 5791 | 5408 | 5827 | 5805 | 5764 | 5905 | 5896 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 830,0 | 830,0 | 830,0 | 830,0 | 830,0 | 830,0 | 830,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 1273,0 | 1524,0 | 1570,0 | 1646,0 | 1734,0 | 1757,0 | 1782,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 7638,0 | 8982,0 | 9224,0 | 9633,0 | 10101,0 | 10228,0 | 10360,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 9367,0 | 11517,4 | 11517,4 | 11658,4 | 11658,4 | 12433,4 | 12433,4 |
| АЭС | тыс.кВт | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 3340,0 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 |
| ТЭС | тыс.кВт | 6027,0 | 6899,9 | 6899,9 | 7040,9 | 7040,9 | 7815,9 | 7815,9 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 219,2 | 370,3 | 370,3 | 401,3 | 401,3 | 925,3 | 925,3 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 259,5 | 440,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 8888,3 | 10707,1 | 11147,1 | 11257,1 | 11257,1 | 11508,1 | 11508,1 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 1250,3 | 1725,1 | 1923,1 | 1624,1 | 1156,1 | 1280,1 | 1148,1 |

Приложение №17
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015 – 2021 годы

Региональная структура перспективных балансов мощности с учётом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации. Умеренно-оптимистичный вариант электропотребления на 2015 – 2021 годы

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Северо-Запада с учётом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации.

Умеренно-оптимистичный вариант электропотребления

МВт

| ОЭС Северо-Запада | 2014 г. отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|--|------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| ПОТРЕБНОСТЬ: | | | | | | | | |
| Максимум ОЭС, совмещенный с ЕЭС | 14695.0 | 14579.0 | 14767.0 | 14866.0 | 15047.0 | 15137.0 | 15250.0 | 15350.0 |
| ЭС Архангельской области | | | | | | | | |
| Потребность (собственный максимум) | 1168.0 | 1193.0 | 1213.0 | 1215.0 | 1217.0 | 1218.0 | 1220.0 | 1221.0 |
| Покрытие (установленная мощность) | 1685.5 | 1685.5 | 1685.5 | 1685.5 | 1685.5 | 1685.5 | 1685.5 | 1685.5 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 1685.5 | 1685.5 | 1685.5 | 1685.5 | 1685.5 | 1685.5 | 1685.5 | 1685.5 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| ЭС Калининградской области | | | | | | | | |
| Потребность (собственный максимум) | 843.0 | 857.0 | 869.0 | 876.0 | 907.0 | 925.0 | 942.0 | 956.0 |
| Покрытие (установленная мощность) | 926.3 | 948.8 | 940.3 | 940.3 | 940.3 | 940.3 | 940.3 | 940.3 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 1.7 | 1.7 | 1.7 | 1.7 | 1.7 | 1.7 | 1.7 | 1.7 |
| ТЭС | 919.5 | 942.0 | 933.5 | 933.5 | 933.5 | 933.5 | 933.5 | 933.5 |
| ВИЭ | 5.1 | 5.1 | 5.1 | 5.1 | 5.1 | 5.1 | 5.1 | 5.1 |
| ЭС Республики Карелия | | | | | | | | |
| Потребность (собственный максимум) | 1192.0 | 1192.0 | 1196.0 | 1199.0 | 1202.0 | 1205.0 | 1208.0 | 1211.0 |
| Покрытие (установленная мощность) | 1110.1 | 1110.1 | 1110.1 | 1110.1 | 1110.1 | 1110.1 | 1110.1 | 1110.1 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 640.1 | 640.1 | 640.1 | 640.1 | 640.1 | 640.1 | 640.1 | 640.1 |
| ТЭС | 470.0 | 470.0 | 470.0 | 470.0 | 470.0 | 470.0 | 470.0 | 470.0 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| ЭС Республики Коми | | | | | | | | |
| Потребность (собственный максимум) | 1340.0 | 1340.0 | 1354.0 | 1363.0 | 1390.0 | 1399.0 | 1408.0 | 1412.0 |
| Покрытие (установленная мощность) | 2326.9 | 2326.9 | 2326.9 | 2326.9 | 2326.9 | 2326.9 | 2326.9 | 2326.9 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 2326.9 | 2326.9 | 2326.9 | 2326.9 | 2326.9 | 2326.9 | 2326.9 | 2326.9 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| ЭС Ленинградской области и г. Санкт-Петербург | | | | | | | | |
| Потребность (собственный максимум) | 7514.0 | 7609.0 | 7708.0 | 7770.0 | 7881.0 | 7937.0 | 8017.0 | 8093.0 |
| Покрытие (установленная мощность) | 12727.0 | 13031.3 | 13110.3 | 14258.3 | 13368.3 | 14538.3 | 13538.3 | 13538.3 |
| в том числе: | | | | | | | | |

| | | | | | | | | |
|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| ТЭС | 977.0 | 965.0 | 965.0 | 965.0 | 965.0 | 965.0 | 965.0 | 965.0 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |

| | | | | | | | | |
|----|--|--|--|------|------|------|------|------|
| ВН | | | | 25.0 | 40.0 | 40.0 | 40.0 | 40.0 |
| | | | | | | | | |

| | | | | | | | | |
|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|
| ТЭС | 18.0 | 18.0 | 18.0 | 18.0 | 18.0 | 18.0 | 18.0 | 18.0 |
| ВИЭ | 1.0 | 52.0 | 52.0 | 97.0 | 97.0 | 97.0 | 97.0 | 97.0 |
| | | | | | | | | |

| | | | | | | | | |
|-----|--|--|--|--|-------|-------|-------|-------|
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | | | | | 360.0 | 360.0 | 360.0 | 360.0 |
| ВИЭ | | | | | | | | |

*с 2016 года в ОЭС Юга учитывается присоединение энергосистемы Республики Крым и г.Севастополя, при этом на уровне 2016 года величина собственного максимума нагрузки энергосистемы Республики Крым и г.Севастополя составляет 1360 МВт

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Урала с учётом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации. **Умеренно-оптимистичный вариант электропотребления**

МВт

| ОЭС Урала | 2014 г. отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|--|------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| ПОТРЕБНОСТЬ: | | | | | | | | |
| Максимум ОЭС, совмещенный с ЕЭС | 36563.0 | 36674.0 | 37320.0 | 37697.0 | 37916.0 | 38201.0 | 38446.0 | 38654.0 |
| ЭС Республики Башкортостан | | | | | | | | |
| Потребность (собственный максимум) | 4049.0 | 4079.0 | 4121.0 | 4156.0 | 4175.0 | 4195.0 | 4235.0 | 4255.0 |
| Покрытие (установленная мощность) | 4764.2 | 4767.1 | 5211.1 | 5211.1 | 5231.1 | 5252.6 | 5252.6 | 5252.6 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 223.7 | 223.7 | 223.7 | 223.7 | 223.7 | 223.7 | 223.7 | 223.7 |
| ТЭС | 4538.3 | 4526.1 | 4946.1 | 4946.1 | 4946.1 | 4967.6 | 4967.6 | 4967.6 |
| ВИЭ | 2.2 | 17.2 | 41.2 | 41.2 | 61.2 | 61.2 | 61.2 | 61.2 |
| Энергосистема Кировской области | | | | | | | | |
| Потребность (собственный максимум) | 1244.0 | 1245.0 | 1269.0 | 1278.0 | 1290.0 | 1297.0 | 1302.0 | 1310.0 |
| Покрытие (установленная мощность) | 1198.3 | 1193.3 | 1193.3 | 1193.3 | 1193.3 | 1193.3 | 1193.3 | 1193.3 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 1198.3 | 1193.3 | 1193.3 | 1193.3 | 1193.3 | 1193.3 | 1193.3 | 1193.3 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| ЭС Курганской области | | | | | | | | |
| Потребность (собственный максимум) | 763.0 | 760.0 | 769.0 | 771.0 | 774.0 | 776.0 | 779.0 | 782.0 |
| Покрытие (установленная мощность) | 676.5 | 676.5 | 676.5 | 676.5 | 676.5 | 676.5 | 676.5 | 676.5 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 676.5 | 676.5 | 676.5 | 676.5 | 676.5 | 676.5 | 676.5 | 676.5 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| ЭС Оренбургской области | | | | | | | | |
| Потребность (собственный максимум) | 2327.0 | 2310.0 | 2344.0 | 2362.0 | 2379.0 | 2382.0 | 2396.0 | 2406.0 |
| Покрытие (установленная мощность) | 3665.0 | 3715.0 | 3760.0 | 3840.0 | 3865.0 | 3895.0 | 3895.0 | 3895.0 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 30.0 | 30.0 | 30.0 | 30.0 | 30.0 | 30.0 | 30.0 | 30.0 |
| ТЭС | 3635.0 | 3655.0 | 3655.0 | 3685.0 | 3685.0 | 3715.0 | 3715.0 | 3715.0 |
| ВИЭ | | 30.0 | 75.0 | 125.0 | 150.0 | 150.0 | 150.0 | 150.0 |
| ЭС Пермского края | | | | | | | | |
| Потребность (собственный максимум) | 3702.0 | 3639.0 | 3734.0 | 3904.0 | 3905.0 | 3924.0 | 3956.0 | 3992.0 |
| Покрытие (установленная мощность) | 6813.4 | 6987.0 | 6990.0 | 7800.0 | 7800.0 | 7810.0 | 7810.0 | 7820.0 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 1591.0 | 1597.0 | 1600.0 | 1610.0 | 1610.0 | 1620.0 | 1620.0 | 1630.0 |
| ТЭС | 5222.4 | 5390.0 | 5390.0 | 6190.0 | 6190.0 | 6190.0 | 6190.0 | 6190.0 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| ЭС Свердловской области | | | | | | | | |
| Потребность (собственный максимум) | 6629.0 | 6458.0 | 6673.0 | 6697.0 | 6719.0 | 6742.0 | 6763.0 | 6784.0 |
| Покрытие (установленная мощность) | 9355.4 | 10367.4 | 10615.4 | 11035.4 | 11035.4 | 11035.4 | 11035.4 | 11035.4 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 600.0 | 1480.0 | 1480.0 | 1480.0 | 1480.0 | 1480.0 | 1480.0 | 1480.0 |
| ГЭС | 7.0 | 7.0 | 7.0 | 7.0 | 7.0 | 7.0 | 7.0 | 7.0 |
| ТЭС | 8748.4 | 8880.4 | 9128.4 | 9548.4 | 9548.4 | 9548.4 | 9548.4 | 9548.4 |

| | | | | | | | | |
|----|--|--|--|--|--|--|--|--|
| ВН | | | | | | | | |
|----|--|--|--|--|--|--|--|--|

Приложение № 18
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015 – 2021 годы

**Перспективные балансы мощности по ОЭС и ЕЭС России
с учетом дополнительных вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации,
реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления**

Баланс мощности ЕЭС России с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 1012893,0 | 1041675,0 | 1059859,0 | 1077736,0 | 1090427,0 | 1100167,0 | 1108666,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 2,8 | 1,7 | 1,7 | 1,2 | 0,9 | 0,8 |
| Заряд ГАЭС | млн.кВт.ч | 2580,0 | 2655,0 | 3575,0 | 4495,0 | 4495,0 | 4495,0 | 4495,0 |
| Максимум ЕЭС | тыс.кВт | 154982,0 | 159677,0 | 162775,0 | 165112,0 | 166912,0 | 168252,0 | 169504,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6519 | 6507 | 6489 | 6500 | 6506 | 6512 | 6514 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 3885,0 | 3890,0 | 3890,0 | 3890,0 | 3890,0 | 3890,0 | 3890,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 31727,0 | 32674,0 | 33308,0 | 33787,0 | 34167,0 | 34444,0 | 34707,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 190594,0 | 196241,0 | 199973,0 | 202789,0 | 204969,0 | 206586,0 | 208101,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 238218,7 | 241685,8 | 248446,7 | 251243,8 | 251466,4 | 253266,9 | 252906,4 |
| АЭС | тыс.кВт | 27216,0 | 27949,0 | 30219,0 | 29929,0 | 30659,0 | 30914,0 | 30914,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 48030,1 | 49420,3 | 49974,4 | 50511,5 | 50616,6 | 50652,1 | 50697,6 |
| ТЭС | тыс.кВт | 162721,8 | 163528,0 | 167024,7 | 169249,2 | 168562,7 | 170072,7 | 169666,7 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 250,8 | 788,6 | 1228,6 | 1554,1 | 1628,1 | 1628,1 | 1628,1 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 13442,5 | 14190,5 | 14955,0 | 15212,5 | 15247,0 | 15771,0 | 15742,2 |
| Вводы мощности после прохождения | тыс.кВт | 909,5 | 2384,5 | 4473,3 | 718,5 | 848,0 | 1885,0 | 215,0 |

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| максимума | | | | | | | | |
| Запертая мощность | тыс.кВт | 6992,0 | 6705,0 | 6379,0 | 5534,0 | 5069,0 | 5525,0 | 6004,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 216874,8 | 218405,8 | 222639,4 | 229778,9 | 230302,5 | 230086,0 | 230945,3 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 26280,8 | 22164,8 | 22666,4 | 26989,9 | 25333,5 | 23500,0 | 22844,3 |

Примечание: в сводном балансе по ЕЭС России ОЭС Сибири и ОЭС Востока учтены на совмещенный максимум

Баланс мощности ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| <u>СПРОС</u> | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 980841,0 | 1005832,0 | 1020094,0 | 1036190,0 | 1046984,0 | 1055048,0 | 1062985,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 2,5 | 1,4 | 1,6 | 1,0 | 0,8 | 0,8 |
| Заряд ГАЭС | млн.кВт.ч | 2580,0 | 2655,0 | 3575,0 | 4495,0 | 4495,0 | 4495,0 | 4495,0 |
| Максимум ЕЭС | тыс.кВт | 150204,0 | 153739,0 | 156644,0 | 158662,0 | 160098,0 | 161339,0 | 162488,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6513 | 6525 | 6489 | 6502 | 6512 | 6511 | 6514 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 3055,0 | 3060,0 | 3060,0 | 3060,0 | 3060,0 | 3060,0 | 3060,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 30627,0 | 31307,0 | 31896,0 | 32304,0 | 32600,0 | 32854,0 | 33093,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 20,4 | 20,4 | 20,4 | 20,4 | 20,4 | 20,4 | 20,4 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 183886,0 | 188106,0 | 191600,0 | 194026,0 | 195758,0 | 197253,0 | 198641,0 |
| <u>ПОКРЫТИЕ</u> | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 228851,7 | 230293,4 | 236421,0 | 238912,6 | 239096,2 | 240263,7 | 239688,2 |
| АЭС | тыс.кВт | 27216,0 | 27949,0 | 30219,0 | 29929,0 | 30659,0 | 30914,0 | 30914,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 44690,1 | 44802,8 | 45356,9 | 45894,0 | 45999,1 | 46034,6 | 46080,1 |
| ТЭС | тыс.кВт | 156694,8 | 156753,1 | 159616,5 | 161535,5 | 160810,0 | 161687,0 | 161066,0 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 250,8 | 788,6 | 1228,6 | 1554,1 | 1628,1 | 1628,1 | 1628,1 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 13223,3 | 13855,2 | 14654,7 | 14916,2 | 14989,0 | 14989,0 | 14960,2 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 650,0 | 1944,5 | 3675,5 | 449,0 | 556,0 | 1765,0 | 0,0 |
| Запертая мощность | тыс.кВт | 6992,0 | 6705,0 | 6379,0 | 5534,0 | 5069,0 | 5525,0 | 6004,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 207986,5 | 207788,7 | 211711,8 | 218013,5 | 218482,3 | 217984,8 | 218724,1 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 24100,5 | 19682,7 | 20111,8 | 23987,5 | 22724,3 | 20731,8 | 20083,1 |

Примечание: в сводном балансе по ЕЭС России ОЭС Сибири учтена на совмещенный максимум

Баланс мощности Европейской части России с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| <u>СПРОС</u> | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 776090,0 | 795421,0 | 806859,0 | 817868,0 | 825050,0 | 831949,0 | 838368,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 2,5 | 1,4 | 1,4 | 0,9 | 0,8 | 0,8 |
| Заряд ГАЭС | млн.кВт.ч | 2580,0 | 2655,0 | 3575,0 | 4495,0 | 4495,0 | 4495,0 | 4495,0 |
| Максимум, совмещенный с ЕЭС | тыс.кВт | 120929,0 | 123801,0 | 126071,0 | 127199,0 | 128278,0 | 129348,0 | 130279,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6396 | 6404 | 6372 | 6394 | 6397 | 6397 | 6401 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 2795,0 | 2800,0 | 2800,0 | 2800,0 | 2800,0 | 2800,0 | 2800,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 24178,0 | 24717,0 | 25167,0 | 25382,0 | 25600,0 | 25816,0 | 26007,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 147902,0 | 151318,0 | 154038,0 | 155381,0 | 156678,0 | 157964,0 | 159086,0 |
| <u>ПОКРЫТИЕ</u> | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 176960,1 | 178250,6 | 184673,0 | 187001,4 | 186622,8 | 186876,3 | 185656,8 |
| АЭС | тыс.кВт | 27216,0 | 27949,0 | 30219,0 | 29929,0 | 30659,0 | 30914,0 | 30914,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 19413,7 | 19474,2 | 19986,1 | 20481,0 | 20553,9 | 20584,4 | 20629,9 |
| ТЭС | тыс.кВт | 130094,8 | 130059,0 | 133289,5 | 135192,5 | 133937,0 | 133905,0 | 132640,0 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 235,6 | 768,4 | 1178,4 | 1398,9 | 1472,9 | 1472,9 | 1472,9 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 7011,9 | 7638,8 | 8413,7 | 8570,1 | 8646,5 | 8646,5 | 8617,7 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 650,0 | 1800,5 | 3675,5 | 449,0 | 226,0 | 1435,0 | 0,0 |
| Запертая мощность | тыс.кВт | 3349,0 | 3127,0 | 3059,0 | 2757,0 | 2288,0 | 2224,0 | 2130,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 165949,2 | 165684,2 | 169524,8 | 175225,3 | 175462,3 | 174570,8 | 174909,1 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 18047,2 | 14366,2 | 15486,8 | 19844,3 | 18784,3 | 16606,8 | 15823,1 |

Баланс мощности ОЭС Северо-Запада с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 90321,0 | 92166,0 | 92924,0 | 93746,0 | 94805,0 | 95471,0 | 96050,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 2,0 | 0,8 | 0,9 | 1,1 | 0,7 | 0,6 |
| Максимум, совмещенный с ЕЭС | тыс.кВт | 14579,0 | 14767,0 | 14866,0 | 15047,0 | 15137,0 | 15250,0 | 15350,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6195 | 6241 | 6251 | 6230 | 6263 | 6260 | 6257 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 1990,0 | 1990,0 | 1990,0 | 1990,0 | 1990,0 | 1990,0 | 1990,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 2776,0 | 2806,0 | 2825,0 | 2858,0 | 2876,0 | 2897,0 | 2917,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 19,0 | 19,0 | 19,0 | 19,0 | 19,0 | 19,0 | 19,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 19345,0 | 19563,0 | 19681,0 | 19895,0 | 20003,0 | 20137,0 | 20257,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 23618,7 | 23669,2 | 26034,7 | 24733,7 | 25606,7 | 24551,7 | 24551,7 |
| АЭС | тыс.кВт | 5760,0 | 5760,0 | 6930,0 | 5490,0 | 6220,0 | 5220,0 | 5220,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 2949,2 | 2949,2 | 2954,2 | 2959,2 | 2964,2 | 2969,2 | 2969,2 |
| ТЭС | тыс.кВт | 14903,1 | 14953,6 | 16144,1 | 16278,1 | 16416,1 | 16356,1 | 16356,1 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 6,4 | 6,4 | 6,4 | 6,4 | 6,4 | 6,4 | 6,4 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 1247,3 | 1179,3 | 1604,3 | 1604,3 | 1604,3 | 1604,3 | 1604,3 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 316,3 | 137,0 | 1002,5 | 134,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Запертая мощность | тыс.кВт | 2103,0 | 1977,0 | 2057,0 | 1588,0 | 1304,0 | 1294,0 | 1290,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 19952,1 | 20375,9 | 21370,9 | 21407,4 | 22698,4 | 21653,4 | 21657,4 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 607,1 | 812,9 | 1689,9 | 1512,4 | 2695,4 | 1516,4 | 1400,4 |

Баланс мощности ОЭС Центра с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| <u>СПРОС</u> | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 233398,0 | 237553,0 | 240399,0 | 243664,0 | 245402,0 | 247585,0 | 249901,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 1,8 | 1,2 | 1,4 | 0,7 | 0,9 | 0,9 |
| Заряд ГАЭС | млн.кВт.ч | 2580,0 | 2580,0 | 3500,0 | 4420,0 | 4420,0 | 4420,0 | 4420,0 |
| Максимум, совмещенный с ЕЭС | тыс.кВт | 38345,0 | 38957,0 | 39322,0 | 39739,0 | 40068,0 | 40438,0 | 40781,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6020 | 6032 | 6025 | 6020 | 6014 | 6013 | 6019 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 500,0 | 500,0 | 500,0 | 500,0 | 500,0 | 500,0 | 500,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 8449,0 | 8579,0 | 8655,0 | 8742,0 | 8814,0 | 8896,0 | 8971,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 47294,0 | 48036,0 | 48477,0 | 48981,0 | 49382,0 | 49834,0 | 50252,0 |
| <u>ПОКРЫТИЕ</u> | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 53171,9 | 52540,9 | 53278,9 | 54992,9 | 53727,9 | 54830,9 | 54100,9 |
| АЭС | тыс.кВт | 12834,0 | 13567,0 | 13567,0 | 14717,0 | 14717,0 | 15972,0 | 15972,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 1788,8 | 1788,8 | 2218,8 | 2638,8 | 2648,8 | 2648,8 | 2658,8 |
| ТЭС | тыс.кВт | 38534,1 | 37125,1 | 37433,1 | 37577,1 | 36302,1 | 36150,1 | 35410,1 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 15,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 1030,4 | 989,0 | 983,7 | 914,7 | 914,7 | 914,7 | 914,7 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 0,0 | 330,0 | 676,0 | 130,0 | 0,0 | 1255,0 | 0,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 52141,5 | 51222,0 | 51619,3 | 53948,3 | 52813,3 | 52661,3 | 53186,3 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 4847,5 | 3186,0 | 3142,3 | 4967,3 | 3431,3 | 2827,3 | 2934,3 |

Баланс мощности ОЭС Средней Волги с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 105429,0 | 108405,0 | 108937,0 | 109476,0 | 110123,0 | 110753,0 | 111118,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 2,8 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,3 |
| Максимум, совмещенный с ЕЭС | тыс.кВт | 16916,0 | 17379,0 | 17502,0 | 17569,0 | 17649,0 | 17727,0 | 17773,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6233 | 6238 | 6224 | 6231 | 6240 | 6248 | 6252 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 2799,0 | 2868,0 | 2890,0 | 2899,0 | 2912,0 | 2925,0 | 2933,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 16,5 | 16,5 | 16,5 | 16,5 | 16,5 | 16,5 | 16,5 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 19725,0 | 20257,0 | 20402,0 | 20478,0 | 20571,0 | 20662,0 | 20716,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 27197,8 | 27182,3 | 27313,9 | 28289,9 | 28271,4 | 28286,4 | 28301,4 |
| АЭС | тыс.кВт | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 6890,0 | 6933,5 | 6966,5 | 7002,5 | 7025,0 | 7040,0 | 7055,0 |
| ТЭС | тыс.кВт | 16235,8 | 16151,8 | 16155,4 | 17055,4 | 17014,4 | 17014,4 | 17014,4 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 0,0 | 25,0 | 120,0 | 160,0 | 160,0 | 160,0 | 160,0 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 2025,9 | 2034,4 | 2129,4 | 2169,4 | 2169,4 | 2169,4 | 2169,4 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 0,0 | 55,0 | 413,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 25171,9 | 25092,9 | 24770,9 | 26120,5 | 26102,0 | 26117,0 | 26132,0 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 5446,9 | 4835,9 | 4368,9 | 5642,5 | 5531,0 | 5455,0 | 5416,0 |

Баланс мощности ОЭС Юга с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 87826,0 | 92443,0 | 97624,0 | 101728,0 | 103829,0 | 105359,0 | 106768,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 5,3 | 5,6 | 4,2 | 2,1 | 1,5 | 1,3 |
| Заряд ГАЭС | млн.кВт.ч | 0,0 | 75,0 | 75,0 | 75,0 | 75,0 | 75,0 | 75,0 |
| Максимум, совмещенный с ЕЭС | тыс.кВт | 14415,0 | 15378,0 | 16684,0 | 16928,0 | 17223,0 | 17487,0 | 17721,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6093 | 6007 | 5847 | 6005 | 6024 | 6021 | 6021 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 195,0 | 200,0 | 200,0 | 200,0 | 200,0 | 200,0 | 200,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 2814,0 | 3000,0 | 3255,0 | 3300,0 | 3358,0 | 3409,0 | 3455,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 17424,0 | 18578,0 | 20139,0 | 20428,0 | 20781,0 | 21096,0 | 21376,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 20924,0 | 21817,6 | 24086,5 | 24740,9 | 24582,3 | 24772,8 | 24183,3 |
| АЭС | тыс.кВт | 3070,0 | 3070,0 | 4170,0 | 4170,0 | 4170,0 | 4170,0 | 4170,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 5927,9 | 5941,9 | 5975,8 | 6009,7 | 6035,1 | 6045,6 | 6056,1 |
| ТЭС | тыс.кВт | 11774,2 | 12275,0 | 13165,0 | 13695,0 | 13437,0 | 13617,0 | 13017,0 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 152,0 | 530,8 | 775,8 | 866,3 | 940,3 | 940,3 | 940,3 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 1307,9 | 2006,1 | 2253,6 | 2349,1 | 2425,5 | 2425,5 | 2425,5 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 30,6 | 144,5 | 1530,4 | 185,0 | 42,0 | 180,0 | 0,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 19585,6 | 19666,9 | 20302,4 | 22206,9 | 22114,9 | 22167,4 | 21757,9 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 2161,6 | 1088,9 | 163,4 | 1778,9 | 1333,9 | 1071,4 | 381,9 |

Баланс мощности ОЭС Урала с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 259116,0 | 264854,0 | 266975,0 | 269254,0 | 270891,0 | 272781,0 | 274531,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 2,2 | 0,8 | 0,9 | 0,6 | 0,7 | 0,6 |
| Максимум, совмещенный с ЕЭС | тыс.кВт | 36674,0 | 37320,0 | 37697,0 | 37916,0 | 38201,0 | 38446,0 | 38654,0 |
| Число часов использования максимума | час | 7065 | 7097 | 7082 | 7101 | 7091 | 7095 | 7102 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 7340,0 | 7464,0 | 7542,0 | 7583,0 | 7640,0 | 7689,0 | 7731,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 44114,0 | 44884,0 | 45339,0 | 45599,0 | 45941,0 | 46235,0 | 46485,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 52047,6 | 53040,5 | 53958,9 | 54243,9 | 54434,4 | 54434,4 | 54519,4 |
| АЭС | тыс.кВт | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 1857,7 | 1860,7 | 1870,7 | 1870,7 | 1880,7 | 1880,7 | 1890,7 |
| ТЭС | тыс.кВт | 48647,6 | 49553,6 | 50392,0 | 50587,0 | 50767,5 | 50767,5 | 50842,5 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 62,2 | 146,2 | 216,2 | 306,2 | 306,2 | 306,2 | 306,2 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 1400,4 | 1430,0 | 1442,6 | 1532,6 | 1532,6 | 1532,6 | 1503,8 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 303,1 | 1134,0 | 53,0 | 0,0 | 184,0 | 0,0 | 0,0 |
| Запертая мощность | тыс.кВт | 1246,0 | 1150,0 | 1002,0 | 1169,0 | 984,0 | 930,0 | 840,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 49098,1 | 49326,5 | 51461,3 | 51542,3 | 51733,8 | 51971,8 | 52175,6 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 4984,1 | 4442,5 | 6122,3 | 5943,3 | 5792,8 | 5736,8 | 5690,6 |

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения совмещенного максимума с ЕЭС с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 204751,0 | 210411,0 | 213235,0 | 218322,0 | 221934,0 | 223099,0 | 224617,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 2,8 | 1,3 | 2,4 | 1,7 | 0,5 | 0,7 |
| Максимум, совмещенный с ЕЭС | тыс.кВт | 29275,0 | 29938,0 | 30573,0 | 31463,0 | 31820,0 | 31991,0 | 32209,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6994 | 7028 | 6975 | 6939 | 6975 | 6974 | 6974 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 260,0 | 260,0 | 260,0 | 260,0 | 260,0 | 260,0 | 260,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 6449,0 | 6590,0 | 6729,0 | 6922,0 | 7000,0 | 7038,0 | 7086,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 35984,0 | 36788,0 | 37562,0 | 38645,0 | 39080,0 | 39289,0 | 39555,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 51891,6 | 52042,8 | 51748,0 | 51911,2 | 52473,4 | 53387,4 | 54031,4 |
| АЭС | тыс.кВт | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 25276,4 | 25328,6 | 25370,8 | 25413,0 | 25445,2 | 25450,2 | 25450,2 |
| ТЭС | тыс.кВт | 26600,0 | 26694,0 | 26327,0 | 26343,0 | 26873,0 | 27782,0 | 28426,0 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 15,2 | 20,2 | 50,2 | 155,2 | 155,2 | 155,2 | 155,2 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 6211,4 | 6216,4 | 6241,1 | 6346,1 | 6342,5 | 6342,5 | 6342,5 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 0,0 | 144,0 | 0,0 | 0,0 | 330,0 | 330,0 | 0,0 |
| Запертая мощность | тыс.кВт | 3643,0 | 3578,0 | 3320,0 | 2777,0 | 2781,0 | 3301,0 | 3874,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 42037,3 | 42104,5 | 42187,0 | 42788,2 | 43020,0 | 43414,0 | 43815,0 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 6053,3 | 5316,5 | 4625,0 | 4143,2 | 3940,0 | 4125,0 | 4260,0 |

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения собственного максимума с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 204751,0 | 210411,0 | 213235,0 | 218322,0 | 221934,0 | 223099,0 | 224617,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 2,8 | 1,3 | 2,4 | 1,7 | 0,5 | 0,7 |
| Собственный максимум | тыс.кВт | 30389,0 | 31056,0 | 31715,0 | 32638,0 | 33008,0 | 33186,0 | 33412,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6738 | 6775 | 6723 | 6689 | 6724 | 6723 | 6723 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 260,0 | 260,0 | 260,0 | 260,0 | 260,0 | 260,0 | 260,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 6685,0 | 6832,0 | 6977,0 | 7180,0 | 7262,0 | 7301,0 | 7351,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 37334,0 | 38148,0 | 38952,0 | 40078,0 | 40530,0 | 40747,0 | 41023,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 51891,6 | 52042,8 | 51748,0 | 51911,2 | 52473,4 | 53387,4 | 54031,4 |
| АЭС | тыс.кВт | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 25276,4 | 25328,6 | 25370,8 | 25413,0 | 25445,2 | 25450,2 | 25450,2 |
| ТЭС | тыс.кВт | 26600,0 | 26694,0 | 26327,0 | 26343,0 | 26873,0 | 27782,0 | 28426,0 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 15,2 | 20,2 | 50,2 | 155,2 | 155,2 | 155,2 | 155,2 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 6211,4 | 6216,4 | 6241,1 | 6346,1 | 6342,5 | 6342,5 | 6342,5 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 0,0 | 144,0 | 0,0 | 0,0 | 330,0 | 330,0 | 0,0 |
| Запертая мощность | тыс.кВт | 2914,0 | 2839,0 | 2570,0 | 1997,0 | 1984,0 | 2500,0 | 3067,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 42766,3 | 42843,5 | 42937,0 | 43568,2 | 43817,0 | 44215,0 | 44622,0 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 5432,3 | 4695,5 | 3985,0 | 3490,2 | 3287,0 | 3468,0 | 3599,0 |

Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения совмещенного максимума с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| СПРОС | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 32052,0 | 35843,0 | 39765,0 | 41546,0 | 43443,0 | 45119,0 | 45681,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 11,8 | 10,9 | 4,5 | 4,6 | 3,9 | 1,2 |
| Максимум, совмещенный с ЕЭС | тыс.кВт | 4778,0 | 5938,0 | 6131,0 | 6450,0 | 6814,0 | 6913,0 | 7016,0 |
| Число часов использования максимума | час | 6708 | 6036 | 6486 | 6441 | 6376 | 6527 | 6511 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 830,0 | 830,0 | 830,0 | 830,0 | 830,0 | 830,0 | 830,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 1100,0 | 1367,0 | 1412,0 | 1483,0 | 1567,0 | 1590,0 | 1614,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 6708,0 | 8135,0 | 8373,0 | 8763,0 | 9211,0 | 9333,0 | 9460,0 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 9367,0 | 11392,4 | 12025,7 | 12331,2 | 12370,2 | 13003,2 | 13218,2 |
| АЭС | тыс.кВт | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 3340,0 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 |
| ТЭС | тыс.кВт | 6027,0 | 6774,9 | 7408,2 | 7713,7 | 7752,7 | 8385,7 | 8600,7 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 219,2 | 335,3 | 300,3 | 296,3 | 258,0 | 782,0 | 782,0 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 259,5 | 440,0 | 797,8 | 269,5 | 292,0 | 120,0 | 215,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 8888,3 | 10617,1 | 10927,6 | 11765,4 | 11820,2 | 12101,2 | 12221,2 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 2180,3 | 2482,1 | 2554,6 | 3002,4 | 2609,2 | 2768,2 | 2761,2 |

Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения собственного максимума с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

| | Ед. измер. | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
|---|----------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| <u>СПРОС</u> | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии | млн.кВт.ч | 32052,0 | 35843,0 | 39765,0 | 41546,0 | 43443,0 | 45119,0 | 45681,0 |
| Рост потребления электрической энергии | % | | 11,8 | 10,9 | 4,5 | 4,6 | 3,9 | 1,2 |
| Собственный максимум | тыс.кВт | 5535,0 | 6628,0 | 6824,0 | 7157,0 | 7537,0 | 7641,0 | 7748,0 |
| Число часов использования максимума | час | 5791 | 5408 | 5827 | 5805 | 5764 | 5905 | 5896 |
| Экспорт мощности | тыс.кВт | 830,0 | 830,0 | 830,0 | 830,0 | 830,0 | 830,0 | 830,0 |
| Нормируемый резерв мощности | тыс.кВт | 1273,0 | 1524,0 | 1570,0 | 1646,0 | 1734,0 | 1757,0 | 1782,0 |
| Нормируемый резерв в % к максимуму | % | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 |
| ИТОГО спрос на мощность | тыс.кВт | 7638,0 | 8982,0 | 9224,0 | 9633,0 | 10101,0 | 10228,0 | 10360,0 |
| <u>ПОКРЫТИЕ</u> | | | | | | | | |
| Устан. мощность на конец года | тыс.кВт | 9367,0 | 11392,4 | 12025,7 | 12331,2 | 12370,2 | 13003,2 | 13218,2 |
| АЭС | тыс.кВт | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| ГЭС | тыс.кВт | 3340,0 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 |
| ТЭС | тыс.кВт | 6027,0 | 6774,9 | 7408,2 | 7713,7 | 7752,7 | 8385,7 | 8600,7 |
| ВИЭ | тыс.кВт | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Ограничения мощности на максимум нагрузки | тыс.кВт | 219,2 | 335,3 | 300,3 | 296,3 | 258,0 | 782,0 | 782,0 |
| Вводы мощности после прохождения максимума | тыс.кВт | 259,5 | 440,0 | 797,8 | 269,5 | 292,0 | 120,0 | 215,0 |
| ИТОГО покрытие спроса | тыс.кВт | 8888,3 | 10617,1 | 10927,6 | 11765,4 | 11820,2 | 12101,2 | 12221,2 |
| Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов | тыс.кВт | 1250,3 | 1635,1 | 1703,6 | 2132,4 | 1719,2 | 1873,2 | 1861,2 |

Приложение № 19
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015 – 2021 годы

Перспективные балансы электрической энергии по ОЭС и ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015-2021 годы для базового варианта электропотребления

Баланс электрической энергии ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|-------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии | млрд.кВт.ч | 1012,893 | 1024,963 | 1037,179 | 1047,419 | 1054,696 | 1060,550 | 1067,518 |
| в том числе заряд ГАЭС | млрд.кВт.ч | 2,580 | 2,655 | 3,575 | 4,495 | 4,495 | 4,495 | 4,495 |
| Экспорт | млрд.кВт.ч | 10,747 | 10,457 | 9,887 | 9,997 | 10,047 | 10,057 | 10,057 |
| Импорт | млрд.кВт.ч | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 |
| Потребность | млрд.кВт.ч | 1022,340 | 1034,120 | 1045,766 | 1056,116 | 1063,443 | 1069,307 | 1076,275 |
| Производство электрической энергии - всего | млрд.кВт.ч | 1022,340 | 1034,120 | 1045,766 | 1056,116 | 1063,443 | 1069,307 | 1076,275 |
| ГЭС | млрд.кВт.ч | 165,923 | 183,397 | 186,624 | 188,454 | 188,459 | 188,459 | 188,459 |
| АЭС | млрд.кВт.ч | 187,759 | 191,755 | 199,258 | 211,576 | 221,662 | 221,159 | 221,291 |
| ТЭС | млрд.кВт.ч | 668,251 | 657,822 | 658,116 | 653,816 | 651,052 | 657,419 | 664,255 |
| ВИЭ | млрд.кВт.ч | 0,407 | 1,146 | 1,768 | 2,270 | 2,270 | 2,270 | 2,270 |
| Установленная мощность - всего | МВт | 238052,8 | 241558,0 | 246260,1 | 248179,2 | 249484,8 | 249250,3 | 249295,8 |
| ГЭС | МВт | 48030,1 | 49420,3 | 49969,4 | 50501,5 | 50601,6 | 50632,1 | 50677,6 |
| АЭС | МВт | 27216,0 | 27949,0 | 30219,0 | 30369,0 | 31539,0 | 30539,0 | 30539,0 |
| ТЭС | МВт | 162570,9 | 163430,1 | 164968,1 | 165920,1 | 165955,6 | 166690,6 | 166690,6 |
| ВИЭ | МВт | 235,8 | 758,6 | 1103,6 | 1388,6 | 1388,6 | 1388,6 | 1388,6 |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | | | | | | | |
| АЭС | час/год | 6899 | 6861 | 6594 | 6967 | 7028 | 7242 | 7246 |
| ТЭС | час/год | 4111 | 4025 | 3989 | 3941 | 3923 | 3944 | 3985 |
| ВИЭ | час/год | 1727 | 1511 | 1603 | 1635 | 1635 | 1635 | 1635 |

Баланс электрической энергии ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|-------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии | млрд.кВт.ч | 980,841 | 990,217 | 998,988 | 1008,505 | 1014,993 | 1020,529 | 1025,464 |
| в том числе заряд ГАЭС | млрд.кВт.ч | 2,580 | 2,655 | 3,575 | 4,495 | 4,495 | 4,495 | 4,495 |
| Экспорт | млрд.кВт.ч | 7,247 | 6,957 | 6,387 | 6,497 | 6,547 | 6,557 | 6,557 |
| Импорт | млрд.кВт.ч | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 |
| Потребность | млрд.кВт.ч | 986,788 | 995,874 | 1004,075 | 1013,702 | 1020,240 | 1025,786 | 1030,721 |
| Производство электрической энергии - всего | млрд.кВт.ч | 986,788 | 995,874 | 1004,075 | 1013,702 | 1020,240 | 1025,786 | 1030,721 |
| ГЭС | млрд.кВт.ч | 155,234 | 170,361 | 170,914 | 171,794 | 171,799 | 171,799 | 171,799 |
| АЭС | млрд.кВт.ч | 187,759 | 191,755 | 199,258 | 211,576 | 221,662 | 221,159 | 221,291 |
| ТЭС | млрд.кВт.ч | 643,388 | 632,612 | 632,135 | 628,062 | 624,509 | 630,558 | 635,361 |
| ВИЭ | млрд.кВт.ч | 0,407 | 1,146 | 1,768 | 2,270 | 2,270 | 2,270 | 2,270 |
| Установленная мощность - всего | МВт | 228685,8 | 230040,5 | 234742,7 | 236520,8 | 237826,4 | 236816,9 | 236862,4 |
| ГЭС | МВт | 44690,1 | 44802,8 | 45351,9 | 45884,0 | 45984,1 | 46014,6 | 46060,1 |
| АЭС | МВт | 27216,0 | 27949,0 | 30219,0 | 30369,0 | 31539,0 | 30539,0 | 30539,0 |
| ТЭС | МВт | 156543,9 | 156530,2 | 158068,2 | 158879,2 | 158914,7 | 158874,7 | 158874,7 |
| ВИЭ | МВт | 235,8 | 758,6 | 1103,6 | 1388,6 | 1388,6 | 1388,6 | 1388,6 |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | | | | | | | |
| АЭС | час/год | 6899 | 6861 | 6594 | 6967 | 7028 | 7242 | 7246 |
| ТЭС | час/год | 4110 | 4041 | 3999 | 3953 | 3930 | 3969 | 3999 |
| ВИЭ | час/год | 1727 | 1511 | 1603 | 1635 | 1635 | 1635 | 1635 |

Баланс электрической энергии Европейской части ЕЭС с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|-------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии | млрд.кВт.ч | 776,090 | 782,786 | 789,987 | 797,696 | 802,034 | 806,736 | 810,774 |
| в том числе заряд ГАЭС | млрд.кВт.ч | 2,580 | 2,655 | 3,575 | 4,495 | 4,495 | 4,495 | 4,495 |
| Экспорт | млрд.кВт.ч | 6,737 | 6,427 | 5,977 | 5,987 | 5,987 | 5,997 | 5,997 |
| Импорт | млрд.кВт.ч | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 |
| Выдача электрической энергии в ОЭС Сибири | млрд.кВт.ч | 3,800 | 1,800 | 1,800 | 1,800 | 1,800 | 1,800 | |
| Потребность | млрд.кВт.ч | 785,327 | 789,713 | 796,464 | 804,183 | 808,521 | 813,233 | 815,471 |
| Производство электрической энергии - всего | млрд.кВт.ч | 785,327 | 789,713 | 796,464 | 804,183 | 808,521 | 813,233 | 815,471 |
| ГЭС | млрд.кВт.ч | 60,538 | 62,243 | 62,796 | 63,676 | 63,681 | 63,681 | 63,681 |
| АЭС | млрд.кВт.ч | 187,759 | 191,755 | 199,258 | 211,576 | 221,662 | 221,159 | 221,291 |
| ТЭС | млрд.кВт.ч | 536,650 | 534,605 | 532,732 | 526,940 | 521,187 | 526,402 | 528,508 |
| ВИЭ | млрд.кВт.ч | 0,380 | 1,110 | 1,678 | 1,991 | 1,991 | 1,991 | 1,991 |
| Установленная мощность - всего | МВт | 176849,9 | 178027,4 | 182804,3 | 184589,3 | 185862,7 | 184848,2 | 184893,7 |
| ГЭС | МВт | 19413,7 | 19474,2 | 19981,1 | 20471,0 | 20538,9 | 20564,4 | 20609,9 |
| АЭС | МВт | 27216,0 | 27949,0 | 30219,0 | 30369,0 | 31539,0 | 30539,0 | 30539,0 |
| ТЭС | МВт | 129999,6 | 129865,9 | 131550,9 | 132515,9 | 132551,4 | 132511,4 | 132511,4 |
| ВИЭ | МВт | 220,6 | 738,4 | 1053,4 | 1233,4 | 1233,4 | 1233,4 | 1233,4 |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | | | | | | | |
| АЭС | час/год | 6899 | 6861 | 6594 | 6967 | 7028 | 7242 | 7246 |
| ТЭС | час/год | 4128 | 4117 | 4050 | 3976 | 3932 | 3973 | 3988 |
| ВИЭ | час/год | 1722 | 1504 | 1593 | 1614 | 1614 | 1614 | 1614 |

Баланс электрической энергии ОЭС Юга с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|-------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии | млрд.кВт.ч | 87,826 | 91,315 | 95,053 | 98,336 | 99,561 | 100,440 | 101,162 |
| в том числе заряд ГАЭС | млрд.кВт.ч | | 0,075 | 0,075 | 0,075 | 0,075 | 0,075 | 0,075 |
| Экспорт, всего в т.ч | млрд.кВт.ч | 0,430 | 0,420 | 0,370 | 0,380 | 0,380 | 0,390 | 0,390 |
| в Грузию | млрд.кВт.ч | 0,250 | 0,250 | 0,200 | 0,200 | 0,200 | 0,200 | 0,200 |
| в Южную Осетию | млрд.кВт.ч | 0,140 | 0,140 | 0,140 | 0,150 | 0,150 | 0,150 | 0,150 |
| в Казахстан | млрд.кВт.ч | 0,040 | 0,030 | 0,030 | 0,030 | 0,030 | 0,040 | 0,040 |
| Импорт | млрд.кВт.ч | | | | | | | |
| Прием электрической энергии из смежных ОЭС | млрд.кВт.ч | 3,500 | | 3,000 | 3,400 | | | |
| Потребность | млрд.кВт.ч | 84,756 | 91,735 | 92,423 | 95,316 | 99,941 | 100,830 | 101,552 |
| Производство электрической энергии - всего | млрд.кВт.ч | 84,756 | 91,735 | 92,423 | 95,316 | 99,941 | 100,830 | 101,552 |
| ГЭС | млрд.кВт.ч | 19,918 | 20,812 | 20,822 | 20,875 | 20,880 | 20,880 | 20,880 |
| АЭС | млрд.кВт.ч | 19,209 | 24,009 | 23,829 | 26,514 | 31,094 | 31,223 | 31,460 |
| ТЭС | млрд.кВт.ч | 45,357 | 46,155 | 46,736 | 46,803 | 46,843 | 47,603 | 48,088 |
| ВИЭ | млрд.кВт.ч | 0,272 | 0,759 | 1,036 | 1,124 | 1,124 | 1,124 | 1,124 |
| Установленная мощность - всего | МВт | 20924,0 | 21912,6 | 23671,5 | 24585,4 | 24610,8 | 24621,3 | 24631,8 |
| ГЭС | МВт | 5927,9 | 5941,9 | 5975,8 | 6009,7 | 6035,1 | 6045,6 | 6056,1 |
| АЭС | МВт | 3070,0 | 3070,0 | 4170,0 | 4170,0 | 4170,0 | 4170,0 | 4170,0 |
| ТЭС | МВт | 11774,2 | 12370,0 | 12840,0 | 13670,0 | 13670,0 | 13670,0 | 13670,0 |
| ВИЭ | МВт | 152,0 | 530,8 | 685,8 | 735,8 | 735,8 | 735,8 | 735,8 |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | | | | | | | |
| АЭС | час/год | 6257 | 7821 | 5714 | 6358 | 7457 | 7488 | 7544 |
| ТЭС | час/год | 3852 | 3731 | 3640 | 3424 | 3427 | 3482 | 3518 |
| ВИЭ | час/год | 1788 | 1430 | 1511 | 1527 | 1527 | 1527 | 1527 |

Баланс электрической энергии Средней Волги с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|-------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии | млрд.кВт.ч | 105,429 | 105,776 | 106,300 | 106,564 | 106,927 | 107,257 | 107,350 |
| Экспорт в Казахстан | млрд.кВт.ч | 0,030 | 0,030 | 0,030 | 0,030 | 0,030 | 0,030 | 0,030 |
| Импорт | млрд.кВт.ч | | | | | | | |
| Выдача электрической энергии в смежные ОЭС | млрд.кВт.ч | 11,750 | 2,500 | 6,400 | 8,500 | 9,200 | 7,100 | 4,100 |
| Прием электрической энергии из смежных ОЭС | млрд.кВт.ч | 12,750 | 6,000 | 10,000 | 11,900 | 11,000 | 10,300 | 7,300 |
| Потребность | млрд.кВт.ч | 104,459 | 102,306 | 102,730 | 103,194 | 105,157 | 104,087 | 104,180 |
| Производство электрической энергии - всего | млрд.кВт.ч | 104,459 | 102,306 | 102,730 | 103,194 | 105,157 | 104,087 | 104,180 |
| ГЭС | млрд.кВт.ч | 20,383 | 20,285 | 20,285 | 20,285 | 20,285 | 20,285 | 20,285 |
| АЭС | млрд.кВт.ч | 31,581 | 29,763 | 29,982 | 30,341 | 32,359 | 31,287 | 31,380 |
| ТЭС | млрд.кВт.ч | 52,495 | 52,213 | 52,238 | 52,271 | 52,216 | 52,218 | 52,218 |
| ВИЭ | млрд.кВт.ч | | 0,045 | 0,225 | 0,297 | 0,297 | 0,297 | 0,297 |
| Установленная мощность - всего | МВт | 27252,8 | 27296,3 | 27234,3 | 27310,3 | 27316,8 | 27331,8 | 27346,8 |
| ГЭС | МВт | 6890,0 | 6933,5 | 6966,5 | 7002,5 | 7025,0 | 7040,0 | 7055,0 |
| АЭС | МВт | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 |
| ТЭС | МВт | 16290,8 | 16265,8 | 16075,8 | 16075,8 | 16059,8 | 16059,8 | 16059,8 |
| ВИЭ | МВт | | 25,0 | 120,0 | 160,0 | 160,0 | 160,0 | 160,0 |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | | | | | | | |
| АЭС | час/год | 7756 | 7309 | 7363 | 7451 | 7947 | 7683 | 7706 |
| ТЭС | час/год | 3222 | 3210 | 3249 | 3252 | 3251 | 3251 | 3251 |
| ВИЭ | час/год | | 1800 | 1875 | 1856 | 1856 | 1856 | 1856 |

Баланс электрической энергии ОЭС Урала с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|-------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии в том числе заряд ГАЭС | млрд.кВт.ч | 259,116 | 260,278 | 261,307 | 262,837 | 264,061 | 265,337 | 266,371 |
| Экспорт в Казахстан | млрд.кВт.ч | 0,070 | 0,070 | 0,070 | 0,070 | 0,070 | 0,070 | 0,070 |
| Импорт из Казахстана | млрд.кВт.ч | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| Выдача электрической энергии в смежные ОЭС | млрд.кВт.ч | 3,800 | 1,800 | 1,800 | 1,800 | 1,800 | 1,800 | 1,800 |
| Прием электрической энергии из смежных ОЭС | млрд.кВт.ч | 8,250 | 2,500 | 4,400 | 6,100 | 9,200 | 7,100 | 4,100 |
| Потребность | млрд.кВт.ч | 253,736 | 258,648 | 257,777 | 257,607 | 255,731 | 259,107 | 261,341 |
| Производство электрической энергии - всего | млрд.кВт.ч | 253,736 | 258,648 | 257,777 | 257,607 | 255,731 | 259,107 | 261,341 |
| ГЭС | млрд.кВт.ч | 5,075 | 5,042 | 5,042 | 5,042 | 5,042 | 5,042 | 5,042 |
| АЭС | млрд.кВт.ч | 4,257 | 10,488 | 10,453 | 10,155 | 10,251 | 10,497 | 11,020 |
| ТЭС | млрд.кВт.ч | 244,327 | 242,924 | 241,977 | 241,952 | 239,980 | 243,110 | 244,821 |
| ВИЭ | млрд.кВт.ч | 0,077 | 0,194 | 0,305 | 0,458 | 0,458 | 0,458 | 0,458 |
| Установленная мощность - всего | МВт | 51645,4 | 52091,4 | 53280,4 | 53370,4 | 53431,9 | 53431,9 | 53441,9 |
| ГЭС | МВт | 1857,7 | 1860,7 | 1870,7 | 1870,7 | 1880,7 | 1880,7 | 1890,7 |
| АЭС | МВт | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 |
| ТЭС | МВт | 48260,4 | 48634,4 | 49748,4 | 49748,4 | 49799,9 | 49799,9 | 49799,9 |
| ВИЭ | МВт | 47,2 | 116,2 | 181,2 | 271,2 | 271,2 | 271,2 | 271,2 |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | | | | | | | |
| АЭС | час/год | 2876 | 7086 | 7063 | 6861 | 6926 | 7093 | 7446 |
| ТЭС | час/год | 5063 | 4995 | 4864 | 4864 | 4819 | 4882 | 4916 |
| ВИЭ | час/год | 1633 | 1673 | 1683 | 1688 | 1688 | 1688 | 1688 |

Баланс электрической энергии ОЭС Востока с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|-------------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии | млрд.кВт.ч | 32,052 | 34,746 | 38,191 | 38,914 | 39,703 | 40,021 | 42,054 |
| Экспорт в Китай | млрд.кВт.ч | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 |
| Потребность | млрд.кВт.ч | 35,552 | 38,246 | 41,691 | 42,414 | 43,203 | 43,521 | 45,554 |
| Производство электрической энергии - всего | млрд.кВт.ч | 35,552 | 38,246 | 41,691 | 42,414 | 43,203 | 43,521 | 45,554 |
| ГЭС | млрд.кВт.ч | 10,689 | 13,036 | 15,710 | 16,660 | 16,660 | 16,660 | 16,660 |
| ТЭС | млрд.кВт.ч | 24,863 | 25,210 | 25,981 | 25,754 | 26,543 | 26,861 | 28,894 |
| ВИЭ | млрд.кВт.ч | | | | | | | |
| Установленная мощность - всего | МВт | 9367,0 | 11517,4 | 11517,4 | 11658,4 | 11658,4 | 12433,4 | 12433,4 |
| ГЭС | МВт | 3340,0 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 |
| ТЭС | МВт | 6027,0 | 6899,9 | 6899,9 | 7040,9 | 7040,9 | 7815,9 | 7815,9 |
| ВИЭ | МВт | | | | | | | |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | | | | | | | |
| ТЭС | час/год | 4125 | 3654 | 3765 | 3658 | 3770 | 3437 | 3697 |

Баланс электрической энергии ОЭС Востока для маловодного года с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|-------------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии | млрд.кВт.ч | 32,052 | 34,746 | 38,191 | 38,914 | 39,703 | 40,021 | 42,054 |
| Экспорт в Китай | млрд.кВт.ч | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 |
| Потребность | млрд.кВт.ч | 35,552 | 38,246 | 41,691 | 42,414 | 43,203 | 43,521 | 45,554 |
| Производство электрической энергии - всего | млрд.кВт.ч | 35,552 | 38,246 | 41,691 | 42,414 | 43,203 | 43,521 | 45,554 |
| ГЭС | млрд.кВт.ч | 10,689 | 9,556 | 11,560 | 12,360 | 12,360 | 12,360 | 12,360 |
| ТЭС | млрд.кВт.ч | 24,863 | 28,690 | 30,131 | 30,054 | 30,843 | 31,161 | 33,194 |
| ВИЭ | млрд.кВт.ч | | | | | | | |
| Установленная мощность - всего | МВт | 9367,0 | 11517,4 | 11517,4 | 11658,4 | 11658,4 | 12433,4 | 12433,4 |
| ГЭС | МВт | 3340,0 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 |
| ТЭС | МВт | 6027,0 | 6899,9 | 6899,9 | 7040,9 | 7040,9 | 7815,9 | 7815,9 |
| ВИЭ | МВт | | | | | | | |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | | | | | | | |
| ТЭС | час/год | 4125 | 4158 | 4367 | 4268 | 4381 | 3987 | 4247 |

Приложение №20
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015 – 2021 годы

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015 – 2021 годы. Базовый вариант электропотребления

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Северо-Запада с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015 – 2021 годы. Базовый вариант электропотребления

млрд кВтч

| ОЭС Северо-Запада | 2014 отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|--------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| ПОТРЕБНОСТЬ: | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии ОЭС | 90.770 | 90.321 | 90.789 | 91.175 | 91.666 | 92.047 | 92.495 | 92.910 |
| Покрытие | 102.5 | 102.878 | 103.046 | 104.882 | 106.273 | 106.954 | 107.402 | 105.317 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 35.7 | 37.433 | 38.514 | 40.587 | 43.064 | 43.750 | 44.180 | 42.159 |
| ГЭС | 11.6 | 11.895 | 12.699 | 12.699 | 12.699 | 12.699 | 12.699 | 12.699 |
| ТЭС | 55.2 | 53.546 | 51.829 | 51.592 | 50.506 | 50.501 | 50.519 | 50.455 |
| ВИЭ | 0.0 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.004 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -11.7 | -12.557 | -12.257 | -13.707 | -14.607 | -14.907 | -14.907 | -12.407 |
| ОЭС Архангельской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 7.390 | 7.308 | 7.315 | 7.315 | 7.315 | 7.322 | 7.322 | 7.322 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 6.4 | 6.308 | 6.315 | 6.315 | 6.315 | 6.322 | 6.322 | 6.322 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 6.4 | 6.308 | 6.315 | 6.315 | 6.315 | 6.322 | 6.322 | 6.322 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 1.0 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 |
| ОЭС Калининградской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 4.415 | 4.375 | 4.419 | 4.450 | 4.495 | 4.522 | 4.563 | 4.600 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 6.4 | 6.415 | 4.419 | 4.450 | 4.495 | 4.522 | 4.564 | 4.600 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 0.0 | 0.011 | 0.010 | 0.010 | 0.010 | 0.010 | 0.010 | 0.010 |
| ТЭС | 6.4 | 6.401 | 4.406 | 4.437 | 4.482 | 4.509 | 4.551 | 4.586 |
| ВИЭ | 0.0 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.004 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -2.0 | -2.040 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | -0.001 | 0.000 |
| ОЭС Республики Карелия | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 7.690 | 7.672 | 7.680 | 7.695 | 7.703 | 7.703 | 7.711 | 7.726 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 4.6 | 4.513 | 4.493 | 4.493 | 4.489 | 4.489 | 4.489 | 4.489 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 2.7 | 2.742 | 2.732 | 2.732 | 2.732 | 2.732 | 2.732 | 2.732 |
| ТЭС | 1.9 | 1.771 | 1.761 | 1.761 | 1.757 | 1.757 | 1.757 | 1.757 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 3.1 | 3.159 | 3.187 | 3.202 | 3.214 | 3.214 | 3.222 | 3.237 |
| ОЭС Мурманской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 12.225 | 12.188 | 12.212 | 12.236 | 12.273 | 12.298 | 12.310 | 12.335 |

| ОЭС Северо-Запада | 2014 отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|--|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Покрытие (производство электрической энергии) | 16.4 | 16.667 | 17.393 | 17.394 | 17.393 | 17.394 | 17.394 | 17.394 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 10.4 | 10.556 | 10.499 | 10.500 | 10.499 | 10.500 | 10.500 | 10.500 |
| ГЭС | 5.6 | 5.747 | 6.532 | 6.532 | 6.532 | 6.532 | 6.532 | 6.532 |
| ТЭС | 0.5 | 0.363 | 0.362 | 0.362 | 0.362 | 0.362 | 0.362 | 0.362 |
| ВИЭ | | 0.0004 | 0.0004 | 0.0004 | 0.0004 | 0.0004 | 0.0004 | 0.0004 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -4.2 | -4.479 | -5.181 | -5.158 | -5.120 | -5.096 | -5.084 | -5.059 |
| ЭС Республики Коми | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 8.953 | 8.897 | 8.906 | 8.906 | 8.924 | 8.960 | 8.969 | 8.969 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 9.7 | 9.547 | 9.556 | 9.706 | 9.924 | 9.960 | 9.969 | 9.969 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 9.7 | 9.547 | 9.556 | 9.706 | 9.924 | 9.960 | 9.969 | 9.969 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -0.7 | -0.650 | -0.650 | -0.800 | -1.000 | -1.000 | -1.000 | -1.000 |
| ЭС Ленинградской области и г. Санкт-Петербург | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 43.854 | 43.593 | 43.942 | 44.206 | 44.560 | 44.827 | 45.186 | 45.502 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 56.3 | 57.071 | 58.517 | 60.188 | 61.487 | 62.147 | 62.548 | 60.437 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 25.4 | 26.877 | 28.015 | 30.087 | 32.565 | 33.250 | 33.680 | 31.659 |
| ГЭС | 3.3 | 3.384 | 3.413 | 3.413 | 3.413 | 3.413 | 3.413 | 3.413 |
| ТЭС | 27.7 | 26.810 | 27.089 | 26.688 | 25.509 | 25.484 | 25.455 | 25.365 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -12.5 | -13.478 | -14.575 | -15.982 | -16.927 | -17.320 | -17.362 | -14.935 |
| ЭС Новгородской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 4.081 | 4.125 | 4.150 | 4.187 | 4.212 | 4.229 | 4.246 | 4.259 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 1.5 | 1.213 | 1.224 | 1.210 | 1.141 | 1.131 | 1.130 | 1.128 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 1.5 | 1.213 | 1.224 | 1.210 | 1.141 | 1.131 | 1.130 | 1.128 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 2.5 | 2.912 | 2.926 | 2.977 | 3.071 | 3.098 | 3.116 | 3.131 |
| ЭС Псковской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 2.162 | 2.163 | 2.165 | 2.180 | 2.184 | 2.186 | 2.188 | 2.197 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 1.0 | 1.144 | 1.128 | 1.126 | 1.029 | 0.989 | 0.986 | 0.978 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 0.0 | 0.012 | 0.013 | 0.013 | 0.013 | 0.013 | 0.013 | 0.013 |
| ТЭС | 1.0 | 1.132 | 1.115 | 1.113 | 1.016 | 0.976 | 0.973 | 0.965 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 1.2 | 1.019 | 1.037 | 1.054 | 1.155 | 1.197 | 1.202 | 1.219 |

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Центра с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015 – 2021 годы. **Базовый вариант электропотребления**

млрд.кВтч

| ОЭС Центра | 2014 отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| ПОТРЕБНОСТЬ: | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии ОЭС | 232.930 | 233.398 | 234.628 | 236.152 | 238.293 | 239.438 | 241.207 | 242.981 |
| Покрытие | 239.2 | 239.498 | 233.978 | 238.652 | 241.793 | 240.738 | 241.807 | 243.081 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 94.5 | 95.279 | 88.981 | 94.407 | 101.502 | 104.208 | 103.972 | 105.272 |
| ГЭС | 1.1 | 1.382 | 1.521 | 1.521 | 1.521 | 1.521 | 1.521 | 1.521 |
| ГАЭС | 1.9 | 1.885 | 1.884 | 2.427 | 3.254 | 3.254 | 3.254 | 3.254 |
| ТЭС | 141.8 | 140.925 | 141.484 | 140.189 | 135.408 | 131.647 | 132.952 | 132.926 |
| ВИЭ | 0.0 | 0.027 | 0.108 | 0.108 | 0.108 | 0.108 | 0.108 | 0.108 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -6.3 | -6.100 | 0.650 | -2.500 | -3.500 | -1.300 | -0.600 | -0.100 |
| ЭС Белгородской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 14.906 | 15.015 | 15.060 | 15.075 | 15.165 | 15.059 | 15.195 | 15.332 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 0.8 | 0.875 | 0.349 | 0.349 | 0.348 | 0.348 | 0.348 | 0.348 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 0.8 | 0.848 | 0.322 | 0.322 | 0.321 | 0.321 | 0.321 | 0.321 |
| ВИЭ | | 0.027 | 0.027 | 0.027 | 0.027 | 0.027 | 0.027 | 0.027 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 14.1 | 14.140 | 14.711 | 14.726 | 14.817 | 14.711 | 14.847 | 14.984 |
| ЭС Брянской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 4.509 | 4.527 | 4.536 | 4.541 | 4.546 | 4.587 | 4.619 | 4.651 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 0.0 | 0.053 | 0.053 | 0.053 | 0.053 | 0.053 | 0.053 | 0.053 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 0.0 | 0.053 | 0.053 | 0.053 | 0.053 | 0.053 | 0.053 | 0.053 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 4.5 | 4.474 | 4.483 | 4.488 | 4.493 | 4.534 | 4.566 | 4.598 |
| ЭС Владимирской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 6.904 | 6.959 | 6.979 | 7.000 | 7.028 | 7.028 | 7.028 | 7.042 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 1.9 | 2.078 | 2.157 | 2.111 | 1.993 | 1.924 | 1.949 | 1.949 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 1.9 | 2.078 | 2.157 | 2.111 | 1.993 | 1.924 | 1.949 | 1.949 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 5.0 | 4.881 | 4.822 | 4.889 | 5.035 | 5.104 | 5.079 | 5.093 |
| ЭС Вологодской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 13.532 | 13.533 | 13.574 | 13.601 | 13.615 | 13.629 | 13.643 | 13.684 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 9.1 | 9.638 | 9.786 | 9.725 | 9.503 | 9.386 | 9.428 | 9.427 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 0.1 | 0.095 | 0.127 | 0.127 | 0.127 | 0.127 | 0.127 | 0.127 |
| ТЭС | 9.0 | 9.543 | 9.659 | 9.598 | 9.376 | 9.259 | 9.301 | 9.300 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 4.417 | 3.895 | 3.788 | 3.876 | 4.112 | 4.243 | 4.215 | 4.257 |

| ОЭС Центра | 2014 отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|---------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| ЭС Воронежской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 10.540 | 10.591 | 11.100 | 11.105 | 11.316 | 11.542 | 11.623 | 11.669 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 14.5 | 13.967 | 18.798 | 21.069 | 25.714 | 29.559 | 29.564 | 29.560 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 13.2 | 12.678 | 17.493 | 18.825 | 23.548 | 27.417 | 27.414 | 27.410 |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 1.3 | 1.289 | 1.305 | 2.244 | 2.166 | 2.142 | 2.150 | 2.150 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -4.0 | -3.376 | -7.698 | -9.964 | -14.398 | -18.017 | -17.941 | -17.891 |
| ЭС Ивановской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 3.584 | 3.550 | 3.550 | 3.554 | 3.561 | 3.572 | 3.579 | 3.583 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 1.8 | 1.784 | 1.797 | 1.783 | 1.723 | 1.706 | 1.706 | 1.703 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 1.8 | 1.784 | 1.797 | 1.783 | 1.723 | 1.706 | 1.706 | 1.703 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 1.8 | 1.766 | 1.753 | 1.771 | 1.838 | 1.866 | 1.873 | 1.880 |
| ЭС Калужской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 6.322 | 6.331 | 6.382 | 6.459 | 6.543 | 6.752 | 6.948 | 7.094 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 0.3 | 0.289 | 0.281 | 0.277 | 0.268 | 0.263 | 0.264 | 0.264 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 0.3 | 0.289 | 0.281 | 0.277 | 0.268 | 0.263 | 0.264 | 0.264 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 6.0 | 6.042 | 6.101 | 6.182 | 6.275 | 6.489 | 6.684 | 6.830 |
| ЭС Костромской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 3.617 | 3.573 | 3.577 | 3.584 | 3.595 | 3.606 | 3.610 | 3.614 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 16.5 | 13.953 | 14.129 | 13.925 | 12.959 | 12.475 | 12.645 | 12.642 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 16.5 | 13.953 | 14.129 | 13.925 | 12.959 | 12.475 | 12.645 | 12.642 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -12.9 | -10.380 | -10.552 | -10.341 | -9.364 | -8.869 | -9.035 | -9.028 |
| ЭС Курской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 8.503 | 8.509 | 8.543 | 8.509 | 8.756 | 8.721 | 8.738 | 8.852 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 30.5 | 27.739 | 27.614 | 26.450 | 28.745 | 28.131 | 28.447 | 28.759 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 29.2 | 26.479 | 26.340 | 25.191 | 27.486 | 26.872 | 27.188 | 27.500 |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 1.3 | 1.260 | 1.274 | 1.259 | 1.259 | 1.259 | 1.259 | 1.259 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -22.0 | -19.230 | -19.071 | -17.941 | -19.989 | -19.410 | -19.709 | -19.907 |
| ЭС Липецкой области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 12.105 | 12.227 | 12.227 | 12.251 | 12.300 | 12.337 | 12.374 | 12.386 |

| ОЭС Центра | 2014 отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Покрытие (производство электрической энергии) | 5.1 | 5.037 | 4.677 | 4.681 | 4.673 | 4.669 | 4.670 | 4.670 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 5.1 | 5.037 | 4.596 | 4.600 | 4.592 | 4.588 | 4.589 | 4.589 |
| ВИЭ | | | 0.081 | 0.081 | 0.081 | 0.081 | 0.081 | 0.081 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 7.0 | 7.190 | 7.550 | 7.570 | 7.627 | 7.668 | 7.704 | 7.716 |
| ЭС Московской области и г. Москва | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 103.197 | 103.197 | 104.100 | 105.141 | 106.192 | 107.042 | 108.112 | 108.977 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 72.9 | 74.894 | 76.929 | 76.156 | 73.462 | 71.267 | 72.025 | 72.012 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 0.2 | 0.223 | 0.200 | 0.200 | 0.200 | 0.200 | 0.200 | 0.200 |
| ГАЭС | 1.9 | 1.885 | 1.884 | 2.427 | 3.254 | 3.254 | 3.254 | 3.254 |
| ТЭС | 70.9 | 72.786 | 74.845 | 73.529 | 70.008 | 67.813 | 68.571 | 68.558 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 30.3 | 28.303 | 27.171 | 28.985 | 32.730 | 35.775 | 36.087 | 36.965 |
| ЭС Орловской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 2.798 | 2.810 | 2.810 | 2.810 | 2.813 | 2.821 | 2.832 | 2.843 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 1.2 | 1.774 | 1.159 | 1.140 | 1.065 | 1.025 | 1.039 | 1.039 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 1.2 | 1.774 | 1.159 | 1.140 | 1.065 | 1.025 | 1.039 | 1.039 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 1.6 | 1.036 | 1.651 | 1.670 | 1.748 | 1.796 | 1.793 | 1.804 |
| ЭС Рязанской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 6.629 | 6.548 | 6.555 | 6.588 | 6.614 | 6.634 | 6.647 | 6.654 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 8.4 | 9.186 | 9.250 | 9.127 | 8.607 | 8.340 | 8.434 | 8.432 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 8.4 | 9.186 | 9.250 | 9.127 | 8.607 | 8.340 | 8.434 | 8.432 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -1.7 | -2.638 | -2.695 | -2.539 | -1.993 | -1.706 | -1.787 | -1.778 |
| ЭС Смоленской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 6.304 | 6.328 | 6.153 | 6.230 | 6.380 | 6.265 | 6.284 | 6.410 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 26.7 | 26.387 | 20.431 | 23.440 | 23.224 | 23.038 | 22.928 | 23.125 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 23.7 | 23.232 | 17.210 | 20.364 | 20.393 | 20.335 | 20.180 | 20.377 |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 3.0 | 3.155 | 3.221 | 3.076 | 2.831 | 2.703 | 2.748 | 2.748 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -20.4 | -20.059 | -14.278 | -17.210 | -16.844 | -16.773 | -16.644 | -16.715 |
| ЭС Тамбовской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 3.430 | 3.420 | 3.420 | 3.420 | 3.423 | 3.423 | 3.423 | 3.423 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 1.1 | 0.906 | 0.801 | 0.782 | 0.767 | 0.767 | 0.767 | 0.767 |

| ОЭС Центра | 2014 отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|--|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 1.1 | 0.906 | 0.801 | 0.782 | 0.767 | 0.767 | 0.767 | 0.767 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 2.3 | 2.514 | 2.619 | 2.638 | 2.656 | 2.656 | 2.656 | 2.656 |
| ЭС Тверской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 8.209 | 8.378 | 8.152 | 8.323 | 8.448 | 8.355 | 8.347 | 8.414 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 39.2 | 41.763 | 36.928 | 38.885 | 38.348 | 37.591 | 37.290 | 38.083 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 28.3 | 32.890 | 27.938 | 30.027 | 30.075 | 29.584 | 29.190 | 29.985 |
| ГЭС | 0.0 | 0.009 | 0.008 | 0.008 | 0.008 | 0.008 | 0.008 | 0.008 |
| ТЭС | 10.8 | 8.864 | 8.982 | 8.850 | 8.265 | 7.999 | 8.092 | 8.090 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -31.0 | -33.385 | -28.776 | -30.562 | -29.900 | -29.236 | -28.943 | -29.669 |
| ЭС Тульской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 9.869 | 9.780 | 9.780 | 9.790 | 9.819 | 9.878 | 9.977 | 10.067 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 6.2 | 5.901 | 5.176 | 5.121 | 4.942 | 4.845 | 4.880 | 4.879 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 6.2 | 5.901 | 5.176 | 5.121 | 4.942 | 4.845 | 4.880 | 4.879 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 3.7 | 3.879 | 4.604 | 4.669 | 4.877 | 5.033 | 5.097 | 5.188 |
| ЭС Ярославской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 7.972 | 8.122 | 8.130 | 8.171 | 8.179 | 8.187 | 8.228 | 8.286 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 3.2 | 3.275 | 3.663 | 3.577 | 5.400 | 5.354 | 5.370 | 5.370 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 0.9 | 1.056 | 1.186 | 1.186 | 1.186 | 1.186 | 1.186 | 1.186 |
| ТЭС | 2.3 | 2.219 | 2.477 | 2.391 | 4.214 | 4.168 | 4.184 | 4.184 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 4.8 | 4.847 | 4.467 | 4.594 | 2.779 | 2.833 | 2.858 | 2.916 |

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Средней Волги с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015 – 2021 годы. **Базовый вариант электропотребления**

млрд. кВтч

| ОЭС Средней Волги | 2014 отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| ПОТРЕБНОСТЬ: | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии ОЭС | 106.683 | 105.429 | 105.776 | 106.300 | 106.564 | 106.927 | 107.257 | 107.350 |
| Покрытие | 105.0 | 104.459 | 102.306 | 102.730 | 103.194 | 105.157 | 104.087 | 104.180 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 30.1 | 31.581 | 29.763 | 29.982 | 30.341 | 32.359 | 31.287 | 31.380 |
| ГЭС | 21.2 | 20.383 | 20.285 | 20.285 | 20.285 | 20.285 | 20.285 | 20.285 |
| ТЭС | 53.7 | 52.495 | 52.213 | 52.238 | 52.271 | 52.216 | 52.218 | 52.218 |
| ВИЭ | 0.0 | 0.000 | 0.045 | 0.225 | 0.297 | 0.297 | 0.297 | 0.297 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 1.6 | 0.970 | 3.470 | 3.570 | 3.370 | 1.770 | 3.170 | 3.170 |
| ЭС Республики Марий-Эл | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 2.635 | 2.615 | 2.618 | 2.621 | 2.629 | 2.634 | 2.639 | 2.642 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 1.0 | 0.996 | 0.944 | 0.944 | 0.925 | 0.916 | 0.915 | 0.915 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 1.0 | 0.996 | 0.944 | 0.944 | 0.925 | 0.916 | 0.915 | 0.915 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 1.7 | 1.619 | 1.674 | 1.677 | 1.704 | 1.718 | 1.724 | 1.727 |
| ЭС Республики Мордовия | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 3.464 | 3.257 | 3.257 | 3.260 | 3.267 | 3.270 | 3.273 | 3.273 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 1.7 | 1.500 | 1.431 | 1.443 | 1.445 | 1.443 | 1.442 | 1.442 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 1.7 | 1.500 | 1.431 | 1.443 | 1.445 | 1.443 | 1.442 | 1.442 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 1.8 | 1.757 | 1.826 | 1.817 | 1.822 | 1.827 | 1.831 | 1.831 |
| ЭС Нижегородской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 20.526 | 20.011 | 20.011 | 20.051 | 20.091 | 20.131 | 20.151 | 20.171 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 7.5 | 8.837 | 8.844 | 8.910 | 8.917 | 8.897 | 8.923 | 8.923 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 1.3 | 1.456 | 1.510 | 1.510 | 1.510 | 1.510 | 1.510 | 1.510 |
| ТЭС | 6.2 | 7.381 | 7.334 | 7.400 | 7.407 | 7.387 | 7.413 | 7.413 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 13.0 | 11.174 | 11.167 | 11.141 | 11.174 | 11.234 | 11.228 | 11.248 |
| ЭС Пензенской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 4.973 | 4.973 | 4.983 | 5.008 | 5.013 | 5.013 | 5.013 | 5.013 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 1.3 | 1.236 | 1.229 | 1.237 | 1.238 | 1.237 | 1.236 | 1.236 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 1.3 | 1.236 | 1.229 | 1.237 | 1.238 | 1.237 | 1.236 | 1.236 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 3.7 | 3.737 | 3.754 | 3.771 | 3.775 | 3.776 | 3.777 | 3.777 |
| ЭС Самарской области | | | | | | | | |

| ОЭС Средней Волги | 2014 отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|---------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Потребность (потребление электрической энергии) | 23.901 | 23.748 | 23.724 | 23.866 | 23.866 | 23.890 | 23.914 | 23.938 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 24.3 | 22.722 | 22.479 | 22.723 | 22.771 | 22.738 | 22.723 | 22.722 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 10.5 | 9.780 | 9.600 | 9.600 | 9.600 | 9.600 | 9.600 | 9.600 |
| ТЭС | 13.8 | 12.942 | 12.834 | 13.033 | 13.036 | 13.003 | 12.988 | 12.987 |
| ВИЭ | | | 0.045 | 0.090 | 0.135 | 0.135 | 0.135 | 0.135 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -0.4 | 1.026 | 1.245 | 1.143 | 1.095 | 1.152 | 1.191 | 1.216 |
| ЭС Саратовской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 12.960 | 13.064 | 13.129 | 13.182 | 13.287 | 13.446 | 13.459 | 13.472 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 39.5 | 40.260 | 38.346 | 38.645 | 39.034 | 41.050 | 39.976 | 40.069 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 29.8 | 31.280 | 29.463 | 29.682 | 30.041 | 32.059 | 30.987 | 31.080 |
| ГЭС | 5.6 | 5.431 | 5.400 | 5.400 | 5.400 | 5.400 | 5.400 | 5.400 |
| ТЭС | 4.0 | 3.550 | 3.483 | 3.518 | 3.521 | 3.519 | 3.517 | 3.517 |
| ВИЭ | | | | 0.045 | 0.072 | 0.072 | 0.072 | 0.072 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -26.5 | -27.196 | -25.217 | -25.463 | -25.747 | -27.604 | -26.517 | -26.597 |
| ЭС Республики Татарстан | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 27.120 | 26.959 | 27.283 | 27.501 | 27.584 | 27.694 | 27.943 | 27.971 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 22.1 | 21.984 | 21.967 | 21.636 | 21.654 | 21.668 | 21.654 | 21.654 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 1.9 | 1.619 | 1.675 | 1.675 | 1.675 | 1.675 | 1.675 | 1.675 |
| ТЭС | 20.2 | 20.365 | 20.292 | 19.961 | 19.979 | 19.993 | 19.979 | 19.979 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 5.0 | 4.975 | 5.316 | 5.865 | 5.930 | 6.026 | 6.289 | 6.317 |
| ЭС Ульяновской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 6.010 | 5.902 | 5.920 | 5.950 | 5.956 | 5.968 | 5.974 | 5.974 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 3.1 | 2.618 | 2.615 | 2.766 | 2.768 | 2.767 | 2.775 | 2.775 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 0.3 | 0.301 | 0.300 | 0.300 | 0.300 | 0.300 | 0.300 | 0.300 |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 2.8 | 2.317 | 2.315 | 2.376 | 2.378 | 2.377 | 2.385 | 2.385 |
| ВИЭ | | | | 0.090 | 0.090 | 0.090 | 0.090 | 0.090 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 2.9 | 3.284 | 3.305 | 3.184 | 3.188 | 3.201 | 3.199 | 3.199 |
| ЭС Чувашской Республики | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 5.094 | 4.900 | 4.851 | 4.861 | 4.871 | 4.881 | 4.891 | 4.896 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 4.6 | 4.308 | 4.451 | 4.426 | 4.442 | 4.442 | 4.442 | 4.443 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 1.9 | 2.098 | 2.100 | 2.100 | 2.100 | 2.100 | 2.100 | 2.100 |
| ТЭС | 2.8 | 2.209 | 2.351 | 2.326 | 2.342 | 2.342 | 2.342 | 2.343 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 0.5 | 0.592 | 0.400 | 0.435 | 0.429 | 0.439 | 0.449 | 0.453 |

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

| ОЭС Юга | 2014 отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | | | | | | | | |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 0.7 | 0.676 | 0.687 | 0.701 | 0.714 | 0.735 | 0.753 | 0.767 |
| ЭС Кабардино-Балкарской Республики | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 1.604 | 1.634 | 1.644 | 1.651 | 1.656 | 1.661 | 1.668 | 1.675 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 0.6 | 0.549 | 0.713 | 0.713 | 0.713 | 0.713 | 0.713 | 0.713 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 0.6 | 0.539 | 0.703 | 0.703 | 0.703 | 0.703 | 0.703 | 0.703 |
| ТЭС | 0.0 | 0.010 | 0.010 | 0.010 | 0.010 | 0.010 | 0.010 | 0.010 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 1.0 | 1.085 | 0.931 | 0.938 | 0.943 | 0.948 | 0.955 | 0.962 |
| ЭС Республики Калмыкия | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 0.500 | 0.510 | 0.523 | 0.536 | 0.555 | 0.582 | 0.598 | 0.608 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 0.0 | 0.092 | 0.092 | 0.173 | 0.173 | 0.173 | 0.173 | 0.173 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| ВИЭ | 0.0 | 0.092 | 0.092 | 0.173 | 0.173 | 0.173 | 0.173 | 0.173 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 0.5 | 0.418 | 0.431 | 0.363 | 0.382 | 0.409 | 0.425 | 0.435 |
| ЭС Карачаево-Черкесской Республики | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 1.276 | 1.274 | 1.354 | 1.357 | 1.360 | 1.363 | 1.366 | 1.367 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 0.1 | 0.592 | 0.548 | 0.549 | 0.568 | 0.568 | 0.568 | 0.568 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 0.0 | 0.534 | 0.430 | 0.430 | 0.449 | 0.449 | 0.449 | 0.449 |
| ГАЭС | | | 0.065 | 0.065 | 0.065 | 0.065 | 0.065 | 0.065 |
| ТЭС | 0.1 | 0.057 | 0.053 | 0.054 | 0.054 | 0.054 | 0.054 | 0.054 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 1.2 | 0.682 | 0.807 | 0.808 | 0.792 | 0.795 | 0.798 | 0.799 |
| ЭС Краснодарского края и Республики Адыгея | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 24.750 | 25.300 | 25.806 | 26.116 | 26.456 | 26.694 | 26.908 | 27.150 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 11.7 | 12.566 | 12.019 | 12.357 | 11.528 | 10.980 | 11.209 | 11.426 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 0.3 | 0.319 | 0.377 | 0.377 | 0.377 | 0.377 | 0.377 | 0.377 |
| ТЭС | 11.4 | 12.248 | 11.642 | 11.980 | 11.151 | 10.603 | 10.832 | 11.049 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 13.0 | 12.734 | 13.787 | 13.759 | 14.928 | 15.714 | 15.699 | 15.724 |
| ЭС Республики Крым и г. Севастополя ** | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | | | 2.040 | 5.000 | 7.344 | 7.553 | 7.762 | 7.956 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | | | 1.686 | 1.955 | 4.279 | 4.804 | 4.874 | 4.899 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | | | 1.307 | 1.576 | 3.900 | 4.425 | 4.495 | 4.520 |
| ВИЭ | | | 0.379 | 0.379 | 0.379 | 0.379 | 0.379 | 0.379 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | | | 0.354 | 3.045 | 3.065 | 2.749 | 2.888 | 3.057 |

| ОЭС Юга | 2014 отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|---------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| ЭС Ростовской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 17.850 | 18.172 | 18.535 | 18.554 | 18.665 | 18.908 | 19.059 | 19.135 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 28.9 | 30.630 | 36.326 | 36.136 | 38.722 | 43.247 | 43.401 | 43.612 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 15.7 | 19.209 | 24.009 | 23.829 | 26.514 | 31.094 | 31.223 | 31.460 |
| ГЭС | 0.5 | 0.549 | 0.611 | 0.611 | 0.611 | 0.611 | 0.611 | 0.611 |
| ТЭС | 12.7 | 10.872 | 11.706 | 11.696 | 11.597 | 11.542 | 11.567 | 11.541 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -11.0 | -12.458 | -17.791 | -17.582 | -20.057 | -24.339 | -24.342 | -24.477 |
| ЭС Республики Северная Осетия-Алания | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 2.138 | 2.170 | 2.226 | 2.275 | 2.327 | 2.401 | 2.459 | 2.486 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 0.3 | 0.306 | 0.365 | 0.365 | 0.365 | 0.365 | 0.365 | 0.365 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 0.3 | 0.306 | 0.365 | 0.365 | 0.365 | 0.365 | 0.365 | 0.365 |
| ТЭС | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 1.8 | 1.864 | 1.861 | 1.910 | 1.962 | 2.036 | 2.094 | 2.121 |
| ЭС Ставропольского края | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 9.603 | 9.860 | 9.949 | 10.009 | 10.049 | 10.069 | 10.119 | 10.200 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 18.7 | 15.118 | 14.759 | 14.937 | 14.055 | 13.258 | 13.534 | 13.710 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 1.4 | 1.485 | 1.456 | 1.467 | 1.500 | 1.505 | 1.505 | 1.505 |
| ТЭС | 17.3 | 13.634 | 13.276 | 13.353 | 12.393 | 11.591 | 11.867 | 12.042 |
| ВИЭ | | | 0.027 | 0.117 | 0.162 | 0.162 | 0.162 | 0.162 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -9.1 | -5.258 | -4.810 | -4.928 | -4.006 | -3.189 | -3.415 | -3.510 |

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

** С 2016 года энергосистема Республики Крым и г. Севастополя учитывается в составе ОЭС Юга

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Урала с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015 – 2021 годы. Базовый вариант электропотребления

млрд.кВтч

| ОЭС Урала | 2014 отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|---------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| ПОТРЕБНОСТЬ: | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии ОЭС | 260.670 | 259.116 | 260.278 | 261.307 | 262.837 | 264.061 | 265.337 | 266.371 |
| Покрытие | | | | | | | | |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 4.5 | 4.257 | 10.488 | 10.453 | 10.155 | 10.251 | 10.497 | 11.020 |
| ГЭС | 5.8 | 5.075 | 5.042 | 5.042 | 5.042 | 5.042 | 5.042 | 5.042 |
| ТЭС | 249.4 | 244.327 | 242.924 | 241.977 | 241.952 | 239.980 | 243.110 | 244.821 |
| ВИЭ | 0.0 | 0.077 | 0.194 | 0.305 | 0.458 | 0.458 | 0.458 | 0.458 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 0.9 | 5.380 | 1.630 | 3.530 | 5.230 | 8.330 | 6.230 | 5.030 |
| ЭС Республики Башкортостан | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 26.368 | 26.398 | 26.530 | 26.689 | 26.822 | 26.983 | 27.091 | 27.254 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 22.2 | 20.363 | 19.219 | 19.737 | 19.314 | 18.955 | 19.285 | 19.406 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 0.8 | 0.725 | 0.828 | 0.828 | 0.828 | 0.828 | 0.828 | 0.828 |
| ТЭС | 21.3 | 19.612 | 18.323 | 18.842 | 18.385 | 18.026 | 18.356 | 18.477 |
| ВИЭ | 0.0 | 0.026 | 0.067 | 0.067 | 0.101 | 0.101 | 0.101 | 0.101 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 4.2 | 6.035 | 7.311 | 6.952 | 7.508 | 8.028 | 7.806 | 7.848 |
| ЭС Кировской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 7.508 | 7.366 | 7.366 | 7.373 | 7.380 | 7.387 | 7.402 | 7.417 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 4.8 | 5.405 | 5.167 | 4.782 | 4.705 | 4.612 | 4.692 | 4.726 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 4.8 | 5.405 | 5.167 | 4.782 | 4.705 | 4.612 | 4.692 | 4.726 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 2.7 | 1.961 | 2.199 | 2.592 | 2.676 | 2.775 | 2.710 | 2.691 |
| ЭС Курганской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 4.601 | 4.485 | 4.489 | 4.493 | 4.502 | 4.511 | 4.511 | 4.516 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 3.0 | 2.831 | 2.625 | 2.289 | 2.215 | 2.135 | 2.200 | 2.226 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 3.0 | 2.831 | 2.625 | 2.289 | 2.215 | 2.135 | 2.200 | 2.226 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 1.6 | 1.654 | 1.864 | 2.204 | 2.287 | 2.376 | 2.311 | 2.290 |
| ЭС Оренбургской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 15.625 | 15.702 | 15.702 | 15.733 | 15.764 | 15.796 | 15.812 | 15.828 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 17.4 | 16.448 | 15.569 | 14.257 | 13.929 | 13.670 | 13.944 | 14.046 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 0.1 | 0.074 | 0.075 | 0.075 | 0.075 | 0.075 | 0.075 | 0.075 |
| ТЭС | 17.3 | 16.323 | 15.366 | 13.970 | 13.599 | 13.339 | 13.614 | 13.716 |
| ВИЭ | | 0.051 | 0.128 | 0.213 | 0.255 | 0.255 | 0.255 | 0.255 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -1.7 | -0.746 | 0.133 | 1.476 | 1.835 | 2.126 | 1.868 | 1.782 |

| ОЭС Урала | 2014 отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|---------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| ЭС Пермского края | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 23.561 | 23.374 | 23.561 | 23.820 | 24.130 | 24.178 | 24.251 | 24.324 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 33.8 | 32.011 | 30.512 | 31.612 | 32.036 | 31.404 | 31.891 | 32.066 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 4.9 | 4.255 | 4.119 | 4.119 | 4.119 | 4.119 | 4.119 | 4.119 |
| ТЭС | 28.9 | 27.757 | 26.393 | 27.493 | 27.917 | 27.286 | 27.772 | 27.948 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -10.3 | -8.637 | -6.951 | -7.792 | -7.906 | -7.226 | -7.640 | -7.742 |
| ЭС Свердловской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 43.819 | 43.038 | 43.038 | 43.081 | 43.210 | 43.296 | 43.339 | 43.426 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 46.3 | 44.233 | 48.450 | 50.227 | 50.119 | 49.384 | 50.242 | 50.998 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 4.5 | 4.257 | 10.488 | 10.453 | 10.155 | 10.251 | 10.497 | 11.020 |
| ГЭС | 0.0 | 0.021 | 0.019 | 0.019 | 0.019 | 0.019 | 0.019 | 0.019 |
| ТЭС | 41.7 | 39.955 | 37.943 | 39.755 | 39.945 | 39.114 | 39.726 | 39.959 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -2.4 | -1.195 | -5.412 | -7.146 | -6.909 | -6.088 | -6.903 | -7.572 |
| ЭС Тюменской области, ЯНАО, ХМАО | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 93.529 | 93.540 | 94.288 | 94.759 | 95.517 | 96.281 | 97.148 | 97.731 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 104.8 | 101.300 | 103.300 | 103.759 | 104.517 | 105.281 | 106.148 | 106.998 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 104.8 | 101.300 | 103.300 | 103.759 | 104.517 | 105.281 | 106.148 | 106.998 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -11.2 | -7.760 | -9.012 | -9.000 | -9.000 | -9.000 | -9.000 | -9.267 |
| ЭС Удмуртской Республики | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 9.518 | 9.431 | 9.450 | 9.469 | 9.478 | 9.487 | 9.496 | 9.515 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 3.9 | 3.979 | 3.771 | 3.519 | 3.475 | 3.418 | 3.474 | 3.495 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 3.9 | 3.979 | 3.771 | 3.519 | 3.475 | 3.418 | 3.474 | 3.495 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 5.6 | 5.452 | 5.679 | 5.950 | 6.003 | 6.069 | 6.022 | 6.020 |
| ЭС Челябинской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 36.141 | 35.782 | 35.854 | 35.890 | 36.034 | 36.142 | 36.287 | 36.360 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 23.7 | 27.166 | 30.037 | 27.595 | 27.298 | 26.873 | 27.230 | 27.378 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 23.7 | 27.166 | 30.037 | 27.570 | 27.196 | 26.771 | 27.128 | 27.276 |
| ВИЭ | | | | 0.026 | 0.102 | 0.102 | 0.102 | 0.102 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 12.4 | 8.616 | 5.817 | 8.295 | 8.736 | 9.269 | 9.057 | 8.982 |

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Сибири с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015 – 2021 годы. Базовый вариант электропотребления

млрд.кВтч

| ОЭС Сибири | 2014 отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|---------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| ПОТРЕБНОСТЬ: | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии ОЭС | 204.065 | 204.751 | 207.431 | 209.001 | 210.809 | 212.959 | 213.793 | 214.690 |
| Покрытие | 198.3 | 201.461 | 206.161 | 207.611 | 209.519 | 211.719 | 212.553 | 215.250 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| ГЭС | 94.1 | 94.696 | 108.118 | 108.118 | 108.118 | 108.118 | 108.118 | 108.118 |
| ТЭС | 104.2 | 106.738 | 98.007 | 99.403 | 101.122 | 103.322 | 104.156 | 106.853 |
| ВИЭ | 0.0 | 0.027 | 0.036 | 0.090 | 0.279 | 0.279 | 0.279 | 0.279 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 5.7 | 3.290 | 1.270 | 1.390 | 1.290 | 1.240 | 1.240 | -0.560 |
| ЭС Республики Алтай и Алтайского края | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 10.935 | 10.765 | 10.808 | 10.808 | 10.819 | 10.830 | 10.862 | 10.884 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 6.8 | 6.389 | 5.459 | 5.591 | 5.780 | 5.966 | 6.036 | 6.254 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 6.8 | 6.371 | 5.432 | 5.564 | 5.753 | 5.939 | 6.009 | 6.227 |
| ВИЭ | | 0.018 | 0.027 | 0.027 | 0.027 | 0.027 | 0.027 | 0.027 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 4.2 | 4.376 | 5.349 | 5.217 | 5.039 | 4.864 | 4.826 | 4.630 |
| ЭС Республики Бурятия | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 5.409 | 5.411 | 5.438 | 5.438 | 5.449 | 5.454 | 5.459 | 5.470 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 5.3 | 5.540 | 5.112 | 5.176 | 5.358 | 5.431 | 5.459 | 5.543 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 5.3 | 5.540 | 5.112 | 5.158 | 5.232 | 5.305 | 5.333 | 5.417 |
| ВИЭ | | | | 0.018 | 0.126 | 0.126 | 0.126 | 0.126 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 0.1 | -0.129 | 0.326 | 0.262 | 0.091 | 0.023 | 0.000 | -0.073 |
| ЭС Иркутской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 52.820 | 52.621 | 52.831 | 53.042 | 53.944 | 55.778 | 56.336 | 56.843 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 55.1 | 54.139 | 58.804 | 59.036 | 59.330 | 59.609 | 59.709 | 60.018 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 43.6 | 40.362 | 46.360 | 46.360 | 46.360 | 46.360 | 46.360 | 46.360 |
| ТЭС | 11.5 | 13.777 | 12.444 | 12.676 | 12.943 | 13.222 | 13.322 | 13.631 |
| ВИЭ | | | | 0.027 | 0.027 | 0.027 | 0.027 | 0.027 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -2.3 | -1.518 | -5.973 | -5.994 | -5.386 | -3.831 | -3.373 | -3.175 |
| ЭС Красноярского края | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 41.942 | 43.710 | 45.814 | 46.914 | 47.571 | 47.619 | 47.667 | 47.858 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 54.0 | 59.284 | 64.077 | 64.451 | 64.999 | 65.546 | 65.751 | 66.466 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 28.1 | 31.117 | 35.990 | 35.990 | 35.990 | 35.990 | 35.990 | 35.990 |
| ТЭС | 25.9 | 28.167 | 28.087 | 28.461 | 29.009 | 29.556 | 29.761 | 30.476 |

| ОЭС Сибири | 2014 отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|--|-----------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 4.2 | 4.798 | 5.251 | 5.195 | 5.116 | 5.047 | 5.017 | 4.937 |
| ЭС Республики Хакасская | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 16.509 | 16.633 | 16.650 | 16.650 | 16.650 | 16.650 | 16.650 | 16.700 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 22.4 | 23.246 | 25.648 | 25.668 | 25.698 | 25.729 | 25.740 | 25.775 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 20.4 | 21.273 | 23.850 | 23.850 | 23.850 | 23.850 | 23.850 | 23.850 |
| ТЭС | 2.1 | 1.964 | 1.789 | 1.808 | 1.839 | 1.869 | 1.881 | 1.916 |
| ВИЭ | | 0.009 | 0.009 | 0.009 | 0.009 | 0.009 | 0.009 | 0.009 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -5.9 | -6.613 | -8.998 | -9.018 | -9.048 | -9.079 | -9.090 | -9.075 |
| ЭС Забайкальского края | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 7.835 | 7.719 | 7.765 | 7.788 | 7.850 | 7.905 | 7.984 | 8.008 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 7.4 | 7.439 | 6.669 | 6.293 | 5.935 | 6.038 | 6.077 | 6.201 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 7.4 | 7.439 | 6.669 | 6.275 | 5.863 | 5.966 | 6.005 | 6.129 |
| ВИЭ | | | | 0.018 | 0.072 | 0.072 | 0.072 | 0.072 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 0.4 | 0.280 | 1.096 | 1.495 | 1.915 | 1.867 | 1.907 | 1.807 |

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Востока с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015 – 2021 годы. **Базовый вариант электропотребления**

млрд.кВтч

| ОЭС Востока | 2014 отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| ПОТРЕБНОСТЬ: | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии ОЭС | 31.802 | 32.052 | 34.746 | 38.191 | 38.914 | 39.703 | 40.021 | 42.054 |
| Покрытие | 35.4 | 35.552 | 38.246 | 41.691 | 42.414 | 43.203 | 43.521 | 45.554 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| ГЭС | 12.5 | 10.689 | 13.036 | 15.710 | 16.660 | 16.660 | 16.660 | 16.660 |
| ТЭС | 22.9 | 24.863 | 25.210 | 25.981 | 25.754 | 26.543 | 26.861 | 28.894 |
| ВИЭ | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -3.6 | -3.500 | -3.500 | -3.500 | -3.500 | -3.500 | -3.500 | -3.500 |
| ЭС Амурской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 7.984 | 7.934 | 7.966 | 8.046 | 8.118 | 8.175 | 8.240 | 8.306 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 14.4 | 12.795 | 13.594 | 14.254 | 15.095 | 15.164 | 15.019 | 15.221 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 12.5 | 10.689 | 11.250 | 11.950 | 12.900 | 12.900 | 12.900 | 12.900 |
| ТЭС | 1.9 | 2.106 | 2.344 | 2.304 | 2.195 | 2.264 | 2.119 | 2.321 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -6.4 | -4.861 | -5.628 | -6.208 | -6.977 | -6.989 | -6.779 | -6.915 |
| ЭС Хабаровского края и ЕАО | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 9.606 | 9.710 | 9.720 | 9.739 | 9.758 | 9.924 | 10.003 | 10.083 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 8.1 | 8.626 | 7.710 | 8.189 | 7.850 | 8.078 | 7.837 | 8.344 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 8.1 | 8.626 | 7.710 | 8.189 | 7.850 | 8.078 | 7.837 | 8.344 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 1.5 | 1.084 | 2.010 | 1.550 | 1.908 | 1.846 | 2.166 | 1.739 |
| ЭС Приморского края | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 12.545 | 12.730 | 12.743 | 12.968 | 13.362 | 13.782 | 13.862 | 15.709 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 9.9 | 10.719 | 9.847 | 9.874 | 10.326 | 10.658 | 11.369 | 12.396 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 9.9 | 10.719 | 9.847 | 9.874 | 10.326 | 10.658 | 11.369 | 12.396 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 2.6 | 2.011 | 2.896 | 3.094 | 3.036 | 3.124 | 2.493 | 3.313 |
| ЭС Республики Саха (Якутия) | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 1.667 | 1.678 | 4.317 | 7.438 | 7.676 | 7.822 | 7.916 | 7.956 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 3.0 | 3.411 | 7.095 | 9.374 | 9.143 | 9.302 | 9.297 | 9.592 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | 1.786 | 3.760 | 3.760 | 3.760 | 3.760 | 3.760 |
| ТЭС | 3.0 | 3.411 | 5.309 | 5.614 | 5.383 | 5.542 | 5.537 | 5.833 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -1.3 | -1.733 | -2.778 | -1.936 | -1.467 | -1.480 | -1.381 | -1.636 |

| ОЭС Востока | 2014 отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|-------------|---------------|------|------|------|------|------|------|------|
|-------------|---------------|------|------|------|------|------|------|------|

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

Приложение № 21
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015 – 2021 годы

Перспективные балансы электрической энергии по ОЭС и ЕЭС России с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке на 2015-2021 годы для базового варианта электропотребления

Баланс электрической энергии ЕЭС России с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|-------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии | млрд.кВт.ч | 1012,893 | 1024,963 | 1037,179 | 1047,419 | 1054,696 | 1060,550 | 1067,518 |
| в том числе заряд ГАЭС | млрд.кВт.ч | 2,580 | 2,655 | 3,575 | 4,495 | 4,495 | 4,495 | 4,495 |
| Экспорт | млрд.кВт.ч | 10,747 | 10,457 | 9,887 | 9,997 | 10,047 | 10,057 | 10,057 |
| Импорт | млрд.кВт.ч | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 |
| Потребность | млрд.кВт.ч | 1022,340 | 1034,120 | 1045,766 | 1056,116 | 1063,443 | 1069,307 | 1076,275 |
| Производство электрической энергии - всего | млрд.кВт.ч | 1022,340 | 1034,120 | 1045,766 | 1056,116 | 1063,443 | 1069,307 | 1076,275 |
| ГЭС | млрд.кВт.ч | 165,923 | 183,397 | 186,624 | 188,454 | 188,459 | 188,459 | 188,459 |
| АЭС | млрд.кВт.ч | 187,759 | 191,755 | 199,258 | 211,576 | 221,062 | 217,259 | 217,391 |
| ТЭС | млрд.кВт.ч | 668,225 | 657,771 | 657,877 | 653,577 | 651,335 | 660,854 | 667,690 |
| ВИЭ | млрд.кВт.ч | 0,433 | 1,197 | 2,007 | 2,509 | 2,587 | 2,735 | 2,735 |
| Установленная мощность - всего | МВт | 238218,7 | 241685,8 | 248446,7 | 251243,8 | 251466,4 | 253266,9 | 252906,4 |
| ГЭС | МВт | 48030,1 | 49420,3 | 49974,4 | 50511,5 | 50616,6 | 50652,1 | 50697,6 |
| АЭС | МВт | 27216,0 | 27949,0 | 30219,0 | 29929,0 | 30659,0 | 30914,0 | 30914,0 |
| ТЭС | МВт | 162721,8 | 163528,0 | 167024,7 | 169249,2 | 168562,7 | 170072,7 | 169666,7 |
| ВИЭ | МВт | 250,8 | 788,6 | 1228,6 | 1554,1 | 1628,1 | 1628,1 | 1628,1 |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | | | | | | | |
| АЭС | час/год | 6899 | 6861 | 6594 | 7069 | 7210 | 7028 | 7032 |
| ТЭС | час/год | 4107 | 4022 | 3939 | 3862 | 3864 | 3886 | 3935 |
| ВИЭ | час/год | 1725 | 1519 | 1634 | 1615 | 1589 | 1680 | 1680 |

Баланс электрической энергии ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|-------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии | млрд.кВт.ч | 980,841 | 990,217 | 998,988 | 1008,505 | 1014,993 | 1020,529 | 1025,464 |
| в том числе заряд ГАЭС | млрд.кВт.ч | 2,580 | 2,655 | 3,575 | 4,495 | 4,495 | 4,495 | 4,495 |
| Экспорт | млрд.кВт.ч | 7,247 | 6,957 | 6,387 | 6,497 | 6,547 | 6,557 | 6,557 |
| Импорт | млрд.кВт.ч | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 |
| Потребность | млрд.кВт.ч | 986,788 | 995,874 | 1004,075 | 1013,702 | 1020,240 | 1025,786 | 1030,721 |
| Производство электрической энергии - всего | млрд.кВт.ч | 986,788 | 995,874 | 1004,075 | 1013,702 | 1020,240 | 1025,786 | 1030,721 |
| ГЭС | млрд.кВт.ч | 155,234 | 170,361 | 170,914 | 171,794 | 171,799 | 171,799 | 171,799 |
| АЭС | млрд.кВт.ч | 187,759 | 191,755 | 199,258 | 211,576 | 221,062 | 217,259 | 217,391 |
| ТЭС | млрд.кВт.ч | 643,362 | 632,561 | 631,896 | 627,823 | 624,792 | 633,993 | 638,796 |
| ВИЭ | млрд.кВт.ч | 0,433 | 1,197 | 2,007 | 2,509 | 2,587 | 2,735 | 2,735 |
| Установленная мощность - всего | МВт | 228851,7 | 230293,4 | 236421,0 | 238912,6 | 239096,2 | 240263,7 | 239688,2 |
| ГЭС | МВт | 44690,1 | 44802,8 | 45356,9 | 45894,0 | 45999,1 | 46034,6 | 46080,1 |
| АЭС | МВт | 27216,0 | 27949,0 | 30219,0 | 29929,0 | 30659,0 | 30914,0 | 30914,0 |
| ТЭС | МВт | 156694,8 | 156753,1 | 159616,5 | 161535,5 | 160810,0 | 161687,0 | 161066,0 |
| ВИЭ | МВт | 250,8 | 788,6 | 1228,6 | 1554,1 | 1628,1 | 1628,1 | 1628,1 |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | | | | | | | |
| АЭС | час/год | 6899 | 6861 | 6594 | 7069 | 7210 | 7028 | 7032 |
| ТЭС | час/год | 4106 | 4035 | 3959 | 3887 | 3885 | 3921 | 3966 |
| ВИЭ | час/год | 1725 | 1519 | 1634 | 1615 | 1589 | 1680 | 1680 |

Баланс электрической энергии Европейской части ЕЭС с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|-------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии | млрд.кВт.ч | 776,090 | 782,786 | 789,987 | 797,696 | 802,034 | 806,736 | 810,774 |
| в том числе заряд ГАЭС | млрд.кВт.ч | 2,580 | 2,655 | 3,575 | 4,495 | 4,495 | 4,495 | 4,495 |
| Экспорт | млрд.кВт.ч | 6,737 | 6,427 | 5,977 | 5,987 | 5,987 | 5,997 | 5,997 |
| Импорт | млрд.кВт.ч | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 |
| Выдача электрической энергии в ОЭС Сибири | млрд.кВт.ч | 3,800 | 1,800 | 1,800 | 1,800 | 1,800 | 1,800 | |
| Потребность | млрд.кВт.ч | 785,327 | 789,713 | 796,464 | 804,183 | 808,521 | 813,233 | 815,471 |
| Производство электрической энергии - всего | млрд.кВт.ч | 785,327 | 789,713 | 796,464 | 804,183 | 808,521 | 813,233 | 815,471 |
| ГЭС | млрд.кВт.ч | 60,538 | 62,243 | 62,796 | 63,676 | 63,681 | 63,681 | 63,681 |
| АЭС | млрд.кВт.ч | 187,759 | 191,755 | 199,258 | 211,576 | 221,062 | 217,259 | 217,391 |
| ТЭС | млрд.кВт.ч | 536,624 | 534,554 | 532,493 | 526,701 | 521,470 | 529,837 | 531,943 |
| ВИЭ | млрд.кВт.ч | 0,406 | 1,161 | 1,917 | 2,230 | 2,308 | 2,456 | 2,456 |
| Установленная мощность - всего | МВт | 176960,1 | 178250,6 | 184673,0 | 187001,4 | 186622,8 | 186876,3 | 185656,8 |
| ГЭС | МВт | 19413,7 | 19474,2 | 19986,1 | 20481,0 | 20553,9 | 20584,4 | 20629,9 |
| АЭС | МВт | 27216,0 | 27949,0 | 30219,0 | 29929,0 | 30659,0 | 30914,0 | 30914,0 |
| ТЭС | МВт | 130094,8 | 130059,0 | 133289,5 | 135192,5 | 133937,0 | 133905,0 | 132640,0 |
| ВИЭ | МВт | 235,6 | 768,4 | 1178,4 | 1398,9 | 1472,9 | 1472,9 | 1472,9 |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | | | | | | | |
| АЭС | час/год | 6899 | 6861 | 6594 | 7069 | 7210 | 7028 | 7032 |
| ТЭС | час/год | 4125 | 4110 | 3995 | 3896 | 3893 | 3957 | 4010 |
| ВИЭ | час/год | 1720 | 1511 | 1627 | 1594 | 1567 | 1667 | 1667 |

Баланс электрической энергии ОЭС Юга с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|-------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии | млрд.кВт.ч | 87,826 | 91,315 | 95,053 | 98,336 | 99,561 | 100,440 | 101,162 |
| в том числе заряд ГАЭС | млрд.кВт.ч | | 0,075 | 0,075 | 0,075 | 0,075 | 0,075 | 0,075 |
| Экспорт, всего в т.ч | млрд.кВт.ч | 0,430 | 0,420 | 0,370 | 0,380 | 0,380 | 0,390 | 0,390 |
| в Грузию | млрд.кВт.ч | 0,250 | 0,250 | 0,200 | 0,200 | 0,200 | 0,200 | 0,200 |
| в Южную Осетию | млрд.кВт.ч | 0,140 | 0,140 | 0,140 | 0,150 | 0,150 | 0,150 | 0,150 |
| в Казахстан | млрд.кВт.ч | 0,040 | 0,030 | 0,030 | 0,030 | 0,030 | 0,040 | 0,040 |
| Импорт | млрд.кВт.ч | | | | | | | |
| Прием электрической энергии из смежных ОЭС | млрд.кВт.ч | 3,500 | | 3,000 | 3,500 | | | |
| Потребность | млрд.кВт.ч | 84,756 | 91,735 | 92,423 | 95,216 | 99,941 | 100,830 | 101,552 |
| Производство электрической энергии - всего | млрд.кВт.ч | 84,756 | 91,735 | 92,423 | 95,216 | 99,941 | 100,830 | 101,552 |
| ГЭС | млрд.кВт.ч | 19,918 | 20,812 | 20,822 | 20,875 | 20,880 | 20,880 | 20,880 |
| АЭС | млрд.кВт.ч | 19,209 | 24,009 | 23,829 | 26,514 | 31,094 | 31,223 | 31,460 |
| ТЭС | млрд.кВт.ч | 45,357 | 46,155 | 46,556 | 46,523 | 46,585 | 47,197 | 47,682 |
| ВИЭ | млрд.кВт.ч | 0,272 | 0,759 | 1,216 | 1,304 | 1,382 | 1,530 | 1,530 |
| Установленная мощность - всего | МВт | 20924,0 | 21817,6 | 24086,5 | 24740,9 | 24582,3 | 24772,8 | 24183,3 |
| ГЭС | МВт | 5927,9 | 5941,9 | 5975,8 | 6009,7 | 6035,1 | 6045,6 | 6056,1 |
| АЭС | МВт | 3070,0 | 3070,0 | 4170,0 | 4170,0 | 4170,0 | 4170,0 | 4170,0 |
| ТЭС | МВт | 11774,2 | 12275,0 | 13165,0 | 13695,0 | 13437,0 | 13617,0 | 13017,0 |
| ВИЭ | МВт | 152,0 | 530,8 | 775,8 | 866,3 | 940,3 | 940,3 | 940,3 |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | | | | | | | |
| АЭС | час/год | 6257 | 7821 | 5714 | 6358 | 7457 | 7488 | 7544 |
| ТЭС | час/год | 3852 | 3760 | 3536 | 3397 | 3467 | 3466 | 3663 |
| ВИЭ | час/год | 1788 | 1430 | 1568 | 1505 | 1469 | 1627 | 1627 |

Баланс электрической энергии Средней Волги с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|-------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии | млрд.кВт.ч | 105,429 | 105,776 | 106,300 | 106,564 | 106,927 | 107,257 | 107,350 |
| Экспорт в Казахстан | млрд.кВт.ч | 0,030 | 0,030 | 0,030 | 0,030 | 0,030 | 0,030 | 0,030 |
| Импорт | млрд.кВт.ч | | | | | | | |
| Выдача электрической энергии в смежные ОЭС | млрд.кВт.ч | 11,750 | 1,800 | 5,000 | 7,000 | 8,600 | 3,200 | 1,000 |
| Прием электрической энергии из смежных ОЭС | млрд.кВт.ч | 12,750 | 5,300 | 8,200 | 10,000 | 10,000 | 6,000 | 3,100 |
| Потребность | млрд.кВт.ч | 104,459 | 102,306 | 103,130 | 103,594 | 105,557 | 104,487 | 105,280 |
| Производство электрической энергии - всего | млрд.кВт.ч | 104,459 | 102,306 | 103,130 | 103,594 | 105,557 | 104,487 | 105,280 |
| ГЭС | млрд.кВт.ч | 20,383 | 20,285 | 20,285 | 20,285 | 20,285 | 20,285 | 20,285 |
| АЭС | млрд.кВт.ч | 31,581 | 29,763 | 29,982 | 30,341 | 32,359 | 31,287 | 31,380 |
| ТЭС | млрд.кВт.ч | 52,495 | 52,213 | 52,638 | 52,671 | 52,616 | 52,618 | 53,318 |
| ВИЭ | млрд.кВт.ч | | 0,045 | 0,225 | 0,297 | 0,297 | 0,297 | 0,297 |
| Установленная мощность - всего | МВт | 27197,8 | 27182,3 | 27313,9 | 28289,9 | 28271,4 | 28286,4 | 28301,4 |
| ГЭС | МВт | 6890,0 | 6933,5 | 6966,5 | 7002,5 | 7025,0 | 7040,0 | 7055,0 |
| АЭС | МВт | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 |
| ТЭС | МВт | 16235,8 | 16151,8 | 16155,4 | 17055,4 | 17014,4 | 17014,4 | 17014,4 |
| ВИЭ | МВт | | 25,0 | 120,0 | 160,0 | 160,0 | 160,0 | 160,0 |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | | | | | | | |
| АЭС | час/год | 7756 | 7309 | 7363 | 7451 | 7947 | 7683 | 7706 |
| ТЭС | час/год | 3233 | 3233 | 3258 | 3088 | 3092 | 3093 | 3134 |
| ВИЭ | час/год | | 1800 | 1875 | 1856 | 1856 | 1856 | 1856 |

Баланс электрической энергии ОЭС Урала с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|-------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии в том числе заряд ГАЭС | млрд.кВт.ч | 259,116 | 260,278 | 261,307 | 262,837 | 264,061 | 265,337 | 266,371 |
| Экспорт в Казахстан | млрд.кВт.ч | 0,070 | 0,070 | 0,070 | 0,070 | 0,070 | 0,070 | 0,070 |
| Импорт из Казахстана | млрд.кВт.ч | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| Выдача электрической энергии в смежные ОЭС | млрд.кВт.ч | 3,800 | 1,800 | 1,800 | 1,800 | 1,800 | 1,800 | |
| Прием электрической энергии из смежных ОЭС | млрд.кВт.ч | 8,250 | 1,800 | 3,000 | 4,500 | 8,600 | 3,200 | 1,000 |
| Потребность | млрд.кВт.ч | 253,736 | 259,348 | 259,177 | 259,207 | 256,331 | 263,007 | 264,441 |
| Производство электрической энергии - всего | млрд.кВт.ч | 253,736 | 259,348 | 259,177 | 259,207 | 256,331 | 263,007 | 264,441 |
| ГЭС | млрд.кВт.ч | 5,075 | 5,042 | 5,042 | 5,042 | 5,042 | 5,042 | 5,042 |
| АЭС | млрд.кВт.ч | 4,257 | 10,488 | 10,453 | 10,155 | 10,251 | 10,497 | 11,020 |
| ТЭС | млрд.кВт.ч | 244,301 | 243,573 | 243,318 | 243,493 | 240,521 | 246,951 | 247,862 |
| ВИЭ | млрд.кВт.ч | 0,103 | 0,245 | 0,364 | 0,517 | 0,517 | 0,517 | 0,517 |
| Установленная мощность - всего | МВт | 52047,6 | 53040,5 | 53958,9 | 54243,9 | 54434,4 | 54434,4 | 54519,4 |
| ГЭС | МВт | 1857,7 | 1860,7 | 1870,7 | 1870,7 | 1880,7 | 1880,7 | 1890,7 |
| АЭС | МВт | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 |
| ТЭС | МВт | 48647,6 | 49553,6 | 50392,0 | 50587,0 | 50767,5 | 50767,5 | 50842,5 |
| ВИЭ | МВт | 62,2 | 146,2 | 216,2 | 306,2 | 306,2 | 306,2 | 306,2 |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | | | | | | | |
| АЭС | час/год | 2876 | 7086 | 7063 | 6861 | 6926 | 7093 | 7446 |
| ТЭС | час/год | 5022 | 4915 | 4829 | 4813 | 4738 | 4864 | 4875 |
| ВИЭ | час/год | 1650 | 1679 | 1685 | 1690 | 1690 | 1690 | 1690 |

Баланс электрической энергии ОЭС Востока с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|-------------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии | млрд.кВт.ч | 32,052 | 34,746 | 38,191 | 38,914 | 39,703 | 40,021 | 42,054 |
| Экспорт в Китай | млрд.кВт.ч | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 |
| Потребность | млрд.кВт.ч | 35,552 | 38,246 | 41,691 | 42,414 | 43,203 | 43,521 | 45,554 |
| Производство электрической энергии - всего | млрд.кВт.ч | 35,552 | 38,246 | 41,691 | 42,414 | 43,203 | 43,521 | 45,554 |
| ГЭС | млрд.кВт.ч | 10,689 | 13,036 | 15,710 | 16,660 | 16,660 | 16,660 | 16,660 |
| ТЭС | млрд.кВт.ч | 24,863 | 25,210 | 25,981 | 25,754 | 26,543 | 26,861 | 28,894 |
| ВИЭ | млрд.кВт.ч | | | | | | | |
| Установленная мощность - всего | МВт | 9367,0 | 11392,4 | 12025,7 | 12331,2 | 12370,2 | 13003,2 | 13218,2 |
| ГЭС | МВт | 3340,0 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 |
| ТЭС | МВт | 6027,0 | 6774,9 | 7408,2 | 7713,7 | 7752,7 | 8385,7 | 8600,7 |
| ВИЭ | МВт | | | | | | | |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | | | | | | | |
| ТЭС | час/год | 4125 | 3721 | 3507 | 3339 | 3424 | 3203 | 3360 |

Баланс электрической энергии ОЭС Востока для маловодного года с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|-------------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии | млрд.кВт.ч | 32,052 | 34,746 | 38,191 | 38,914 | 39,703 | 40,021 | 42,054 |
| Экспорт в Китай | млрд.кВт.ч | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 |
| Потребность | млрд.кВт.ч | 35,552 | 38,246 | 41,691 | 42,414 | 43,203 | 43,521 | 45,554 |
| Производство электрической энергии - всего | млрд.кВт.ч | 35,552 | 38,246 | 41,691 | 42,414 | 43,203 | 43,521 | 45,554 |
| ГЭС | млрд.кВт.ч | 10,689 | 9,556 | 11,560 | 12,360 | 12,360 | 12,360 | 12,360 |
| ТЭС | млрд.кВт.ч | 24,863 | 28,690 | 30,131 | 30,054 | 30,843 | 31,161 | 33,194 |
| ВИЭ | млрд.кВт.ч | | | | | | | |
| Установленная мощность - всего | МВт | 9367,0 | 11392,4 | 12025,7 | 12331,2 | 12370,2 | 13003,2 | 13218,2 |
| ГЭС | МВт | 3340,0 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 |
| ТЭС | МВт | 6027,0 | 6774,9 | 7408,2 | 7713,7 | 7752,7 | 8385,7 | 8600,7 |
| ВИЭ | МВт | | | | | | | |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | | | | | | | |
| ТЭС | час/год | 4125 | 4235 | 4067 | 3896 | 3978 | 3716 | 3859 |

Приложение № 22
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015 – 2021 годы

Перспективные балансы электрической энергии по ОЭС и ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015-2021 годы для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

Баланс электрической энергии ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|-------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии | млрд.кВт.ч | 1012,893 | 1041,675 | 1059,859 | 1077,736 | 1090,427 | 1100,167 | 1108,666 |
| в том числе заряд ГАЭС | млрд.кВт.ч | 2,580 | 2,655 | 3,575 | 4,495 | 4,495 | 4,495 | 4,495 |
| Экспорт | млрд.кВт.ч | 10,747 | 10,457 | 9,887 | 9,997 | 10,047 | 10,057 | 10,057 |
| Импорт | млрд.кВт.ч | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 |
| Потребность | млрд.кВт.ч | 1022,340 | 1050,832 | 1068,446 | 1086,433 | 1099,174 | 1108,924 | 1117,423 |
| Производство электрической энергии - всего | млрд.кВт.ч | 1022,340 | 1050,832 | 1068,446 | 1086,433 | 1099,174 | 1108,924 | 1117,423 |
| ГЭС | млрд.кВт.ч | 165,923 | 183,397 | 186,624 | 188,454 | 188,459 | 188,459 | 188,459 |
| АЭС | млрд.кВт.ч | 187,759 | 191,755 | 199,258 | 211,576 | 221,662 | 221,159 | 221,291 |
| ТЭС | млрд.кВт.ч | 668,251 | 674,534 | 680,796 | 684,133 | 686,783 | 697,036 | 705,403 |
| ВИЭ | млрд.кВт.ч | 0,407 | 1,146 | 1,768 | 2,270 | 2,270 | 2,270 | 2,270 |
| Установленная мощность - всего | МВт | 238052,8 | 241558,0 | 246260,1 | 248179,2 | 249484,8 | 249250,3 | 249295,8 |
| ГЭС | МВт | 48030,1 | 49420,3 | 49969,4 | 50501,5 | 50601,6 | 50632,1 | 50677,6 |
| АЭС | МВт | 27216,0 | 27949,0 | 30219,0 | 30369,0 | 31539,0 | 30539,0 | 30539,0 |
| ТЭС | МВт | 162570,9 | 163430,1 | 164968,1 | 165920,1 | 165955,6 | 166690,6 | 166690,6 |
| ВИЭ | МВт | 235,8 | 758,6 | 1103,6 | 1388,6 | 1388,6 | 1388,6 | 1388,6 |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | | | | | | | |
| АЭС | час/год | 6899 | 6861 | 6594 | 6967 | 7028 | 7242 | 7246 |
| ТЭС | час/год | 4111 | 4127 | 4127 | 4123 | 4138 | 4182 | 4232 |
| ВИЭ | час/год | 1727 | 1511 | 1603 | 1635 | 1635 | 1635 | 1635 |

Баланс электрической энергии ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|-------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии | млрд.кВт.ч | 980,841 | 1005,832 | 1020,094 | 1036,190 | 1046,984 | 1055,048 | 1062,985 |
| в том числе заряд ГАЭС | млрд.кВт.ч | 2,580 | 2,655 | 3,575 | 4,495 | 4,495 | 4,495 | 4,495 |
| Экспорт | млрд.кВт.ч | 7,247 | 6,957 | 6,387 | 6,497 | 6,547 | 6,557 | 6,557 |
| Импорт | млрд.кВт.ч | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 |
| Потребность | млрд.кВт.ч | 986,788 | 1011,489 | 1025,181 | 1041,387 | 1052,231 | 1060,305 | 1068,242 |
| Производство электрической энергии - всего | млрд.кВт.ч | 986,788 | 1011,489 | 1025,181 | 1041,387 | 1052,231 | 1060,305 | 1068,242 |
| ГЭС | млрд.кВт.ч | 155,234 | 170,361 | 170,914 | 171,794 | 171,799 | 171,799 | 171,799 |
| АЭС | млрд.кВт.ч | 187,759 | 191,755 | 199,258 | 211,576 | 221,662 | 221,159 | 221,291 |
| ТЭС | млрд.кВт.ч | 643,388 | 648,227 | 653,241 | 655,747 | 656,500 | 665,077 | 672,882 |
| ВИЭ | млрд.кВт.ч | 0,407 | 1,146 | 1,768 | 2,270 | 2,270 | 2,270 | 2,270 |
| Установленная мощность - всего | МВт | 228685,8 | 230040,5 | 234742,7 | 236520,8 | 237826,4 | 236816,9 | 236862,4 |
| ГЭС | МВт | 44690,1 | 44802,8 | 45351,9 | 45884,0 | 45984,1 | 46014,6 | 46060,1 |
| АЭС | МВт | 27216,0 | 27949,0 | 30219,0 | 30369,0 | 31539,0 | 30539,0 | 30539,0 |
| ТЭС | МВт | 156543,9 | 156530,2 | 158068,2 | 158879,2 | 158914,7 | 158874,7 | 158874,7 |
| ВИЭ | МВт | 235,8 | 758,6 | 1103,6 | 1388,6 | 1388,6 | 1388,6 | 1388,6 |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | | | | | | | |
| АЭС | час/год | 6899 | 6861 | 6594 | 6967 | 7028 | 7242 | 7246 |
| ТЭС | час/год | 4110 | 4141 | 4133 | 4127 | 4131 | 4186 | 4235 |
| ВИЭ | час/год | 1727 | 1511 | 1603 | 1635 | 1635 | 1635 | 1635 |

Баланс электрической энергии Европейской части ЕЭС с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|-------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии | млрд.кВт.ч | 776,090 | 795,421 | 806,859 | 817,868 | 825,050 | 831,949 | 838,368 |
| в том числе заряд ГАЭС | млрд.кВт.ч | 2,580 | 2,655 | 3,575 | 4,495 | 4,495 | 4,495 | 4,495 |
| Экспорт | млрд.кВт.ч | 6,737 | 6,427 | 5,977 | 5,987 | 5,987 | 5,997 | 5,997 |
| Импорт | млрд.кВт.ч | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 |
| Выдача электрической энергии в ОЭС Сибири | млрд.кВт.ч | 3,800 | 1,800 | 1,800 | 1,800 | 1,800 | 1,800 | |
| Потребность | млрд.кВт.ч | 785,327 | 802,348 | 813,336 | 824,355 | 831,537 | 838,446 | 843,065 |
| Производство электрической энергии - всего | млрд.кВт.ч | 785,327 | 802,348 | 813,336 | 824,355 | 831,537 | 838,446 | 843,065 |
| ГЭС | млрд.кВт.ч | 60,538 | 62,243 | 62,796 | 63,676 | 63,681 | 63,681 | 63,681 |
| АЭС | млрд.кВт.ч | 187,759 | 191,755 | 199,258 | 211,576 | 221,662 | 221,159 | 221,291 |
| ТЭС | млрд.кВт.ч | 536,650 | 547,240 | 549,604 | 547,112 | 544,203 | 551,615 | 556,102 |
| ВИЭ | млрд.кВт.ч | 0,380 | 1,110 | 1,678 | 1,991 | 1,991 | 1,991 | 1,991 |
| Установленная мощность - всего | МВт | 176849,9 | 178027,4 | 182804,3 | 184589,3 | 185862,7 | 184848,2 | 184893,7 |
| ГЭС | МВт | 19413,7 | 19474,2 | 19981,1 | 20471,0 | 20538,9 | 20564,4 | 20609,9 |
| АЭС | МВт | 27216,0 | 27949,0 | 30219,0 | 30369,0 | 31539,0 | 30539,0 | 30539,0 |
| ТЭС | МВт | 129999,6 | 129865,9 | 131550,9 | 132515,9 | 132551,4 | 132511,4 | 132511,4 |
| ВИЭ | МВт | 220,6 | 738,4 | 1053,4 | 1233,4 | 1233,4 | 1233,4 | 1233,4 |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | | | | | | | |
| АЭС | час/год | 6899 | 6861 | 6594 | 6967 | 7028 | 7242 | 7246 |
| ТЭС | час/год | 4128 | 4214 | 4178 | 4129 | 4106 | 4163 | 4197 |
| ВИЭ | час/год | 1722 | 1504 | 1593 | 1614 | 1614 | 1614 | 1614 |

Баланс электрической энергии ОЭС Юга с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|-------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии | млрд.кВт.ч | 87,826 | 92,443 | 97,624 | 101,728 | 103,829 | 105,359 | 106,768 |
| в том числе заряд ГАЭС | млрд.кВт.ч | | 0,075 | 0,075 | 0,075 | 0,075 | 0,075 | 0,075 |
| Экспорт, всего в т.ч | млрд.кВт.ч | 0,430 | 0,420 | 0,370 | 0,380 | 0,380 | 0,390 | 0,390 |
| в Грузию | млрд.кВт.ч | 0,250 | 0,250 | 0,200 | 0,200 | 0,200 | 0,200 | 0,200 |
| в Южную Осетию | млрд.кВт.ч | 0,140 | 0,140 | 0,140 | 0,150 | 0,150 | 0,150 | 0,150 |
| в Казахстан | млрд.кВт.ч | 0,040 | 0,030 | 0,030 | 0,030 | 0,030 | 0,040 | 0,040 |
| Импорт | млрд.кВт.ч | | | | | | | |
| Прием электрической энергии из смежных ОЭС | млрд.кВт.ч | 3,500 | | 2,500 | 2,500 | | | |
| Потребность | млрд.кВт.ч | 84,756 | 92,863 | 95,494 | 99,608 | 104,209 | 105,749 | 107,158 |
| Производство электрической энергии - всего | млрд.кВт.ч | 84,756 | 92,863 | 95,494 | 99,608 | 104,209 | 105,749 | 107,158 |
| ГЭС | млрд.кВт.ч | 19,918 | 20,812 | 20,822 | 20,875 | 20,880 | 20,880 | 20,880 |
| АЭС | млрд.кВт.ч | 19,209 | 24,009 | 23,829 | 26,514 | 31,094 | 31,223 | 31,460 |
| ТЭС | млрд.кВт.ч | 45,357 | 47,283 | 49,807 | 51,095 | 51,111 | 52,522 | 53,694 |
| ВИЭ | млрд.кВт.ч | 0,272 | 0,759 | 1,036 | 1,124 | 1,124 | 1,124 | 1,124 |
| Установленная мощность - всего | МВт | 20924,0 | 21912,6 | 23671,5 | 24585,4 | 24610,8 | 24621,3 | 24631,8 |
| ГЭС | МВт | 5927,9 | 5941,9 | 5975,8 | 6009,7 | 6035,1 | 6045,6 | 6056,1 |
| АЭС | МВт | 3070,0 | 3070,0 | 4170,0 | 4170,0 | 4170,0 | 4170,0 | 4170,0 |
| ТЭС | МВт | 11774,2 | 12370,0 | 12840,0 | 13670,0 | 13670,0 | 13670,0 | 13670,0 |
| ВИЭ | МВт | 152,0 | 530,8 | 685,8 | 735,8 | 735,8 | 735,8 | 735,8 |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | | | | | | | |
| АЭС | час/год | 6257 | 7821 | 5714 | 6358 | 7457 | 7488 | 7544 |
| ТЭС | час/год | 3852 | 3822 | 3879 | 3738 | 3739 | 3842 | 3928 |
| ВИЭ | час/год | 1788 | 1430 | 1511 | 1527 | 1527 | 1527 | 1527 |

Баланс электрической энергии Средней Волги с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|-------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии | млрд.кВт.ч | 105,429 | 108,405 | 108,937 | 109,476 | 110,123 | 110,753 | 111,118 |
| Экспорт в Казахстан | млрд.кВт.ч | 0,030 | 0,030 | 0,030 | 0,030 | 0,030 | 0,030 | 0,030 |
| Импорт | млрд.кВт.ч | | | | | | | |
| Выдача электрической энергии в смежные ОЭС | млрд.кВт.ч | 11,750 | | 3,700 | 7,500 | 8,000 | 5,300 | 1,500 |
| Прием электрической энергии из смежных ОЭС | млрд.кВт.ч | 12,750 | 5,000 | 8,700 | 12,300 | 11,400 | 10,400 | 6,800 |
| Потребность | млрд.кВт.ч | 104,459 | 103,435 | 103,967 | 104,706 | 106,753 | 105,683 | 105,848 |
| Производство электрической энергии - всего | млрд.кВт.ч | 104,459 | 103,435 | 103,967 | 104,706 | 106,753 | 105,683 | 105,848 |
| ГЭС | млрд.кВт.ч | 20,383 | 20,285 | 20,285 | 20,285 | 20,285 | 20,285 | 20,285 |
| АЭС | млрд.кВт.ч | 31,581 | 29,763 | 29,982 | 30,341 | 32,359 | 31,287 | 31,380 |
| ТЭС | млрд.кВт.ч | 52,495 | 53,342 | 53,475 | 53,783 | 53,812 | 53,814 | 53,886 |
| ВИЭ | млрд.кВт.ч | | 0,045 | 0,225 | 0,297 | 0,297 | 0,297 | 0,297 |
| Установленная мощность - всего | МВт | 27252,8 | 27296,3 | 27234,3 | 27310,3 | 27316,8 | 27331,8 | 27346,8 |
| ГЭС | МВт | 6890,0 | 6933,5 | 6966,5 | 7002,5 | 7025,0 | 7040,0 | 7055,0 |
| АЭС | МВт | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 |
| ТЭС | МВт | 16290,8 | 16265,8 | 16075,8 | 16075,8 | 16059,8 | 16059,8 | 16059,8 |
| ВИЭ | МВт | | 25,0 | 120,0 | 160,0 | 160,0 | 160,0 | 160,0 |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | | | | | | | |
| АЭС | час/год | 7756 | 7309 | 7363 | 7451 | 7947 | 7683 | 7706 |
| ТЭС | час/год | 3222 | 3279 | 3326 | 3346 | 3351 | 3351 | 3355 |
| ВИЭ | час/год | | 1800 | 1875 | 1856 | 1856 | 1856 | 1856 |

Баланс электрической энергии ОЭС Урала с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|-------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии в том числе заряд ГАЭС | млрд.кВт.ч | 259,116 | 264,854 | 266,975 | 269,254 | 270,891 | 272,781 | 274,531 |
| Экспорт в Казахстан | млрд.кВт.ч | 0,070 | 0,070 | 0,070 | 0,070 | 0,070 | 0,070 | 0,070 |
| Импорт из Казахстана | млрд.кВт.ч | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| Выдача электрической энергии в смежные ОЭС | млрд.кВт.ч | 3,800 | 1,800 | 1,800 | 1,800 | 1,800 | 1,800 | |
| Прием электрической энергии из смежных ОЭС | млрд.кВт.ч | 8,250 | | 1,200 | 5,000 | 8,000 | 5,300 | 1,500 |
| Потребность | млрд.кВт.ч | 253,736 | 265,724 | 266,645 | 265,124 | 263,761 | 268,351 | 272,101 |
| Производство электрической энергии - всего | млрд.кВт.ч | 253,736 | 265,724 | 266,645 | 265,124 | 263,761 | 268,351 | 272,101 |
| ГЭС | млрд.кВт.ч | 5,075 | 5,042 | 5,042 | 5,042 | 5,042 | 5,042 | 5,042 |
| АЭС | млрд.кВт.ч | 4,257 | 10,488 | 10,453 | 10,155 | 10,251 | 10,497 | 11,020 |
| ТЭС | млрд.кВт.ч | 244,327 | 250,000 | 250,845 | 249,469 | 248,010 | 252,354 | 255,581 |
| ВИЭ | млрд.кВт.ч | 0,077 | 0,194 | 0,305 | 0,458 | 0,458 | 0,458 | 0,458 |
| Установленная мощность - всего | МВт | 51645,4 | 52091,4 | 53280,4 | 53370,4 | 53431,9 | 53431,9 | 53441,9 |
| ГЭС | МВт | 1857,7 | 1860,7 | 1870,7 | 1870,7 | 1880,7 | 1880,7 | 1890,7 |
| АЭС | МВт | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 |
| ТЭС | МВт | 48260,4 | 48634,4 | 49748,4 | 49748,4 | 49799,9 | 49799,9 | 49799,9 |
| ВИЭ | МВт | 47,2 | 116,2 | 181,2 | 271,2 | 271,2 | 271,2 | 271,2 |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | | | | | | | |
| АЭС | час/год | 2876 | 7086 | 7063 | 6861 | 6926 | 7093 | 7446 |
| ТЭС | час/год | 5063 | 5140 | 5042 | 5015 | 4980 | 5067 | 5132 |
| ВИЭ | час/год | 1633 | 1673 | 1683 | 1688 | 1688 | 1688 | 1688 |

Баланс электрической энергии ОЭС Востока с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|-------------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии | млрд.кВт.ч | 32,052 | 35,843 | 39,765 | 41,546 | 43,443 | 45,119 | 45,681 |
| Экспорт в Китай | млрд.кВт.ч | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 |
| Потребность | млрд.кВт.ч | 35,552 | 39,343 | 43,265 | 45,046 | 46,943 | 48,619 | 49,181 |
| Производство электрической энергии - всего | млрд.кВт.ч | 35,552 | 39,343 | 43,265 | 45,046 | 46,943 | 48,619 | 49,181 |
| ГЭС | млрд.кВт.ч | 10,689 | 13,036 | 15,710 | 16,660 | 16,660 | 16,660 | 16,660 |
| ТЭС | млрд.кВт.ч | 24,863 | 26,307 | 27,555 | 28,386 | 30,283 | 31,959 | 32,521 |
| ВИЭ | млрд.кВт.ч | | | | | | | |
| Установленная мощность - всего | МВт | 9367,0 | 11517,4 | 11517,4 | 11658,4 | 11658,4 | 12433,4 | 12433,4 |
| ГЭС | МВт | 3340,0 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 |
| ТЭС | МВт | 6027,0 | 6899,9 | 6899,9 | 7040,9 | 7040,9 | 7815,9 | 7815,9 |
| ВИЭ | МВт | | | | | | | |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | | | | | | | |
| ТЭС | час/год | 4125 | 3813 | 3994 | 4032 | 4301 | 4089 | 4161 |

Баланс электрической энергии ОЭС Востока для маловодного года с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|-------------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии | млрд.кВт.ч | 32,052 | 35,843 | 39,765 | 41,546 | 43,443 | 45,119 | 45,681 |
| Экспорт в Китай | млрд.кВт.ч | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 |
| Потребность | млрд.кВт.ч | 35,552 | 39,343 | 43,265 | 45,046 | 46,943 | 48,619 | 49,181 |
| Производство электрической энергии - всего | млрд.кВт.ч | 35,552 | 39,343 | 43,265 | 45,046 | 46,943 | 48,619 | 49,181 |
| ГЭС | млрд.кВт.ч | 10,689 | 9,556 | 11,560 | 12,360 | 12,360 | 12,360 | 12,360 |
| ТЭС | млрд.кВт.ч | 24,863 | 29,787 | 31,705 | 32,686 | 34,583 | 36,259 | 36,821 |
| ВИЭ | млрд.кВт.ч | | | | | | | |
| Установленная мощность - всего | МВт | 9367,0 | 11517,4 | 11517,4 | 11658,4 | 11658,4 | 12433,4 | 12433,4 |
| ГЭС | МВт | 3340,0 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 |
| ТЭС | МВт | 6027,0 | 6899,9 | 6899,9 | 7040,9 | 7040,9 | 7815,9 | 7815,9 |
| ВИЭ | МВт | | | | | | | |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | | | | | | | |
| ТЭС | час/год | 4125 | 4317 | 4595 | 4642 | 4912 | 4639 | 4711 |

Приложение №23
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015 – 2021 годы

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015 – 2021 годы для умеренно-оптимистического варианта электропотребления

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Северо-Запада с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015 – 2021 годы. Умеренно-оптимистичный вариант электропотребления

млрд.кВтч

| ОЭС Северо-Запада | 2014 отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|-------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| ПОТРЕБНОСТЬ: | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии ОЭС | 90.770 | 90.321 | 92.166 | 92.924 | 93.746 | 94.805 | 95.471 | 96.050 |
| Покрытие | 102.5 | 102.878 | 104.423 | 106.131 | 107.853 | 108.512 | 109.578 | 107.557 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 35.7 | 37.433 | 38.514 | 40.587 | 43.064 | 43.750 | 44.180 | 42.159 |
| ГЭС | 11.6 | 11.895 | 12.699 | 12.699 | 12.699 | 12.699 | 12.699 | 12.699 |
| ТЭС | 55.2 | 53.546 | 53.206 | 52.841 | 52.086 | 52.059 | 52.695 | 52.695 |
| ВИЭ | 0.0 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.004 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -11.7 | -12.557 | -12.257 | -13.207 | -14.107 | -13.707 | -14.107 | -11.507 |
| ОЭС Архангельской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 7.390 | 7.308 | 7.473 | 7.482 | 7.493 | 7.502 | 7.512 | 7.522 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 6.4 | 6.308 | 6.480 | 6.482 | 6.493 | 6.502 | 6.512 | 6.522 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 6.4 | 6.308 | 6.480 | 6.482 | 6.493 | 6.502 | 6.512 | 6.522 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 1.0 | 1.000 | 0.993 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 |
| ОЭС Калининградской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 4.415 | 4.375 | 4.516 | 4.557 | 4.750 | 4.847 | 4.933 | 5.009 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 6.4 | 6.415 | 4.516 | 4.557 | 4.750 | 4.847 | 4.934 | 5.009 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 0.0 | 0.011 | 0.010 | 0.010 | 0.010 | 0.010 | 0.010 | 0.010 |
| ТЭС | 6.4 | 6.401 | 4.503 | 4.544 | 4.737 | 4.834 | 4.920 | 4.996 |
| ВИЭ | 0.0 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.004 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -2.0 | -2.040 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | -0.001 | 0.000 |
| ОЭС Республики Карелия | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 7.690 | 7.672 | 7.730 | 7.749 | 7.769 | 7.788 | 7.808 | 7.828 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 4.6 | 4.513 | 4.503 | 4.503 | 4.503 | 4.503 | 4.503 | 4.503 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 2.7 | 2.742 | 2.732 | 2.732 | 2.732 | 2.732 | 2.732 | 2.732 |
| ТЭС | 1.9 | 1.771 | 1.771 | 1.771 | 1.771 | 1.771 | 1.771 | 1.771 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 3.1 | 3.159 | 3.227 | 3.246 | 3.266 | 3.285 | 3.305 | 3.325 |
| ОЭС Мурманской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 12.225 | 12.188 | 12.327 | 12.344 | 12.414 | 12.444 | 12.452 | 12.460 |

| ОЭС Северо-Запада | 2014 отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|--|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Покрытие (производство электрической энергии) | 16.4 | 16.667 | 17.394 | 17.395 | 17.394 | 17.395 | 17.397 | 17.397 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 10.4 | 10.556 | 10.499 | 10.500 | 10.499 | 10.500 | 10.500 | 10.500 |
| ГЭС | 5.6 | 5.747 | 6.532 | 6.532 | 6.532 | 6.532 | 6.532 | 6.532 |
| ТЭС | 0.5 | 0.363 | 0.363 | 0.363 | 0.363 | 0.363 | 0.365 | 0.365 |
| ВИЭ | | 0.0004 | 0.0004 | 0.0004 | 0.0004 | 0.0004 | 0.0004 | 0.0004 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -4.2 | -4.479 | -5.067 | -5.051 | -4.980 | -4.951 | -4.945 | -4.937 |
| ЭС Республики Коми | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 8.953 | 8.897 | 9.044 | 9.100 | 9.227 | 9.355 | 9.416 | 9.448 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 9.7 | 9.547 | 9.700 | 9.900 | 10.227 | 10.355 | 10.416 | 10.448 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 9.7 | 9.547 | 9.700 | 9.900 | 10.227 | 10.355 | 10.416 | 10.448 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -0.7 | -0.650 | -0.656 | -0.800 | -1.000 | -1.000 | -1.000 | -1.000 |
| ЭС Ленинградской области и г. Санкт-Петербург | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 43.854 | 43.593 | 44.656 | 45.139 | 45.515 | 46.261 | 46.710 | 47.112 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 56.3 | 57.071 | 59.133 | 60.607 | 61.908 | 62.379 | 63.282 | 61.153 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 25.4 | 26.877 | 28.015 | 30.087 | 32.565 | 33.250 | 33.680 | 31.659 |
| ГЭС | 3.3 | 3.384 | 3.413 | 3.413 | 3.413 | 3.413 | 3.413 | 3.413 |
| ТЭС | 27.7 | 26.810 | 27.705 | 27.107 | 25.930 | 25.716 | 26.189 | 26.081 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -12.5 | -13.478 | -14.477 | -15.468 | -16.393 | -16.118 | -16.572 | -14.041 |
| ЭС Новгородской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 4.081 | 4.125 | 4.204 | 4.323 | 4.334 | 4.351 | 4.368 | 4.385 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 1.5 | 1.213 | 1.562 | 1.550 | 1.529 | 1.522 | 1.529 | 1.527 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 1.5 | 1.213 | 1.562 | 1.550 | 1.529 | 1.522 | 1.529 | 1.527 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 2.5 | 2.912 | 2.642 | 2.773 | 2.805 | 2.829 | 2.839 | 2.858 |
| ЭС Псковской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 2.162 | 2.163 | 2.216 | 2.230 | 2.244 | 2.257 | 2.272 | 2.286 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 1.0 | 1.144 | 1.134 | 1.136 | 1.049 | 1.009 | 1.005 | 0.998 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 0.0 | 0.012 | 0.013 | 0.013 | 0.013 | 0.013 | 0.013 | 0.013 |
| ТЭС | 1.0 | 1.132 | 1.121 | 1.123 | 1.036 | 0.996 | 0.992 | 0.985 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 1.2 | 1.019 | 1.082 | 1.094 | 1.195 | 1.248 | 1.267 | 1.288 |

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Центра с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015 – 2021 годы. Умеренно-оптимистичный вариант электропотребления

млрд. кВтч

| ОЭС Центра | 2014 отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| ПОТРЕБНОСТЬ: | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии ОЭС | 232.930 | 233.398 | 237.553 | 240.399 | 243.664 | 245.402 | 247.585 | 249.901 |
| Покрытие | 239.2 | 239.498 | 235.903 | 241.099 | 247.064 | 248.302 | 249.085 | 250.401 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 94.5 | 95.279 | 88.981 | 94.407 | 101.502 | 104.208 | 103.972 | 105.272 |
| ГЭС | 1.1 | 1.382 | 1.521 | 1.521 | 1.521 | 1.521 | 1.521 | 1.521 |
| ГАЭС | 1.9 | 1.885 | 1.884 | 2.427 | 3.254 | 3.254 | 3.254 | 3.254 |
| ТЭС | 141.8 | 140.925 | 143.409 | 142.636 | 140.679 | 139.211 | 140.230 | 140.246 |
| ВИЭ | 0.0 | 0.027 | 0.108 | 0.108 | 0.108 | 0.108 | 0.108 | 0.108 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -6.3 | -6.100 | 1.650 | -0.700 | -3.400 | -2.900 | -1.500 | -0.500 |
| ЭС Белгородской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 14.906 | 15.015 | 15.091 | 15.247 | 15.371 | 15.268 | 15.393 | 15.540 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 0.8 | 0.875 | 0.369 | 0.369 | 0.368 | 0.368 | 0.368 | 0.368 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 0.8 | 0.848 | 0.342 | 0.342 | 0.341 | 0.341 | 0.341 | 0.341 |
| ВИЭ | | 0.027 | 0.027 | 0.027 | 0.027 | 0.027 | 0.027 | 0.027 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 14.1 | 14.140 | 14.722 | 14.878 | 15.003 | 14.900 | 15.025 | 15.172 |
| ЭС Брянской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 4.509 | 4.527 | 4.551 | 4.588 | 4.613 | 4.639 | 4.668 | 4.734 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 0.0 | 0.053 | 0.053 | 0.053 | 0.053 | 0.053 | 0.053 | 0.053 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 0.0 | 0.053 | 0.053 | 0.053 | 0.053 | 0.053 | 0.053 | 0.053 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 4.5 | 4.474 | 4.498 | 4.535 | 4.560 | 4.586 | 4.615 | 4.681 |
| ЭС Владимирской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 6.904 | 6.959 | 7.010 | 7.013 | 7.028 | 7.028 | 7.036 | 7.047 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 1.9 | 2.078 | 2.290 | 2.249 | 2.180 | 2.154 | 2.210 | 2.210 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 1.9 | 2.078 | 2.290 | 2.249 | 2.180 | 2.154 | 2.210 | 2.210 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 5.0 | 4.881 | 4.720 | 4.764 | 4.848 | 4.874 | 4.826 | 4.837 |
| ЭС Вологодской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 13.532 | 13.533 | 13.605 | 13.637 | 13.688 | 13.696 | 13.737 | 13.779 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 9.1 | 9.638 | 10.076 | 10.022 | 9.878 | 9.836 | 9.953 | 9.954 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 0.1 | 0.095 | 0.127 | 0.127 | 0.127 | 0.127 | 0.127 | 0.127 |
| ТЭС | 9.0 | 9.543 | 9.949 | 9.895 | 9.751 | 9.709 | 9.826 | 9.827 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 4.417 | 3.895 | 3.529 | 3.615 | 3.810 | 3.860 | 3.784 | 3.825 |

| ОЭС Центра | 2014 отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|---------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| ЭС Воронежской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 10.540 | 10.591 | 11.108 | 11.218 | 11.432 | 11.676 | 11.725 | 11.784 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 14.5 | 13.967 | 18.799 | 21.190 | 25.847 | 29.701 | 29.745 | 29.741 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 13.2 | 12.678 | 17.493 | 18.825 | 23.548 | 27.417 | 27.414 | 27.410 |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 1.3 | 1.289 | 1.306 | 2.365 | 2.299 | 2.284 | 2.331 | 2.331 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -4.0 | -3.376 | -7.691 | -9.972 | -14.415 | -18.025 | -18.020 | -17.957 |
| ЭС Ивановской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 3.584 | 3.550 | 3.617 | 3.630 | 3.636 | 3.641 | 3.645 | 3.660 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 1.8 | 1.784 | 1.804 | 1.793 | 1.753 | 1.742 | 1.745 | 1.745 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 1.8 | 1.784 | 1.804 | 1.793 | 1.753 | 1.742 | 1.745 | 1.745 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 1.8 | 1.766 | 1.813 | 1.837 | 1.883 | 1.899 | 1.900 | 1.915 |
| ЭС Калужской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 6.322 | 6.331 | 6.655 | 6.868 | 7.104 | 7.352 | 7.521 | 7.727 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 0.3 | 0.289 | 0.283 | 0.279 | 0.272 | 0.271 | 0.271 | 0.271 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 0.3 | 0.289 | 0.283 | 0.279 | 0.272 | 0.271 | 0.271 | 0.271 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 6.0 | 6.042 | 6.372 | 6.589 | 6.832 | 7.081 | 7.250 | 7.456 |
| ЭС Костромской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 3.617 | 3.573 | 3.644 | 3.655 | 3.660 | 3.660 | 3.669 | 3.681 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 16.5 | 13.953 | 14.234 | 14.073 | 13.416 | 13.250 | 13.296 | 13.298 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 16.5 | 13.953 | 14.234 | 14.073 | 13.416 | 13.250 | 13.296 | 13.298 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -12.9 | -10.380 | -10.590 | -10.418 | -9.756 | -9.590 | -9.627 | -9.617 |
| ЭС Курской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 8.503 | 8.509 | 8.589 | 8.571 | 8.824 | 8.795 | 8.849 | 8.952 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 30.5 | 27.739 | 27.621 | 26.503 | 28.798 | 28.184 | 28.521 | 28.833 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 29.2 | 26.479 | 26.340 | 25.191 | 27.486 | 26.872 | 27.188 | 27.500 |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 1.3 | 1.260 | 1.281 | 1.312 | 1.312 | 1.312 | 1.333 | 1.333 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -22.0 | -19.230 | -19.032 | -17.932 | -19.974 | -19.389 | -19.672 | -19.881 |
| ЭС Липецкой области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 12.105 | 12.227 | 12.255 | 12.313 | 12.385 | 12.418 | 12.462 | 12.491 |

| ОЭС Центра | 2014 отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Покрытие (производство электрической энергии) | 5.1 | 5.037 | 4.679 | 4.683 | 4.678 | 4.676 | 4.677 | 4.677 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 5.1 | 5.037 | 4.598 | 4.602 | 4.597 | 4.595 | 4.596 | 4.596 |
| ВИЭ | | | 0.081 | 0.081 | 0.081 | 0.081 | 0.081 | 0.081 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 7.0 | 7.190 | 7.576 | 7.630 | 7.707 | 7.742 | 7.785 | 7.814 |
| ЭС Московской области и г. Москва | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 103.197 | 103.197 | 105.700 | 107.178 | 108.716 | 109.923 | 111.272 | 112.511 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 72.9 | 74.894 | 77.948 | 77.393 | 76.234 | 75.418 | 75.890 | 75.899 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 0.2 | 0.223 | 0.200 | 0.200 | 0.200 | 0.200 | 0.200 | 0.200 |
| ГАЭС | 1.9 | 1.885 | 1.884 | 2.427 | 3.254 | 3.254 | 3.254 | 3.254 |
| ТЭС | 70.9 | 72.786 | 75.864 | 74.766 | 72.780 | 71.964 | 72.436 | 72.445 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 30.3 | 28.303 | 27.752 | 29.785 | 32.482 | 34.505 | 35.382 | 36.612 |
| ЭС Орловской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 2.798 | 2.810 | 2.827 | 2.847 | 2.885 | 2.909 | 2.933 | 2.957 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 1.2 | 1.774 | 1.167 | 1.152 | 1.102 | 1.088 | 1.092 | 1.092 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 1.2 | 1.774 | 1.167 | 1.152 | 1.102 | 1.088 | 1.092 | 1.092 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 1.6 | 1.036 | 1.660 | 1.695 | 1.783 | 1.821 | 1.841 | 1.865 |
| ЭС Рязанской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 6.629 | 6.548 | 6.793 | 6.831 | 6.857 | 6.883 | 6.911 | 6.938 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 8.4 | 9.186 | 9.343 | 9.243 | 8.895 | 8.803 | 8.852 | 8.853 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 8.4 | 9.186 | 9.343 | 9.243 | 8.895 | 8.803 | 8.852 | 8.853 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -1.7 | -2.638 | -2.550 | -2.412 | -2.038 | -1.920 | -1.941 | -1.915 |
| ЭС Смоленской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 6.304 | 6.328 | 6.153 | 6.376 | 6.542 | 6.410 | 6.420 | 6.537 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 26.7 | 26.387 | 20.460 | 23.479 | 23.348 | 23.245 | 23.103 | 23.301 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 23.7 | 23.232 | 17.210 | 20.364 | 20.393 | 20.335 | 20.180 | 20.377 |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 3.0 | 3.155 | 3.250 | 3.115 | 2.955 | 2.910 | 2.923 | 2.924 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -20.4 | -20.059 | -14.307 | -17.103 | -16.806 | -16.835 | -16.683 | -16.764 |
| ЭС Тамбовской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 3.430 | 3.420 | 3.514 | 3.535 | 3.562 | 3.589 | 3.616 | 3.644 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 1.1 | 0.906 | 0.808 | 0.791 | 0.767 | 0.767 | 0.767 | 0.767 |

| ОЭС Центра | 2014 отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|--|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 1.1 | 0.906 | 0.808 | 0.791 | 0.767 | 0.767 | 0.767 | 0.767 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 2.3 | 2.514 | 2.706 | 2.744 | 2.795 | 2.822 | 2.849 | 2.877 |
| ЭС Тверской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 8.209 | 8.378 | 8.246 | 8.453 | 8.587 | 8.517 | 8.532 | 8.607 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 39.2 | 41.763 | 36.994 | 38.977 | 38.620 | 38.024 | 37.659 | 38.456 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 28.3 | 32.890 | 27.938 | 30.027 | 30.075 | 29.584 | 29.190 | 29.985 |
| ГЭС | 0.0 | 0.009 | 0.008 | 0.008 | 0.008 | 0.008 | 0.008 | 0.008 |
| ТЭС | 10.8 | 8.864 | 9.048 | 8.942 | 8.537 | 8.432 | 8.461 | 8.463 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -31.0 | -33.385 | -28.748 | -30.524 | -30.033 | -29.507 | -29.127 | -29.849 |
| ЭС Тульской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 9.869 | 9.780 | 9.963 | 10.132 | 10.425 | 10.608 | 10.743 | 10.838 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 6.2 | 5.901 | 5.255 | 5.208 | 5.095 | 5.006 | 5.053 | 5.054 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 6.2 | 5.901 | 5.255 | 5.208 | 5.095 | 5.006 | 5.053 | 5.054 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 3.7 | 3.879 | 4.708 | 4.924 | 5.330 | 5.602 | 5.690 | 5.784 |
| ЭС Ярославской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 7.972 | 8.122 | 8.232 | 8.307 | 8.349 | 8.390 | 8.453 | 8.474 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 3.2 | 3.275 | 3.719 | 3.642 | 5.759 | 5.715 | 5.828 | 5.829 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 0.9 | 1.056 | 1.186 | 1.186 | 1.186 | 1.186 | 1.186 | 1.186 |
| ТЭС | 2.3 | 2.219 | 2.533 | 2.456 | 4.573 | 4.530 | 4.643 | 4.643 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 4.8 | 4.847 | 4.513 | 4.665 | 2.590 | 2.675 | 2.625 | 2.645 |

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Средней Волги с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015 – 2021 годы. Умеренно-оптимистичный вариант электропотребления

млрд.кВтч

| ОЭС Средней Волги | 2014 отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|---------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| ПОТРЕБНОСТЬ: | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии ОЭС | 106.683 | 105.429 | 108.405 | 108.937 | 109.476 | 110.123 | 110.753 | 111.118 |
| Покрытие | 105.0 | 104.459 | 104.435 | 103.967 | 104.706 | 106.753 | 105.683 | 105.848 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 30.1 | 31.581 | 29.763 | 29.982 | 30.341 | 32.359 | 31.287 | 31.380 |
| ГЭС | 21.2 | 20.383 | 20.285 | 20.285 | 20.285 | 20.285 | 20.285 | 20.285 |
| ТЭС | 53.7 | 52.495 | 54.342 | 53.475 | 53.783 | 53.812 | 53.814 | 53.886 |
| ВИЭ | 0.0 | 0.000 | 0.045 | 0.225 | 0.297 | 0.297 | 0.297 | 0.297 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 1.6 | 0.970 | 3.970 | 4.970 | 4.770 | 3.370 | 5.070 | 5.270 |
| ЭС Республики Марий-Эл | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 2.635 | 2.615 | 2.686 | 2.698 | 2.710 | 2.728 | 2.744 | 2.759 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 1.0 | 0.996 | 0.964 | 0.964 | 0.945 | 0.942 | 0.942 | 0.942 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 1.0 | 0.996 | 0.964 | 0.964 | 0.945 | 0.942 | 0.942 | 0.942 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 1.7 | 1.619 | 1.722 | 1.734 | 1.765 | 1.786 | 1.802 | 1.817 |
| ЭС Республики Мордовия | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 3.464 | 3.257 | 3.503 | 3.507 | 3.520 | 3.533 | 3.546 | 3.560 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 1.7 | 1.500 | 1.446 | 1.446 | 1.446 | 1.444 | 1.442 | 1.442 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 1.7 | 1.500 | 1.446 | 1.446 | 1.446 | 1.444 | 1.442 | 1.442 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 1.8 | 1.757 | 2.057 | 2.061 | 2.074 | 2.089 | 2.104 | 2.118 |
| ЭС Нижегородской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 20.526 | 20.011 | 20.727 | 20.735 | 20.794 | 20.827 | 20.858 | 20.899 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 7.5 | 8.837 | 9.232 | 9.172 | 9.244 | 9.251 | 9.252 | 9.288 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 1.3 | 1.456 | 1.510 | 1.510 | 1.510 | 1.510 | 1.510 | 1.510 |
| ТЭС | 6.2 | 7.381 | 7.722 | 7.662 | 7.734 | 7.741 | 7.742 | 7.778 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 13.0 | 11.174 | 11.495 | 11.563 | 11.550 | 11.576 | 11.606 | 11.611 |
| ЭС Пензенской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 4.973 | 4.973 | 5.084 | 5.107 | 5.131 | 5.155 | 5.179 | 5.204 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 1.3 | 1.236 | 1.239 | 1.247 | 1.248 | 1.247 | 1.246 | 1.246 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 1.3 | 1.236 | 1.239 | 1.247 | 1.248 | 1.247 | 1.246 | 1.246 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 3.7 | 3.737 | 3.845 | 3.860 | 3.883 | 3.908 | 3.933 | 3.958 |
| ЭС Самарской области | | | | | | | | |

| ОЭС Средней Волги | 2014 отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|---------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Потребность (потребление электрической энергии) | 23.901 | 23.748 | 24.063 | 24.082 | 24.151 | 24.218 | 24.297 | 24.340 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 24.3 | 22.722 | 23.126 | 22.924 | 23.092 | 23.102 | 23.105 | 23.111 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 10.5 | 9.780 | 9.600 | 9.600 | 9.600 | 9.600 | 9.600 | 9.600 |
| ТЭС | 13.8 | 12.942 | 13.481 | 13.234 | 13.357 | 13.367 | 13.370 | 13.376 |
| ВИЭ | | | 0.045 | 0.090 | 0.135 | 0.135 | 0.135 | 0.135 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -0.4 | 1.026 | 0.937 | 1.158 | 1.059 | 1.116 | 1.192 | 1.229 |
| ЭС Саратовской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 12.960 | 13.064 | 13.331 | 13.425 | 13.537 | 13.790 | 13.978 | 14.030 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 39.5 | 40.260 | 38.537 | 38.764 | 39.174 | 41.193 | 40.122 | 40.216 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 29.8 | 31.280 | 29.463 | 29.682 | 30.041 | 32.059 | 30.987 | 31.080 |
| ГЭС | 5.6 | 5.431 | 5.400 | 5.400 | 5.400 | 5.400 | 5.400 | 5.400 |
| ТЭС | 4.0 | 3.550 | 3.674 | 3.637 | 3.661 | 3.662 | 3.663 | 3.664 |
| ВИЭ | | | | 0.045 | 0.072 | 0.072 | 0.072 | 0.072 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -26.5 | -27.196 | -25.206 | -25.339 | -25.637 | -27.403 | -26.144 | -26.186 |
| ЭС Республики Татарстан | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 27.120 | 26.959 | 27.758 | 28.077 | 28.264 | 28.459 | 28.704 | 28.848 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 22.1 | 21.984 | 22.704 | 22.163 | 22.247 | 22.267 | 22.270 | 22.295 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 1.9 | 1.619 | 1.675 | 1.675 | 1.675 | 1.675 | 1.675 | 1.675 |
| ТЭС | 20.2 | 20.365 | 21.029 | 20.488 | 20.572 | 20.592 | 20.595 | 20.620 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 5.0 | 4.975 | 5.054 | 5.914 | 6.017 | 6.192 | 6.434 | 6.553 |
| ЭС Ульяновской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 6.010 | 5.902 | 6.116 | 6.156 | 6.194 | 6.213 | 6.222 | 6.229 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 3.1 | 2.618 | 2.725 | 2.787 | 2.806 | 2.807 | 2.807 | 2.808 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 0.3 | 0.301 | 0.300 | 0.300 | 0.300 | 0.300 | 0.300 | 0.300 |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 2.8 | 2.317 | 2.425 | 2.397 | 2.416 | 2.417 | 2.417 | 2.418 |
| ВИЭ | | | | 0.090 | 0.090 | 0.090 | 0.090 | 0.090 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 2.9 | 3.284 | 3.391 | 3.369 | 3.388 | 3.406 | 3.415 | 3.421 |
| ЭС Чувашской Республики | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 5.094 | 4.900 | 5.137 | 5.150 | 5.175 | 5.200 | 5.225 | 5.249 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 4.6 | 4.308 | 4.462 | 4.500 | 4.504 | 4.501 | 4.499 | 4.499 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 1.9 | 2.098 | 2.100 | 2.100 | 2.100 | 2.100 | 2.100 | 2.100 |
| ТЭС | 2.8 | 2.209 | 2.362 | 2.400 | 2.404 | 2.401 | 2.399 | 2.399 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 0.5 | 0.592 | 0.675 | 0.650 | 0.671 | 0.699 | 0.726 | 0.750 |

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

| ОЭС Юга | 2014 отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | | | | | | | | |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 0.7 | 0.676 | 0.696 | 0.716 | 0.729 | 0.744 | 0.758 | 0.774 |
| ЭС Кабардино-Балкарской Республики | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 1.604 | 1.634 | 1.679 | 1.706 | 1.727 | 1.747 | 1.768 | 1.798 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 0.6 | 0.549 | 0.713 | 0.713 | 0.713 | 0.713 | 0.713 | 0.713 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 0.6 | 0.539 | 0.703 | 0.703 | 0.703 | 0.703 | 0.703 | 0.703 |
| ТЭС | 0.0 | 0.010 | 0.010 | 0.010 | 0.010 | 0.010 | 0.010 | 0.010 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 1.0 | 1.085 | 0.966 | 0.993 | 1.014 | 1.034 | 1.055 | 1.085 |
| ЭС Республики Калмыкия | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 0.500 | 0.510 | 0.557 | 0.599 | 0.617 | 0.621 | 0.625 | 0.630 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 0.0 | 0.092 | 0.092 | 0.173 | 0.173 | 0.173 | 0.173 | 0.173 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| ВИЭ | 0.0 | 0.092 | 0.092 | 0.173 | 0.173 | 0.173 | 0.173 | 0.173 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 0.5 | 0.418 | 0.465 | 0.426 | 0.444 | 0.448 | 0.452 | 0.457 |
| ЭС Карачаево-Черкесской Республики | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 1.276 | 1.274 | 1.434 | 1.453 | 1.473 | 1.480 | 1.506 | 1.533 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 0.1 | 0.592 | 0.552 | 0.552 | 0.571 | 0.571 | 0.571 | 0.571 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 0.0 | 0.534 | 0.430 | 0.430 | 0.449 | 0.449 | 0.449 | 0.449 |
| ГАЭС | | | 0.065 | 0.065 | 0.065 | 0.065 | 0.065 | 0.065 |
| ТЭС | 0.1 | 0.057 | 0.057 | 0.058 | 0.058 | 0.057 | 0.057 | 0.057 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 1.2 | 0.682 | 0.882 | 0.901 | 0.902 | 0.909 | 0.935 | 0.962 |
| ЭС Краснодарского края и Республики Адыгея | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 24.750 | 25.300 | 26.064 | 27.406 | 27.863 | 28.441 | 29.058 | 29.555 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 11.7 | 12.566 | 12.330 | 13.300 | 12.877 | 12.259 | 12.673 | 13.080 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 0.3 | 0.319 | 0.377 | 0.377 | 0.377 | 0.377 | 0.377 | 0.377 |
| ТЭС | 11.4 | 12.248 | 11.953 | 12.923 | 12.500 | 11.882 | 12.296 | 12.703 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 13.0 | 12.734 | 13.734 | 14.106 | 14.986 | 16.182 | 16.385 | 16.475 |
| ЭС Республики Крым и г. Севастополя ** | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | | | 2.040 | 5.000 | 7.344 | 7.553 | 7.762 | 7.956 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | | | 1.686 | 1.955 | 4.279 | 4.804 | 4.874 | 4.899 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | | | 1.307 | 1.576 | 3.900 | 4.425 | 4.495 | 4.520 |
| ВИЭ | | | 0.379 | 0.379 | 0.379 | 0.379 | 0.379 | 0.379 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | | | 0.354 | 3.045 | 3.065 | 2.749 | 2.888 | 3.057 |

| ОЭС Юга | 2014 отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|---------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| ЭС Ростовской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 17.850 | 18.172 | 18.561 | 18.815 | 19.513 | 20.188 | 20.436 | 20.774 |
| Покрывтие (производство электрической энергии) | 28.9 | 30.630 | 36.746 | 36.678 | 39.256 | 43.725 | 43.942 | 44.241 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 15.7 | 19.209 | 24.009 | 23.829 | 26.514 | 31.094 | 31.223 | 31.460 |
| ГЭС | 0.5 | 0.549 | 0.611 | 0.611 | 0.611 | 0.611 | 0.611 | 0.611 |
| ТЭС | 12.7 | 10.872 | 12.126 | 12.238 | 12.131 | 12.020 | 12.108 | 12.170 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -11.0 | -12.458 | -18.185 | -17.863 | -19.743 | -23.537 | -23.506 | -23.467 |
| ЭС Республики Северная Осетия-Алания | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 2.138 | 2.170 | 2.246 | 2.310 | 2.369 | 2.419 | 2.470 | 2.512 |
| Покрывтие (производство электрической энергии) | 0.3 | 0.306 | 0.365 | 0.365 | 0.365 | 0.365 | 0.365 | 0.365 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 0.3 | 0.306 | 0.365 | 0.365 | 0.365 | 0.365 | 0.365 | 0.365 |
| ТЭС | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 1.8 | 1.864 | 1.881 | 1.945 | 2.004 | 2.054 | 2.105 | 2.147 |
| ЭС Ставропольского края | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 9.603 | 9.860 | 9.949 | 10.009 | 10.126 | 10.251 | 10.378 | 10.506 |
| Покрывтие (производство электрической энергии) | 18.7 | 15.118 | 14.985 | 15.865 | 15.515 | 14.688 | 15.173 | 15.571 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 1.4 | 1.485 | 1.456 | 1.467 | 1.500 | 1.505 | 1.505 | 1.505 |
| ТЭС | 17.3 | 13.634 | 13.502 | 14.282 | 13.853 | 13.021 | 13.505 | 13.903 |
| ВИЭ | | | 0.027 | 0.117 | 0.162 | 0.162 | 0.162 | 0.162 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -9.1 | -5.258 | -5.036 | -5.856 | -5.389 | -4.437 | -4.795 | -5.065 |

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

** С 2016 года энергосистема Республики Крым и г.Севастополя учитывается в составе ОЭС Юга

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Урала с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015 – 2021 годы. Умеренно-оптимистичный вариант электропотребления

млрд.кВтч

| ОЭС Урала | 2014 отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| ПОТРЕБНОСТЬ: | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии ОЭС | 260.670 | 259.116 | 264.854 | 266.975 | 269.254 | 270.891 | 272.781 | 274.531 |
| Покрытие | 259.8 | 253.736 | 265.724 | 266.645 | 265.124 | 263.761 | 268.351 | 272.101 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 4.5 | 4.257 | 10.488 | 10.453 | 10.155 | 10.251 | 10.497 | 11.020 |
| ГЭС | 5.8 | 5.075 | 5.042 | 5.042 | 5.042 | 5.042 | 5.042 | 5.042 |
| ТЭС | 249.4 | 244.327 | 250.000 | 250.845 | 249.469 | 248.010 | 252.354 | 255.581 |
| ВИЭ | 0.0 | 0.077 | 0.194 | 0.305 | 0.458 | 0.458 | 0.458 | 0.458 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 0.9 | 5.380 | -0.870 | 0.330 | 4.130 | 7.130 | 4.430 | 2.430 |
| ЭС Республики Башкортостан | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 26.368 | 26.398 | 26.790 | 26.961 | 27.143 | 27.291 | 27.508 | 27.669 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 22.2 | 20.363 | 19.815 | 21.082 | 19.980 | 19.728 | 20.196 | 20.529 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 0.8 | 0.725 | 0.828 | 0.828 | 0.828 | 0.828 | 0.828 | 0.828 |
| ТЭС | 21.3 | 19.612 | 18.920 | 20.187 | 19.051 | 18.799 | 19.267 | 19.600 |
| ВИЭ | 0.0 | 0.026 | 0.067 | 0.067 | 0.101 | 0.101 | 0.101 | 0.101 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 4.2 | 6.035 | 6.975 | 5.879 | 7.163 | 7.563 | 7.312 | 7.140 |
| ЭС Кировской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 7.508 | 7.366 | 7.555 | 7.639 | 7.712 | 7.754 | 7.786 | 7.828 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 4.8 | 5.405 | 5.315 | 5.057 | 4.831 | 4.738 | 4.872 | 4.965 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 4.8 | 5.405 | 5.315 | 5.057 | 4.831 | 4.738 | 4.872 | 4.965 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 2.7 | 1.961 | 2.240 | 2.583 | 2.881 | 3.016 | 2.914 | 2.863 |
| ЭС Курганской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 4.601 | 4.485 | 4.627 | 4.637 | 4.651 | 4.664 | 4.679 | 4.696 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 3.0 | 2.831 | 2.735 | 2.536 | 2.369 | 2.329 | 2.398 | 2.453 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 3.0 | 2.831 | 2.735 | 2.536 | 2.369 | 2.329 | 2.398 | 2.453 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 1.6 | 1.654 | 1.892 | 2.101 | 2.282 | 2.335 | 2.281 | 2.243 |
| ЭС Оренбургской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 15.625 | 15.702 | 15.788 | 15.867 | 15.991 | 16.055 | 16.152 | 16.218 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 17.4 | 16.448 | 15.966 | 15.310 | 14.533 | 14.456 | 14.741 | 14.961 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 0.1 | 0.074 | 0.075 | 0.075 | 0.075 | 0.075 | 0.075 | 0.075 |
| ТЭС | 17.3 | 16.323 | 15.763 | 15.023 | 14.202 | 14.126 | 14.411 | 14.631 |
| ВИЭ | | 0.051 | 0.128 | 0.213 | 0.255 | 0.255 | 0.255 | 0.255 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -1.7 | -0.746 | -0.178 | 0.557 | 1.458 | 1.599 | 1.411 | 1.257 |

| ОЭС Урала | 2014 отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|---------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| ЭС Пермского края | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 23.561 | 23.374 | 23.978 | 24.584 | 25.062 | 25.243 | 25.497 | 25.756 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 33.8 | 32.011 | 31.559 | 32.663 | 33.140 | 32.649 | 33.321 | 33.785 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 4.9 | 4.255 | 4.119 | 4.119 | 4.119 | 4.119 | 4.119 | 4.119 |
| ТЭС | 28.9 | 27.757 | 27.441 | 28.544 | 29.021 | 28.530 | 29.202 | 29.666 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -10.3 | -8.637 | -7.581 | -8.079 | -8.078 | -7.406 | -7.824 | -8.029 |
| ЭС Свердловской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 43.819 | 43.038 | 44.371 | 44.540 | 44.687 | 44.839 | 44.983 | 45.120 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 46.3 | 44.233 | 50.127 | 51.113 | 51.631 | 50.979 | 52.175 | 53.355 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 4.5 | 4.257 | 10.488 | 10.453 | 10.155 | 10.251 | 10.497 | 11.020 |
| ГЭС | 0.0 | 0.021 | 0.019 | 0.019 | 0.019 | 0.019 | 0.019 | 0.019 |
| ТЭС | 41.7 | 39.955 | 39.620 | 40.641 | 41.457 | 40.709 | 41.659 | 42.316 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -2.4 | -1.195 | -5.756 | -6.573 | -6.944 | -6.140 | -7.192 | -8.235 |
| ЭС Тюменской области, ЯНАО, ХМАО | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 93.529 | 93.540 | 95.697 | 96.390 | 97.264 | 98.138 | 99.081 | 99.991 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 104.8 | 101.300 | 105.600 | 106.335 | 107.300 | 108.100 | 109.100 | 110.000 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 104.8 | 101.300 | 105.600 | 106.335 | 107.300 | 108.100 | 109.100 | 110.000 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -11.2 | -7.760 | -9.903 | -9.945 | -10.036 | -9.962 | -10.019 | -10.009 |
| ЭС Удмуртской Республики | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 9.518 | 9.431 | 9.587 | 9.649 | 9.695 | 9.737 | 9.779 | 9.831 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 3.9 | 3.979 | 3.912 | 3.734 | 3.572 | 3.495 | 3.606 | 3.673 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 3.9 | 3.979 | 3.912 | 3.734 | 3.572 | 3.495 | 3.606 | 3.673 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 5.6 | 5.452 | 5.675 | 5.915 | 6.123 | 6.242 | 6.173 | 6.158 |
| ЭС Челябинской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 36.141 | 35.782 | 36.461 | 36.708 | 37.049 | 37.170 | 37.316 | 37.422 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 23.7 | 27.166 | 30.695 | 28.815 | 27.767 | 27.287 | 27.940 | 28.379 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 23.7 | 27.166 | 30.695 | 28.789 | 27.665 | 27.185 | 27.838 | 28.277 |
| ВИЭ | | | | 0.026 | 0.102 | 0.102 | 0.102 | 0.102 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 12.4 | 8.616 | 5.766 | 7.893 | 9.282 | 9.883 | 9.376 | 9.043 |

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Сибири с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015 – 2021 годы. Умеренно-оптимистичный вариант электропотребления

млрд. кВтч

| ОЭС Сибири | 2014 отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| ПОТРЕБНОСТЬ: | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии ОЭС | 204.065 | 204.751 | 210.411 | 213.235 | 218.322 | 221.934 | 223.099 | 224.617 |
| Покрытие | 198.3 | 201.461 | 209.141 | 211.845 | 217.032 | 220.694 | 221.859 | 225.177 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| ГЭС | 94.1 | 94.696 | 108.118 | 108.118 | 108.118 | 108.118 | 108.118 | 108.118 |
| ТЭС | 104.2 | 106.738 | 100.987 | 103.637 | 108.635 | 112.297 | 113.462 | 116.780 |
| ВИЭ | 0.0 | 0.027 | 0.036 | 0.090 | 0.279 | 0.279 | 0.279 | 0.279 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 5.7 | 3.290 | 1.270 | 1.390 | 1.290 | 1.240 | 1.240 | -0.560 |
| ЭС Республики Алтай и Алтайского края | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 10.935 | 10.765 | 11.061 | 11.058 | 11.071 | 11.091 | 11.102 | 11.143 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 6.8 | 6.389 | 5.750 | 5.989 | 6.386 | 6.537 | 6.595 | 6.762 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 6.8 | 6.371 | 5.723 | 5.962 | 6.359 | 6.510 | 6.568 | 6.735 |
| ВИЭ | | 0.018 | 0.027 | 0.027 | 0.027 | 0.027 | 0.027 | 0.027 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 4.2 | 4.376 | 5.311 | 5.069 | 4.685 | 4.554 | 4.507 | 4.381 |
| ЭС Республики Бурятия | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 5.409 | 5.411 | 5.460 | 5.499 | 5.518 | 5.539 | 5.559 | 5.579 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 5.3 | 5.540 | 5.235 | 5.336 | 5.624 | 5.866 | 5.949 | 6.190 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 5.3 | 5.540 | 5.235 | 5.318 | 5.498 | 5.740 | 5.823 | 6.064 |
| ВИЭ | | | | 0.018 | 0.126 | 0.126 | 0.126 | 0.126 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 0.1 | -0.129 | 0.225 | 0.163 | -0.106 | -0.327 | -0.390 | -0.611 |
| ЭС Иркутской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 52.820 | 52.621 | 53.236 | 53.931 | 55.743 | 58.307 | 58.571 | 58.906 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 55.1 | 54.139 | 59.204 | 59.607 | 60.223 | 60.638 | 60.783 | 61.196 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 43.6 | 40.362 | 46.360 | 46.360 | 46.360 | 46.360 | 46.360 | 46.360 |
| ТЭС | 11.5 | 13.777 | 12.844 | 13.247 | 13.836 | 14.251 | 14.396 | 14.809 |
| ВИЭ | | | | | 0.027 | 0.027 | 0.027 | 0.027 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -2.3 | -1.518 | -5.968 | -5.676 | -4.480 | -2.331 | -2.212 | -2.290 |
| ЭС Красноярского края | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 41.942 | 43.710 | 46.514 | 47.794 | 50.161 | 50.516 | 50.839 | 51.432 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 54.0 | 59.284 | 64.483 | 65.145 | 66.869 | 67.997 | 68.271 | 68.970 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 28.1 | 31.117 | 35.990 | 35.990 | 35.990 | 35.990 | 35.990 | 35.990 |
| ТЭС | 25.9 | 28.167 | 28.493 | 29.155 | 30.879 | 32.007 | 32.281 | 32.980 |

| ОЭС Сибири | 2014 отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|--|-----------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 4.2 | 4.798 | 5.434 | 5.338 | 5.146 | 5.070 | 5.048 | 5.003 |
| ЭС Республики Хакасская | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 16.509 | 16.633 | 16.650 | 16.650 | 16.652 | 16.678 | 16.704 | 16.730 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 22.4 | 23.246 | 25.699 | 25.734 | 25.807 | 25.895 | 25.926 | 26.013 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 20.4 | 21.273 | 23.850 | 23.850 | 23.850 | 23.850 | 23.850 | 23.850 |
| ТЭС | 2.1 | 1.964 | 1.840 | 1.874 | 1.948 | 2.036 | 2.067 | 2.154 |
| ВИЭ | | 0.009 | 0.009 | 0.009 | 0.009 | 0.009 | 0.009 | 0.009 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -5.9 | -6.613 | -9.049 | -9.084 | -9.155 | -9.217 | -9.222 | -9.283 |
| ЭС Забайкальского края | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 7.835 | 7.719 | 7.968 | 8.052 | 8.142 | 8.237 | 8.353 | 8.505 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 7.4 | 7.439 | 6.896 | 6.568 | 6.310 | 6.572 | 6.664 | 6.925 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 7.4 | 7.439 | 6.896 | 6.550 | 6.238 | 6.500 | 6.592 | 6.853 |
| ВИЭ | | | | 0.018 | 0.072 | 0.072 | 0.072 | 0.072 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 0.4 | 0.280 | 1.072 | 1.484 | 1.832 | 1.665 | 1.689 | 1.580 |

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Востока с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015 – 2021 годы. Умеренно-оптимистичный вариант электропотребления

млрд.кВтч

| ОЭС Востока | 2014 отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|---------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| ПОТРЕБНОСТЬ: | | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии ОЭС | 31.802 | 32.052 | 35.843 | 39.765 | 41.546 | 43.443 | 45.119 | 45.681 |
| Покрытие | 35.4 | 35.552 | 39.343 | 43.265 | 45.046 | 46.943 | 48.619 | 49.181 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| ГЭС | 12.5 | 10.689 | 13.036 | 15.710 | 16.660 | 16.660 | 16.660 | 16.660 |
| ТЭС | 22.9 | 24.863 | 26.307 | 27.555 | 28.386 | 30.283 | 31.959 | 32.521 |
| ВИЭ | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -3.6 | -3.500 | -3.500 | -3.500 | -3.500 | -3.500 | -3.500 | -3.500 |
| ЭС Амурской области | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 7.984 | 7.934 | 8.308 | 8.606 | 8.830 | 8.984 | 9.232 | 9.352 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 14.4 | 12.795 | 13.679 | 14.367 | 15.303 | 15.444 | 15.510 | 15.558 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | 12.5 | 10.689 | 11.250 | 11.950 | 12.900 | 12.900 | 12.900 | 12.900 |
| ТЭС | 1.9 | 2.106 | 2.429 | 2.417 | 2.403 | 2.544 | 2.610 | 2.658 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -6.4 | -4.861 | -5.371 | -5.761 | -6.473 | -6.460 | -6.278 | -6.206 |
| ЭС Хабаровского края и ЕАО | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 9.606 | 9.710 | 10.377 | 10.582 | 10.732 | 11.027 | 11.228 | 11.443 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 8.1 | 8.626 | 8.066 | 8.698 | 8.671 | 9.319 | 9.360 | 9.559 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 8.1 | 8.626 | 8.066 | 8.698 | 8.671 | 9.319 | 9.360 | 9.559 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 1.5 | 1.084 | 2.311 | 1.884 | 2.061 | 1.708 | 1.868 | 1.884 |
| ЭС Приморского края | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 12.545 | 12.730 | 12.769 | 13.017 | 14.147 | 15.376 | 16.469 | 16.612 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 9.9 | 10.719 | 10.298 | 10.477 | 11.352 | 12.085 | 13.695 | 13.911 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | |
| ТЭС | 9.9 | 10.719 | 10.298 | 10.477 | 11.352 | 12.085 | 13.695 | 13.911 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 2.6 | 2.011 | 2.471 | 2.540 | 2.795 | 3.291 | 2.774 | 2.701 |
| ЭС Республики Саха (Якутия) | | | | | | | | |
| Потребность (потребление электрической энергии) | 1.667 | 1.678 | 4.389 | 7.560 | 7.837 | 8.056 | 8.190 | 8.274 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 3.0 | 3.411 | 7.299 | 9.723 | 9.720 | 10.095 | 10.054 | 10.154 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | |
| ГЭС | | | 1.786 | 3.760 | 3.760 | 3.760 | 3.760 | 3.760 |
| ТЭС | 3.0 | 3.411 | 5.513 | 5.963 | 5.960 | 6.335 | 6.294 | 6.394 |
| ВИЭ | | | | | | | | |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | -1.3 | -1.733 | -2.910 | -2.163 | -1.883 | -2.039 | -1.864 | -1.880 |

| ОЭС Востока | 2014 отчет | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|-------------|---------------|------|------|------|------|------|------|------|
|-------------|---------------|------|------|------|------|------|------|------|

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

Приложение № 24
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015 – 2021 годы

Перспективные балансы электрической энергии по ОЭС и ЕЭС России с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке на 2015-2021 годы для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

Баланс электрической энергии ЕЭС России с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|-------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии | млрд.кВт.ч | 1012,893 | 1041,675 | 1059,859 | 1077,736 | 1090,427 | 1100,167 | 1108,666 |
| в том числе заряд ГАЭС | млрд.кВт.ч | 2,580 | 2,655 | 3,575 | 4,495 | 4,495 | 4,495 | 4,495 |
| Экспорт | млрд.кВт.ч | 10,747 | 10,457 | 9,887 | 9,997 | 10,047 | 10,057 | 10,057 |
| Импорт | млрд.кВт.ч | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 |
| Потребность | млрд.кВт.ч | 1022,340 | 1050,832 | 1068,446 | 1086,433 | 1099,174 | 1108,924 | 1117,423 |
| Производство электрической энергии - всего | млрд.кВт.ч | 1022,340 | 1050,832 | 1068,446 | 1086,433 | 1099,174 | 1108,924 | 1117,423 |
| ГЭС | млрд.кВт.ч | 165,923 | 183,397 | 186,624 | 188,454 | 188,459 | 188,459 | 188,459 |
| АЭС | млрд.кВт.ч | 187,759 | 191,755 | 199,258 | 211,576 | 221,062 | 217,259 | 217,391 |
| ТЭС | млрд.кВт.ч | 668,226 | 674,483 | 680,556 | 683,894 | 687,066 | 700,471 | 708,838 |
| ВИЭ | млрд.кВт.ч | 0,433 | 1,198 | 2,008 | 2,510 | 2,587 | 2,735 | 2,735 |
| Установленная мощность - всего | МВт | 238218,7 | 241685,8 | 248446,7 | 251243,8 | 251466,4 | 253266,9 | 252906,4 |
| ГЭС | МВт | 48030,1 | 49420,3 | 49974,4 | 50511,5 | 50616,6 | 50652,1 | 50697,6 |
| АЭС | МВт | 27216,0 | 27949,0 | 30219,0 | 29929,0 | 30659,0 | 30914,0 | 30914,0 |
| ТЭС | МВт | 162721,8 | 163528,0 | 167024,7 | 169249,2 | 168562,7 | 170072,7 | 169666,7 |
| ВИЭ | МВт | 250,8 | 788,6 | 1228,6 | 1554,1 | 1628,1 | 1628,1 | 1628,1 |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | | | | | | | |
| АЭС | час/год | 6899 | 6861 | 6594 | 7069 | 7210 | 7028 | 7032 |
| ТЭС | час/год | 4107 | 4125 | 4075 | 4041 | 4076 | 4119 | 4178 |
| ВИЭ | час/год | 1725 | 1519 | 1634 | 1615 | 1589 | 1680 | 1680 |

Баланс электрической энергии ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|-------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии | млрд.кВт.ч | 980,841 | 1005,832 | 1020,094 | 1036,190 | 1046,984 | 1055,048 | 1062,985 |
| в том числе заряд ГАЭС | млрд.кВт.ч | 2,580 | 2,655 | 3,575 | 4,495 | 4,495 | 4,495 | 4,495 |
| Экспорт | млрд.кВт.ч | 7,247 | 6,957 | 6,387 | 6,497 | 6,547 | 6,557 | 6,557 |
| Импорт | млрд.кВт.ч | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 |
| Потребность | млрд.кВт.ч | 986,788 | 1011,489 | 1025,181 | 1041,387 | 1052,231 | 1060,305 | 1068,242 |
| Производство электрической энергии - всего | млрд.кВт.ч | 986,788 | 1011,489 | 1025,181 | 1041,387 | 1052,231 | 1060,305 | 1068,242 |
| ГЭС | млрд.кВт.ч | 155,234 | 170,361 | 170,914 | 171,794 | 171,799 | 171,799 | 171,799 |
| АЭС | млрд.кВт.ч | 187,759 | 191,755 | 199,258 | 211,576 | 221,062 | 217,259 | 217,391 |
| ТЭС | млрд.кВт.ч | 643,363 | 648,176 | 653,001 | 655,508 | 656,783 | 668,512 | 676,317 |
| ВИЭ | млрд.кВт.ч | 0,433 | 1,198 | 2,008 | 2,510 | 2,587 | 2,735 | 2,735 |
| Установленная мощность - всего | МВт | 228851,7 | 230293,4 | 236421,0 | 238912,6 | 239096,2 | 240263,7 | 239688,2 |
| ГЭС | МВт | 44690,1 | 44802,8 | 45356,9 | 45894,0 | 45999,1 | 46034,6 | 46080,1 |
| АЭС | МВт | 27216,0 | 27949,0 | 30219,0 | 29929,0 | 30659,0 | 30914,0 | 30914,0 |
| ТЭС | МВт | 156694,8 | 156753,1 | 159616,5 | 161535,5 | 160810,0 | 161687,0 | 161066,0 |
| ВИЭ | МВт | 250,8 | 788,6 | 1228,6 | 1554,1 | 1628,1 | 1628,1 | 1628,1 |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | | | | | | | |
| АЭС | час/год | 6899 | 6861 | 6594 | 7069 | 7210 | 7028 | 7032 |
| ТЭС | час/год | 4106 | 4135 | 4091 | 4058 | 4084 | 4135 | 4199 |
| ВИЭ | час/год | 1725 | 1519 | 1634 | 1615 | 1589 | 1680 | 1680 |

Баланс электрической энергии Европейской части ЕЭС с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|-------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии | млрд.кВт.ч | 776,090 | 795,421 | 806,859 | 817,868 | 825,050 | 831,949 | 838,368 |
| в том числе заряд ГАЭС | млрд.кВт.ч | 2,580 | 2,655 | 3,575 | 4,495 | 4,495 | 4,495 | 4,495 |
| Экспорт | млрд.кВт.ч | 6,737 | 6,427 | 5,977 | 5,987 | 5,987 | 5,997 | 5,997 |
| Импорт | млрд.кВт.ч | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 |
| Выдача электрической энергии в ОЭС Сибири | млрд.кВт.ч | 3,800 | 1,800 | 1,800 | 1,800 | 1,800 | 1,800 | |
| Потребность | млрд.кВт.ч | 785,327 | 802,348 | 813,336 | 824,355 | 831,537 | 838,446 | 843,065 |
| Производство электрической энергии - всего | млрд.кВт.ч | 785,327 | 802,348 | 813,336 | 824,355 | 831,537 | 838,446 | 843,065 |
| ГЭС | млрд.кВт.ч | 60,538 | 62,243 | 62,796 | 63,676 | 63,681 | 63,681 | 63,681 |
| АЭС | млрд.кВт.ч | 187,759 | 191,755 | 199,258 | 211,576 | 221,062 | 217,259 | 217,391 |
| ТЭС | млрд.кВт.ч | 536,625 | 547,189 | 549,364 | 546,873 | 544,486 | 555,050 | 559,537 |
| ВИЭ | млрд.кВт.ч | 0,405 | 1,161 | 1,918 | 2,230 | 2,308 | 2,456 | 2,456 |
| Установленная мощность - всего | МВт | 176960,1 | 178250,6 | 184673,0 | 187001,4 | 186622,8 | 186876,3 | 185656,8 |
| ГЭС | МВт | 19413,7 | 19474,2 | 19986,1 | 20481,0 | 20553,9 | 20584,4 | 20629,9 |
| АЭС | МВт | 27216,0 | 27949,0 | 30219,0 | 29929,0 | 30659,0 | 30914,0 | 30914,0 |
| ТЭС | МВт | 130094,8 | 130059,0 | 133289,5 | 135192,5 | 133937,0 | 133905,0 | 132640,0 |
| ВИЭ | МВт | 235,6 | 768,4 | 1178,4 | 1398,9 | 1472,9 | 1472,9 | 1472,9 |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | | | | | | | |
| АЭС | час/год | 6899 | 6861 | 6594 | 7069 | 7210 | 7028 | 7032 |
| ТЭС | час/год | 4125 | 4207 | 4122 | 4045 | 4065 | 4145 | 4218 |
| ВИЭ | час/год | 1720 | 1511 | 1627 | 1594 | 1567 | 1667 | 1667 |

Баланс электрической энергии ОЭС Юга с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|-------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии | млрд.кВт.ч | 87,826 | 92,443 | 97,624 | 101,728 | 103,829 | 105,359 | 106,768 |
| в том числе заряд ГАЭС | млрд.кВт.ч | | 0,075 | 0,075 | 0,075 | 0,075 | 0,075 | 0,075 |
| Экспорт, всего в т.ч | млрд.кВт.ч | 0,430 | 0,420 | 0,370 | 0,380 | 0,380 | 0,390 | 0,390 |
| в Грузию | млрд.кВт.ч | 0,250 | 0,250 | 0,200 | 0,200 | 0,200 | 0,200 | 0,200 |
| в Южную Осетию | млрд.кВт.ч | 0,140 | 0,140 | 0,140 | 0,150 | 0,150 | 0,150 | 0,150 |
| в Казахстан | млрд.кВт.ч | 0,040 | 0,030 | 0,030 | 0,030 | 0,030 | 0,040 | 0,040 |
| Импорт | млрд.кВт.ч | | | | | | | |
| Примем электрической энергии из смежных ОЭС | млрд.кВт.ч | 3,500 | | 2,500 | 2,600 | | | |
| Потребность | млрд.кВт.ч | 84,756 | 92,863 | 95,494 | 99,508 | 104,209 | 105,749 | 107,158 |
| Производство электрической энергии - всего | млрд.кВт.ч | 84,756 | 92,863 | 95,494 | 99,508 | 104,209 | 105,749 | 107,158 |
| ГЭС | млрд.кВт.ч | 19,918 | 20,812 | 20,822 | 20,875 | 20,880 | 20,880 | 20,880 |
| АЭС | млрд.кВт.ч | 19,209 | 24,009 | 23,829 | 26,514 | 31,094 | 31,223 | 31,460 |
| ТЭС | млрд.кВт.ч | 45,357 | 47,283 | 49,627 | 50,815 | 50,853 | 52,116 | 53,288 |
| ВИЭ | млрд.кВт.ч | 0,272 | 0,759 | 1,216 | 1,304 | 1,382 | 1,530 | 1,530 |
| Установленная мощность - всего | МВт | 20924,0 | 21817,6 | 24086,5 | 24740,9 | 24582,3 | 24772,8 | 24183,3 |
| ГЭС | МВт | 5927,9 | 5941,9 | 5975,8 | 6009,7 | 6035,1 | 6045,6 | 6056,1 |
| АЭС | МВт | 3070,0 | 3070,0 | 4170,0 | 4170,0 | 4170,0 | 4170,0 | 4170,0 |
| ТЭС | МВт | 11774,2 | 12275,0 | 13165,0 | 13695,0 | 13437,0 | 13617,0 | 13017,0 |
| ВИЭ | МВт | 152,0 | 530,8 | 775,8 | 866,3 | 940,3 | 940,3 | 940,3 |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | | | | | | | |
| АЭС | час/год | 6257 | 7821 | 5714 | 6358 | 7457 | 7488 | 7544 |
| ТЭС | час/год | 3852 | 3852 | 3770 | 3710 | 3785 | 3827 | 4094 |
| ВИЭ | час/год | 1788 | 1430 | 1568 | 1505 | 1469 | 1627 | 1627 |

Баланс электрической энергии Средней Волги с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|-------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии | млрд.кВт.ч | 105,429 | 108,405 | 108,937 | 109,476 | 110,123 | 110,753 | 111,118 |
| Экспорт в Казахстан | млрд.кВт.ч | 0,030 | 0,030 | 0,030 | 0,030 | 0,030 | 0,030 | 0,030 |
| Импорт | млрд.кВт.ч | | | | | | | |
| Выдача электрической энергии в смежные ОЭС | млрд.кВт.ч | 11,750 | 1,000 | 5,400 | 7,900 | 6,800 | 1,500 | |
| Прием электрической энергии из смежных ОЭС | млрд.кВт.ч | 12,750 | 4,000 | 8,400 | 11,000 | 8,600 | 5,000 | 3,000 |
| Потребность | млрд.кВт.ч | 104,459 | 105,435 | 105,967 | 106,406 | 108,353 | 107,283 | 108,148 |
| Производство электрической энергии - всего | млрд.кВт.ч | 104,459 | 105,435 | 105,967 | 106,406 | 108,353 | 107,283 | 108,148 |
| ГЭС | млрд.кВт.ч | 20,383 | 20,285 | 20,285 | 20,285 | 20,285 | 20,285 | 20,285 |
| АЭС | млрд.кВт.ч | 31,581 | 29,763 | 29,982 | 30,341 | 32,359 | 31,287 | 31,380 |
| ТЭС | млрд.кВт.ч | 52,495 | 55,342 | 55,475 | 55,483 | 55,412 | 55,414 | 56,186 |
| ВИЭ | млрд.кВт.ч | | 0,045 | 0,225 | 0,297 | 0,297 | 0,297 | 0,297 |
| Установленная мощность - всего | МВт | 27197,8 | 27182,3 | 27313,9 | 28289,9 | 28271,4 | 28286,4 | 28301,4 |
| ГЭС | МВт | 6890,0 | 6933,5 | 6966,5 | 7002,5 | 7025,0 | 7040,0 | 7055,0 |
| АЭС | МВт | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 | 4072,0 |
| ТЭС | МВт | 16235,8 | 16151,8 | 16155,4 | 17055,4 | 17014,4 | 17014,4 | 17014,4 |
| ВИЭ | МВт | | 25,0 | 120,0 | 160,0 | 160,0 | 160,0 | 160,0 |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | | | | | | | |
| АЭС | час/год | 7756 | 7309 | 7363 | 7451 | 7947 | 7683 | 7706 |
| ТЭС | час/год | 3233 | 3426 | 3434 | 3253 | 3257 | 3257 | 3302 |
| ВИЭ | час/год | | 1800 | 1875 | 1856 | 1856 | 1856 | 1856 |

Баланс электрической энергии ОЭС Урала с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|-------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии в том числе заряд ГАЭС | млрд.кВт.ч | 259,116 | 264,854 | 266,975 | 269,254 | 270,891 | 272,781 | 274,531 |
| Экспорт в Казахстан | млрд.кВт.ч | 0,070 | 0,070 | 0,070 | 0,070 | 0,070 | 0,070 | 0,070 |
| Импорт из Казахстана | млрд.кВт.ч | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| Выдача электрической энергии в смежные ОЭС | млрд.кВт.ч | 3,800 | 1,800 | 1,800 | 1,800 | 1,800 | 1,800 | 1,800 |
| Прием электрической энергии из смежных ОЭС | млрд.кВт.ч | 8,250 | 1,000 | 2,900 | 5,300 | 6,800 | 1,500 | |
| Потребность | млрд.кВт.ч | 253,736 | 264,724 | 264,945 | 264,824 | 264,961 | 272,151 | 273,601 |
| Производство электрической энергии - всего | млрд.кВт.ч | 253,736 | 264,724 | 264,945 | 264,824 | 264,961 | 272,151 | 273,601 |
| ГЭС | млрд.кВт.ч | 5,075 | 5,042 | 5,042 | 5,042 | 5,042 | 5,042 | 5,042 |
| АЭС | млрд.кВт.ч | 4,257 | 10,488 | 10,453 | 10,155 | 10,251 | 10,497 | 11,020 |
| ТЭС | млрд.кВт.ч | 244,301 | 248,949 | 249,086 | 249,110 | 249,151 | 256,095 | 257,022 |
| ВИЭ | млрд.кВт.ч | 0,103 | 0,245 | 0,364 | 0,517 | 0,517 | 0,517 | 0,517 |
| Установленная мощность - всего | МВт | 52047,6 | 53040,5 | 53958,9 | 54243,9 | 54434,4 | 54434,4 | 54519,4 |
| ГЭС | МВт | 1857,7 | 1860,7 | 1870,7 | 1870,7 | 1880,7 | 1880,7 | 1890,7 |
| АЭС | МВт | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 | 1480,0 |
| ТЭС | МВт | 48647,6 | 49553,6 | 50392,0 | 50587,0 | 50767,5 | 50767,5 | 50842,5 |
| ВИЭ | МВт | 62,2 | 146,2 | 216,2 | 306,2 | 306,2 | 306,2 | 306,2 |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | | | | | | | |
| АЭС | час/год | 2876 | 7086 | 7063 | 6861 | 6926 | 7093 | 7446 |
| ТЭС | час/год | 5022 | 5024 | 4943 | 4924 | 4908 | 5044 | 5055 |
| ВИЭ | час/год | 1650 | 1679 | 1685 | 1690 | 1690 | 1690 | 1690 |

Баланс электрической энергии ОЭС Востока с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|-------------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии | млрд.кВт.ч | 32,052 | 35,843 | 39,765 | 41,546 | 43,443 | 45,119 | 45,681 |
| Экспорт в Китай | млрд.кВт.ч | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 |
| Потребность | млрд.кВт.ч | 35,552 | 39,343 | 43,265 | 45,046 | 46,943 | 48,619 | 49,181 |
| Производство электрической энергии - всего | млрд.кВт.ч | 35,552 | 39,343 | 43,265 | 45,046 | 46,943 | 48,619 | 49,181 |
| ГЭС | млрд.кВт.ч | 10,689 | 13,036 | 15,710 | 16,660 | 16,660 | 16,660 | 16,660 |
| ТЭС | млрд.кВт.ч | 24,863 | 26,307 | 27,555 | 28,386 | 30,283 | 31,959 | 32,521 |
| ВИЭ | млрд.кВт.ч | | | | | | | |
| Установленная мощность - всего | МВт | 9367,0 | 11392,4 | 12025,7 | 12331,2 | 12370,2 | 13003,2 | 13218,2 |
| ГЭС | МВт | 3340,0 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 |
| ТЭС | МВт | 6027,0 | 6774,9 | 7408,2 | 7713,7 | 7752,7 | 8385,7 | 8600,7 |
| ВИЭ | МВт | | | | | | | |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | | | | | | | |
| ТЭС | час/год | 4125 | 3883 | 3720 | 3680 | 3906 | 3811 | 3781 |

Баланс электрической энергии ОЭС Востока для маловодного года с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

| Наименование | Единицы измерения | ПРОГНОЗ | | | | | | |
|---|-------------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Потребление электрической энергии | млрд.кВт.ч | 32,052 | 35,843 | 39,765 | 41,546 | 43,443 | 45,119 | 45,681 |
| Экспорт в Китай | млрд.кВт.ч | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 3,500 |
| Потребность | млрд.кВт.ч | 35,552 | 39,343 | 43,265 | 45,046 | 46,943 | 48,619 | 49,181 |
| Производство электрической энергии - всего | млрд.кВт.ч | 35,552 | 39,343 | 43,265 | 45,046 | 46,943 | 48,619 | 49,181 |
| ГЭС | млрд.кВт.ч | 10,689 | 9,556 | 11,560 | 12,360 | 12,360 | 12,360 | 12,360 |
| ТЭС | млрд.кВт.ч | 24,863 | 29,787 | 31,705 | 32,686 | 34,583 | 36,259 | 36,821 |
| ВИЭ | млрд.кВт.ч | | | | | | | |
| Установленная мощность - всего | МВт | 9367,0 | 11392,4 | 12025,7 | 12331,2 | 12370,2 | 13003,2 | 13218,2 |
| ГЭС | МВт | 3340,0 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 |
| ТЭС | МВт | 6027,0 | 6774,9 | 7408,2 | 7713,7 | 7752,7 | 8385,7 | 8600,7 |
| ВИЭ | МВт | | | | | | | |
| Число часов использования установленной мощности | час/год | | | | | | | |
| ТЭС | час/год | 4125 | 4397 | 4280 | 4237 | 4461 | 4324 | 4281 |

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2015 – 2021 ГОДОВ ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА

| № | НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ) | Энергосистема | Год ввода объекта | Техническое описание объектов проекта (в т.ч. по ОЭС) км, км | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | | | | | | | Организация, ответственная за реализацию проекта | Основное назначение объекта | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|--|----------------------|-------------------|--|----------------------------|-----|------|---------|-----|-------|---------|-----|------|---------|------|------|---------|-----|-------|---------|-----|------|--|-----------------------------|---------|-------|--------|---------|--------|--------|--------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|---------------|---|---------------|--|---------------|---------------|--|--|--|--|--|--|--|--|--|
| | | | | | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | | | 2021 г. | | | Итого | | | Полная стоимость строительства | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | Итого | | | | | | | | | | | |
| | | | | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | | | | | | | | | | |
| Для выдачи мощности электростанций АЭС | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 750 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | ПНР 750 кВ на ПС 750 кВ Ленинградская | Ленинградская | 2017 | 330 Мвар | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 330 | 966.0 | 0 | 0 | 966.0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 966.0 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение выдачи мощности блока № 2 Ленинградской АЭС-2 (1x1170 МВт) | | | | | | | | | | | |
| 2 | Установка АТ 750/330 кВ на ПС 750 кВ Копорская | Ленинградская | 2019 | 1000 МВА | | | | | | | | | | | 1000 | | | | | | | | | | 0 | 1000 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.0 | ГК "Росатом" | | | | | | | | | | | | |
| 3 | Установка АТ 750/330 кВ в ОРУ 750 кВ ЛАЭС | | | 1000 МВА | | | | | | | | | | | | | 1000 | | | | | | | | | | 0 | 1000 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.0 | | ПАО "ФСК ЕЭС" | | | | | | | | | | |
| 4 | Защита существующей ВЛ 750 кВ Ленинградская АЭС - Ленинградская на ПС 750 кВ Копорская | | | 2x4,5 км | | | | | | | | | | | | | 9.0 | | | | | | | | | | 9 | 0 | 0 | 384.6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 384.6 | 0 | 0 | 0 | | 384.6 | ПАО "ФСК ЕЭС" | | | | | | | | | |
| 5 | ВЛ 750 кВ ПС Копорская - ПС Ленинградская | | | 128 км | | | | | | | | | | | | | 128 | | | | | | | | | | | 128 | 0 | 0 | 6509.4 | 0 | 0 | 0 | 2827.3 | 3682.2 | 0 | 0 | | 6509.4 | ПАО "ФСК ЕЭС" | | | | | | | | | |
| 6 | ВЛ 750 кВ ПС Копорская - ЛАЭС | | | 5.1 | | | | | | | | | | | | | 5.1 | | | | | | | | | | | 5.1 | 0 | 0 | 217.9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 217.9 | 0 | 0 | | 217.9 | ПАО "ФСК ЕЭС" | | | | | | | | | |
| 7 | ПНР 750 кВ на ПС 750 кВ Ленинградская | 330 Мвар | 2019 | | | | | | | | | | | | 330 | | | | | | | | | | 0 | 0 | 330 | 1109.2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1109 | 0.0 | 0 | 1109.2 | ПАО "ФСК ЕЭС" | | | | | | | | | | | | | |
| 330 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 8 | ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС-2 - Гатчинская | Ленинградская | 2017 | 94.6 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 94.6 | 0 | 0 | 3348.5 | 0.0 | 1200.0 | 1218.4 | 500 | 0 | 0 | 0 | 2918.4 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение выдачи мощности блока № 1 Ленинградской АЭС-2 (1x1170 МВт) (технические решения подлежат уточнению) | | | | | | | | | | | | | |
| 9 | ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС-2 - Кингисеппская | | | 82.1 | | | | | | | | | | | | | 82.1 | | | | | | | | | 82.1 | 0 | 0 | 2681.7 | 0.0 | 1000.0 | 987.7 | 250 | 0 | 0 | 0 | | 2237.7 | ПАО "ФСК ЕЭС" | | | | | | | | | | | |
| 10 | Защита ВЛ 330 кВ Ленинградская - Балтий на ПС Кингисеппская | | | 2x0,5 км | | | | | | | | | | | | | 1 | | | | | | | | | | 1 | 0 | 0 | 435.0 | 0.0 | 150.0 | 245 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 394.8 | ПАО "ФСК ЕЭС" | | | | | | | | | | |
| 11 | ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС-2 - Пулковская - Южная | | | ВЛ 90 км, КЛ 25 км | | | | | | | | | | | | | 115 | | | | | | | | | | 115 | 0 | 0 | 9768.5 | 0.0 | 2100.0 | 647.1 | 650.0 | 845.3 | 5000.0 | | 0 | 9242.4 | ГК "Росатом" | | | | | | | | | | |
| | Установка ПНР на ПС 330 кВ Пулковская | | | 100 Мвар, 50 Мвар | | | | | | | | | | | | | 150 | | | | | | | | | | 0 | 0 | 150 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Установка ПНР на ПС 330 кВ Южная | 100 Мвар | | | | | | | | | | | | | 100 | | | | | | | | | | 0 | 0 | 100 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | <i>Итого по 750 кВ для выдачи мощности АЭС</i> | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 330 | 0 | 0 | 0 | 142.1 | 2000 | 330 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 142 | 2000 | 660 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 9187.2 | | | | | | | | | | | | | |
| | <i>Итого по 330 кВ для выдачи мощности АЭС</i> | | | 0.0 | 0 | 0 | 94.6 | 0 | 0 | 198.1 | 0 | 250 | 0.0 | 0 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 292.7 | 0 | 250 | | 0.0 | 4450.0 | 3097.9 | 1400.0 | 845.3 | 5000.0 | 0.0 | 14793.2 | | | | | | | | | | | | | | |
| ТЭС | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 330 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 12 | Двухфазные защиты ВЛ 330 кВ Ленинградская - Калинин Гцель на ОРУ 330 кВ Киришской ГРЭС | Ленинградская | 2020 | 2x0,5 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 190 | 0 | 0 | 3204.4 | 25.0 | 0 | 0 | 0 | 1500.0 | 1558.9 | 0 | 0 | 3083.9 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Для усиления выдачи мощности Киришской ГРЭС при ее расширении блоком ПГУ-800 | | | | | | | | | | | |
| | <i>Итого по 330 кВ для выдачи мощности ТЭС</i> | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 190 | 0 | 0 | | 25 | 0 | 0 | 0 | 1500 | 1559 | 0 | 0 | 3084 | | | | | | | | | | | | | |
| | <i>Итого по 750 кВ для выдачи мощности электростанций</i> | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 330 | 0 | 0 | 0 | 142 | 2000 | 330 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 142 | 2000 | 660 | | 0 | 0 | 966 | 2827 | 5394 | 0 | 0 | 9187 | | | | | | | | | | | | | | |
| | <i>Итого по 330 кВ для выдачи мощности электростанций</i> | | | 0.0 | 0 | 0 | 94.6 | 0 | 0 | 198.1 | 0 | 250 | 0.0 | 0 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 292.7 | 0 | 250 | | 25.0 | 4450.0 | 3097.9 | 1400.0 | 2345.3 | 6558.9 | 0.0 | 17877.1 | | | | | | | | | | | | | | |
| Межсистемные линии электропередачи | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 750 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 13 | ВЛ 750 кВ Ленинградская - Белгородская | Ленинградская | 2017 | 450 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 450 | 0 | 0 | 19993.7 | 6171.4 | 6460.5 | 7111.8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 19743.7 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Усиление межсистемной связи ОЭС Северо-Запада - ОЭС Центра и компенсационные мероприятия при отделении энергосистем стран Балтии от ЕЭС России | | | | | | | | | | | |
| | Установка ПНР на ПС 750 кВ Ленинградская | 330 Мвар | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Установка ПНР на ПС 750 кВ Белгородская | 330 Мвар | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 330 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 14 | ВЛ 330 кВ Новосмоленский - Тиввинское* | Псковская Смоленская | 2017 | 271,5 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | <i>Итого по межсистемным объектам 750 кВ</i> | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 450 | 0 | 660 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 450 | 0 | 660 | | 6171.4 | 6460.5 | 7111.8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 19743.7 | | | | | | | | | | | | | |
| | <i>Итого по межсистемным объектам 330 кВ</i> | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 271.5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 271.5 | 0 | 0 | | 1000 | 1000 | 1000 | 1567.2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4567.2 | | | | | | | | | | | | |
| Для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, в том числе для реализации выданных технических условий | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 330 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 15 | ПС 330 кВ Ручей | Новгородская | 2021 | 2x125 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 250 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Защита ВЛ 330 кВ Ленинградская - Чудово на ПС Ручей | 2x1 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| № | НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ) | Энергосистема | Год ввода объекта | Технические характеристики объектов проекта (в т.ч. по ОЭС) | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | | | | | | | Полная стоимость строительства | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | Организация, ответственная за реализацию проекта | Основное назначение объекта | | | | | | | | | | | | | | |
|--|---|--------------------------|-------------------|---|----------------------------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|--------------------------------|----------------------------|--------|--------|---------|-------|--------|---------|---------|---------|--|-----------------------------|--|--|--|---------------|---|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | | | | | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | | 2021 г. | | | Итого | | | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | | | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | Итого | | | | | | | | | |
| | | | | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | | | | | | | | | | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. |
| 16 | ПС 330 кВ Усть-Луга | Ленинградская | 2017 | 2х200 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 400 | 0 | 1749.9 | 50.0 | 50.0 | 250.0 | 500.0 | 801.1 | 0 | 0 | 1651.1 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения портовых комплексов Усть-Луга, Вистина, Горки Ленинградской области | | | | | | | | | | | | | |
| | 2х1 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 2 | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | | | | | | | | | | | |
| 17 | ВЛ 220 кВ Микунь-Сыктывкар №2 | Республика Коми | 2021 | 87,2 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 87.2 | 0 | 0 | 3072.6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 220.5 | 1364.7 | 1487.4 | 3072.6 | Инвестор | Повышение надежности электроснабжения г. Сыктывкар и прилегающего района | | | | | | | | | | | | |
| | Установка второго АТ на ПС 220 кВ Сыктывкар | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 125 | 0 | 125 | 0 | | | | | | | | |
| <i>Итого по 330 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</i> | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 400 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 50.0 | 50.0 | 250.0 | 500.0 | 801.1 | 1993.9 | 2051.8 | 5704.2 | | | | | |
| <i>Итого по 220 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</i> | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 87.2 | 125 | 0 | 87.2 | 125 | 0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 220.5 | 1364.7 | 1487.4 | 3072.6 | | | | | | | | | | |
| Для снятия сетевых ограничений и повышение надежности электроснабжения существующих потребителей. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 330 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 18 | ВЛ 330 кВ Кошская АЭС - Киноватская ГЭС - Лоухи - Путиловская ГЭС - Ондская ГЭС | Карельская и Мурманская | 2016 | 298 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 298 | 0 | 0 | 12663.8 | 150.0 | 200.0 | 664.1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1014.1 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Повышение надежности электроснабжения потребителей Республики Карелия и Мурманской области | | | | | | | | | | | |
| | Установка УШР г/п РП Ондский | Карельская | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Установка ШР на РП Путиловский | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 19 | ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС - Петрозаводск | Карельская | 2021 | 278 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 278 | 0 | 0 | 4688.6 | 0 | 0 | 0 | 100.0 | 1446.0 | 1500.0 | 1642.6 | 4688.6 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Повышение надежности электроснабжения потребителей Республики Карелия и Мурманской области | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 20 | ВЛ 330 кВ ПС Токсово-Литвийский - Петрозаводск | Ленинградская Карельская | 2021 | 280 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 280 | 0 | 0 | 4722.3 | 0 | 0 | 0 | 100.0 | 1400.0 | 1500.0 | 1722.3 | 4722.3 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Повышение надежности электроснабжения потребителей Республики Карелия и Мурманской области | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 21 | Установка АТ-3 330/110 кВ 200 МВА на ПС 330 кВ Центральная | Ленинградская | 2018 | 200 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 200 | 0 | 400.0 | 12.0 | 7.0 | 60.0 | 320.9 | 0 | 0 | 0 | 399.9 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения ПС 110 кВ Московская-Товарная ОАО "СПБЭС" | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 22 | ПС 330 кВ Ломоносовская | Ленинградская | 2017 | 2х200 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 400 | 0 | 4202.0 | 75.0 | 2000.0 | 1998.9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4073.9 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Разгрузка АТ 330/110 кВ 2х200 МВА на ЛАЭС и усиление сети 110 кВ Ломоносовского района. | | | | | | | | | | | |
| | Закрыты ВКЛ 330 кВ Ленинградская АЭС - Западная на ПС 330 кВ Ломоносовская | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 23 | Установка АТ-4 330/110 кВ на ПС 330 кВ Северная | Ленинградская | 2017 | 200 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 200 | 0 | 500.0 | 8.0 | 200.0 | 235.7 | 50.0 | 0 | 0 | 0 | 493.7 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 24 | ПС 330 кВ Заневская | Ленинградская | 2021 | 3х200 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 600 | 0 | 600 | 0 | 4811.3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 735.1 | 1516.3 | 2539.9 | 4811.3 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Повышение надежности электроснабжения потребителей Всеволожского района Ленинградской области | | | | | | | | | |
| | Закрыты ВЛ 330 кВ Киритиская ГРЭС - Восточная I цепь на ПС 330 кВ Заневская | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 10 | 10 | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | | | | | | | |
| 25 | ПС 330 кВ Новодевяткино вблизи Северной ТЭЦ-21 | Псковская | 2019 | 2х200 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 400 | 0 | 400 | 0 | 3153.8 | 41.2 | 0 | 675.6 | 848.2 | 1522.4 | 0 | 0 | 3082.3 | Инвестор | Повышение надежности электроснабжения потребителей Гатчинского района Ленинградской области | | | | | | | | | |

| № | НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ) | Энергосистема | Год ввода объекта | Технические характеристики объектов проекта пол. км (в т.ч. по ОЭС) ПС-МВА | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | | | | | | | Полная стоимость строительства | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | Организация, ответственная за реализацию проекта | Основное назначение объекта | | | | | | | | | | | | | | |
|---|--|-------------------------------|-------------------|---|----------------------------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|--------------------------------|----------------------------|-----|--------|-------|--------|------|-----------|-----------|--|-----------------------------|-----------|-----------|--|-----------|-----------|---|-------|-------|---|---|---|--------|---------------|--|
| | | | | | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | | 2021 г. | | | Итого | | | 2015 г. | 2016 г. | | | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | Итого | | | | | | | | |
| | | | | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | млн. руб. | млн. руб. | | | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | | | | | | | | |
| 25 | Заходы ВЛ 330 кВ Восточная - Выборгская I цепь на ПС 330 кВ Новгородского | Новгородская | 2017 | 2х1,0 км | | | | | | | | | | | 2 | | | | | | | | | | 2 | 0 | 0 | 3152.0 | 41.2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3673.2 | Инвестор | потребительский список Петербурга и Карельского перешейка | | | | | | | | |
| 26 | ПС 330 кВ Окуловская (установка третьего АТ 330/110 кВ 125 МВА) | Новгородская | 2021 | 125 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 1028.3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 197.1 | 831.1 | 1028.3 | Инвестор | Повышение надежности электроснабжения потребителей Борозинского, Окуловского, Пестовского, Мошенского, Любытинского районов Новгородской области и тяговых подстанций Октябрьской железной дороги на участке Болгое - Чудово | | | | | | | | | | | |
| 27 | ПС 330 кВ Мурманская | Мурманской области | 2018 | 2х250 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 500 | 0 | | | | | | | 2437.1 | 250.0 | 700.0 | 550.0 | 802.1 | 0 | 0 | 0 | 2302.1 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Повышение надежности электроснабжения потребителей северных районов Мурманской области и обеспечение технологического присоединения к электрической сети новых потребителей. |
| | Заходы ВЛ 330 кВ Серебрянская ГЭС-15 - Выходной на ПС 330 кВ Мурманская | | | | | | | | | | | | | | 8.4 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 28 | ПС 330 кВ Мончегорск (реконструкция), ВЛ 330 кВ Выходной Мончегорск (заводка на ПС 330 кВ Мончегорск и ПС 330 кВ Выходной по провальной схеме) | Мурманской области | 2020 | 4,15 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 29 | ПС 330 кВ Новосельинский (установка третьего АТ330/110 кВ 125 МВА) | Псковская | 2021 | 125 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 30 | ВЛ 330 кВ Лузская - Пески | Псковская область | 2017 | 150 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 220 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 31 | ВЛ 220 кВ Печорская ГРЭС - Ухта - Микули (2012 г. - Ухта - Микули) | Республика Коми | 2017 | 294,3 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Установка ШП 220 кВ 75 Мвар на ПС Ухта | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 32 | ВЛ 220 кВ Микули-Звонокское | Республика Коми Архангельская | 2021 | 250 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <i>Итого по 330 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей</i> | | | | | 0 | 0 | 0 | 298 | 0 | 280 | 170 | 600 | 0 | 8 | 700 | 0 | 2 | 400 | 0 | 4 | 0 | 0 | 0 | 568 | 850 | 0 | 1051 | 2550 | 280 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <i>Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей</i> | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 294.3 | 0 | 75 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 250 | 0 | 0 | 544.3 | 0 | 75 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Объекты реконструкции с увеличением трансформаторной мощности 330 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 33 | ПС 330 кВ Рязань установка третьего АТ 330 кВ | Ленинградская | 2021 | 200 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| № | НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ) | Энергосистема | Год ввода объекта | Технические характеристики объектов проекта пол, км (в т.ч. по ОЭС) ПС МВА | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | | | | | | | Полная стоимость строительства | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | Организация, ответственная за реализацию проекта | Основное назначение объекта | | | | | | |
|---|--|--------------------|-------------------|---|----------------------------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|--------------------------------|----------------------------|--------|------|-------|--------|-------|-----------|-----------|--|-----------------------------|---------------|--|---------------|--|--|-----------|
| | | | | | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | | 2021 г. | | | Итого | | | 2015 г. | 2016 г. | | | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | Итого |
| | | | | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | млн. руб. | млн. руб. | | | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. |
| 34 | ПС 330 кВ Тихвин - Литовский (комплексная реконструкция) | Ленинградская | 2020 | 2х125 МВА 200 МВА 250 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 1323.5 | 0 | 0 | 0 | 35.0 | 78.7 | 600.0 | 575.6 | 1289.3 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Повышение надежности электроснабжения потребителей Ленинградской области | | | | |
| 220 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 36 | ПС 220 кВ Парголово | Ленинградская | 2020 | 2х80 МВА | | | | | | | | | | | | | | 160 | | | | | | | 0 | 160 | 0 | 1054.9 | 0.0 | 200.0 | 200.0 | 200.0 | 280.0 | 114 | 0 | 994.4 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Повышение надежности электроснабжения районов г. Санкт-Петербурга | |
| 35 | ПС 220 кВ Сортавальская | Республика Карелия | 2019 | БСК 30 Мвар | | | | | | | | | | | 30 | | | | | | | | | 0 | 0 | 30 | 31.0 | 0 | 0 | 3.0 | 2.5 | 25.6 | 0 | 0 | 31.0 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение допустимых уровней напряжения в сети 110 - 220 кВ в пиковых режимах при отключении ВЛ 220 кВ Суоярви - Ляскяки и Ляскяки - Сортавала | | |
| 37 | ПС 220 кВ Дроздякка | Республика Карелия | 2021 | 2х200 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 400 | 0 | 400 | 0 | 2642.6 | 0 | 0 | 0 | 26.9 | 24.0 | 600.0 | 693.8 | 1344.7 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Повышение надежности электроснабжения энергосистемы Республики Карелия | |
| 38 | ПС 220 кВ Увонская | Республика Коми | 2021 | 3х40 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 40 | 0 | 40 | 0 | 3537.9 | 0 | 0 | 0 | 14.0 | 24.9 | 2000.0 | 1482.4 | 3521.2 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей Увинского района | |
| 39 | ПС 220 кВ Зеленоборская | Республика Коми | 2020 | 2х63 МВА | | | | | | | | | | | | | | 126 | | | | | | 0 | 126 | 0 | 445.1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 36.8 | 408.3 | 0.0 | 445.1 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Исключение перегрузки одного АТ при отключении другого, создание возможности присоединения новых потребителей прилегающего района | | |
| Итого по объектам ревитации 330 кВ | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 200 | 0 | 0 | 200 | 0 | 0 | 400 | 0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 35.0 | 78.7 | 782.0 | 1346.5 | 2242.2 | | | | | | |
| Итого по объектам ревитации 220 кВ | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 0 | 286 | 0 | 0 | 440 | 0 | 0 | 726 | 30 | 0.0 | 200.0 | 203.0 | 243.4 | 391.2 | 3122.8 | 2176.1 | 6336.5 | | | | | | |

| | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | 2021 г. | | | Итого | | | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | Итого |
|----------------------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|------|------|---------|-----|------|---------|------|------|---------|-----|------|---------|------|------|---------|------|------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|
| | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | | | | | | | |
| ВСЕГО, в т.ч. | 0.0 | 0 | 0 | 392.6 | 0 | 280 | 1385.9 | 1080 | 1315 | 8.4 | 700 | 0 | 144.1 | 2400 | 360 | 194.2 | 486 | 0 | 907.2 | 1865 | 0 | 3032.35 | 6451 | 1955 | 8282.6 | 16467.5 | 18802.6 | 10972.3 | 15318.7 | 22663.4 | 17493.1 | 110060.3 |
| по 750 кВ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 450.0 | 0 | 990 | 0 | 0 | 0 | 142.1 | 2000 | 330 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 592.1 | 2000 | 1320 | 6171.4 | 6460.5 | 8077.8 | 2827.3 | 5393.9 | 0.0 | 0.0 | 28920.9 |
| по 330 кВ | 0.0 | 0 | 0 | 392.6 | 0 | 280 | 641.6 | 1080 | 250 | 8.4 | 700 | 0 | 2.0 | 400 | 0 | 194.2 | 200 | 0 | 570.0 | 1300 | 0 | 1808.75 | 3600 | 530 | 1711.2 | 9407.0 | 10121.8 | 6703.3 | 8430.9 | 15446.7 | 10966.1 | 62787.0 |
| по 220 кВ | 0 | 0 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 294.3 | 0 | 75 | 0.0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 0 | 286 | 0 | 337.2 | 565 | 0 | 631.5 | 851 | 105 | 400.0 | 600.0 | 603.0 | 1441.8 | 1493.9 | 7216.8 | 6527.0 | 18282.4 |

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2015 - 2021 ГОДОВ ОЭС ЦЕНТРА (без МОСКОВСКОЙ ЭС)

| № | НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ) | Энергосистема | Год ввода объекта | Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар) | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | | | | | | | Организация, ответственная за реализацию проекта | Основное назначение объекта | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|----------------------------|-------------------|---|----------------------------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|--|-----------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|--------|-----|-----|--------|--------|---------------|--|---|---|-----|-----|---------------|--|
| | | | | | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | | | 2021 г. | | | Итого | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | | | | | | | | | | | | | |
| Объекты для выдачи мощности электростанций | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 500 и 220 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-2 - Елецкая (Борина) с реконструкцией ПС 500 кВ Елецкая (Борина) | Воронежская, Липецкая | 2016 | 229,4 км, ПНР-180 | | | | 229,4 | | 180 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 229,4 | 0 | 180 | 7500,0 | 0,0 | 1500,0 | 2102,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3602,7 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение выдачи мощности блока №1 (1150 МВт) Нововоронежской АЭС-2 | | | | |
| 2 | Реконструкция ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС - Донбасская и ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС - Старый Оскол (заказы на Нововоронежскую АЭС-2) | Воронежская | 2016 | 4x2 км | | | | 8 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 8 | 0 | 0 | 445,1 | 0,0 | 50,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 50,0 | ПАО "ФСК ЕЭС" | | | | | | |
| 3 | ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС-2 - Вууринновка с ПС 220 кВ Вууринновка | Воронежская | 2016 | 125 км, 125 МВА | | | | 125 | 125 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 125 | 125 | 0 | 2180,0 | 335,0 | 335,0 | 193,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 863,4 | ПАО "ФСК ЕЭС" | | | | | | |
| 4 | КЛ №1 220 кВ Нововоронежская АЭС-2 - Новая и КЛ №2 220 кВ Нововоронежская АЭС-2 - Новая. Реконструкция ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Лиски 3, 4 и ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Липчан №2 (перевод в РУ 220 кВ Нововоронежской АЭС-2) | Воронежская | 2016 | 2x1,5 км, 2,5 км, 2x1,9 км | | | | 9,3 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 9,3 | 0 | 0 | 614,0 | 0,0 | 100,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 100,0 | ПАО "ФСК ЕЭС" | | | | | | |
| 5 | Автотрансформатор связи №1 на Нововоронежской АЭС-2 - АТ 500/220 кВ | Воронежская | 2016 | 501 МВА | | | | 501 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 501 | 0 | 0 | 1063,7 | 0,0 | 1063,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1063,7 | ОАО "Росатом" | | | | | | |
| 6 | ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-2 - Старый Оскол №2 с реконструкцией ПС 500 кВ Старый Оскол | Воронежская, Белгородская | 2018 | 92 км | | | | | | | | 92 | | | | | | | | | | | | | | | | 92 | 0 | 0 | 1551,6 | 0,0 | 80,0 | 700,0 | 704,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1484,4 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение выдачи мощности блока №2 (1150 МВт) Нововоронежской АЭС-2 | | | | | |
| 7 | Автотрансформатор связи №2 на Нововоронежской АЭС-2 АТ 500/220 кВ | Воронежская | 2017 | 501 МВА | | | | | | | | 501 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 501 | 0 | 1138,7 | 0,0 | 0,0 | 540,4 | 598,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1138,7 | ОАО "Росатом" | | | | | | | |
| 8 | Реконструкция ВЛ 220 кВ Ярославская - Тугая, ВЛ 220 кВ Ярославская - Тверская. Заказы на ПГУ-ТЭС в г. Ярославль (Худяков-Теплинскую ТЭС) | Ярославская | 2017 | 12 км, 2x23 км | | | | | | | 58 | | | | | | | | | | | | | | | | 58 | 0 | 0 | 1845,6 | 1250,0 | 400,0 | 135,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1785,6 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение выдачи мощности ПГУ-ТЭС в г. Ярославль (Худяков-Теплинскую ТЭС, 450 МВт) | | | | | | |
| Итого по 500 кВ для выдачи мощности АЭС | | | | | 0 | 0 | 0 | 738,4 | 0 | 180 | 0 | 0 | 0 | 92 | 501 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 830,4 | 501 | 180 | 0,0 | 2693,7 | 3343,2 | 1302,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 7339,4 | | | | | | | | | |
| Итого по 220 кВ для выдачи мощности АЭС | | | | | 0 | 0 | 0 | 134,3 | 125 | 0 | 58 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 192,3 | 125 | 0 | 1585,0 | 855,0 | 329,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2749,0 | | | | | | | | |
| ТЭС | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 220 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 9 | ВЛ 220 кВ Череповецкая ГРЭС - РПП-2 (второй ВЛ) и ВЛ 220 кВ Череповецкая ГРЭС - Череповецкая | Вологодская | 2015 | 48,3 км, 32 км | 80,3 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 80,3 | 0 | 0 | 1850,0 | 1428,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1428,7 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение выдачи мощности блока №4 (420 МВт) Череповецкой ГРЭС | | | | | |
| Итого по 220 кВ для выдачи мощности ТЭС | | | | | 80,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 80,3 | 0 | 0 | 1428,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1428,7 | | | | | | | | | |
| Итого по 500 кВ для выдачи мощности электростанций | | | | | 0 | 0 | 0 | 738,4 | 0 | 180 | 0 | 0 | 0 | 92 | 501 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 830,4 | 501 | 180 | 0,0 | 2693,7 | 3343,2 | 1302,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 7339,4 | | | | | | | | |
| Итого по 220 кВ для выдачи мощности электростанций | | | | | 80,3 | 0 | 0 | 134,3 | 125 | 0 | 58 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 192,3 | 125 | 0 | 1585,0 | 855,0 | 329,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2749,0 | | | | | | | | |
| Местные линии электропередачи | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 750 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 10 | ВЛ 750 кВ Ленинградская - Беловская (объекты учтены в ОЭС Северо-Запада) | Ленинградская, Вологодская | 2017 | 450 км, 2xПНР-330 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Усиление межсистемной связи ОЭС Северо-Запада - ОЭС Центра и компенсационные мероприятия при отделении энергосистем стран Балтии от ЕЭС России |
| 500 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 11 | ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС - Нижегородская (объекты учтены в ОЭС Средней Волги) | Костромская, Нижегородская | 2015 | 285,48 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Повышение надежности электроснабжения потребителей Нижегородского энергоузла и г. Нижний Новгород |
| 330 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 12 | ВЛ 330 кВ Новооскольнин - Теплинское (объекты учтены в ОЭС Северо-Запада) | Псковская, Смоленская | 2017 | 271,5 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Компенсационные мероприятия при отделении энергосистем стран Балтии от ЕЭС России |
| Итого по местным линиям объектов 750 кВ | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | |
| Итого по местным линиям объектов 500 кВ | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | |
| Итого по местным линиям объектов 330 кВ | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | |
| Объекты для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 500 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| № | НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ) | Энергосистема | Год ввода объекта | Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар) | в прогнозных годах (с НДС) | | | | | | | | | | | | | | | | | | Полная стоимость строительства | в прогнозных годах (с НДС) | | | | | | | | Организация, ответственная за реализацию проекта | Основное назначение объекта | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|--|---------------|-------------------|---|----------------------------|-----|------|---------|-----|------|---------|------|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|--------------------------------|----------------------------|--------|------|--------|---------|---------|-----------|---------|--|-----------------------------|---------|-----------|-------------------------------|---|---------|---------|---------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|---------------|---|
| | | | | | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | | 2021 г. | | | Итого | | | млн. руб. | 2015 г. | | | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | Итого | | | | | | | | | |
| | | | | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | | | | | | | | | | | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | |
| 13 | Установка третьего автотрансформатора 500/110 кВ мощностью 250 МВА на ПС 500 кВ Старый Оскол | Белгородская | 2016 | 250 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 250 | 0 | 937.8 | 150.0 | 450.0 | 241.5 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 841.5 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения Стойленского ГОК | | | | | | | | | | | | |
| 14 | Строительство ПС 500 кВ Бенобережская с заходами ВЛ 500 кВ Новобричанск - Блюцкое, ВЛ 220 кВ Бенобережская - Цемлянка, ВЛ 220 кВ Бенобережская - Милановка и ВЛ 220 кВ Бенобережская - Брыньск | Брянская | 2017 | 2х3х167 МВА, ВЛ 500 кВ - 3,15 км | | | | | | 3.15 | 1002 | | | | | | | | | | | | | 3.15 | 1002 | 0 | 4393.0 | 300.0 | 300.0 | 400.0 | 2322.7 | 582.5 | 0.0 | 0.0 | 3905.2 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей в Брянской области | | | | | | | | | | | | |
| 15 | ПС 500 кВ Обнинская с ВЛ 500 кВ Капулянская - Обнинская | Калужская | 2017 | 3х167 МВА, 200 МВА 14,2 км | | | | | | 14.2 | 701 | | | | | | | | | | | | | 14.2 | 701 | 0 | 2273.7 | 400.0 | 553.2 | 1147.4 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 2100.5 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения потребителей в северной части Калужской области (Индустриальный парк Воронино и др.) | | | | | | | | | | | | |
| 16 | две ВЛ 220 кВ Обнинск - Солдатов | | 2017 | 2х20 км | | | | | | 40 | | | | | | | | | | | | | | 40 | 0 | 0 | 424.5 | 87.2 | 106.5 | 150.0 | 50.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 393.7 | | | | | | | | | | | | | | |
| 330 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 17 | Установка третьего АТ 330/110 кВ на ПС 330 кВ Губкин | Белгородская | 2016 | 200 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 200 | 0 | 597.2 | 250.0 | 340.3 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 590.3 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей: ОАО "КМА Руля", ОАО "Стойленский ГОК" и др. | | | | | | | | | | | | |
| 220 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 18 | ВЛ 220 кВ Правобережная - Борнио (Совхоз) | Липецкая | 2015 | 12 км | 12 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 12 | 0 | 0 | 130.0 | 91.1 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 91.1 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей в районе ПС Правобережная |
| 19 | Строительство заводов двух цепей ВЛ 220 кВ Липецкая - Металлургическая на ПС 220 кВ Казинка | Липецкая | 2021 | 4х1 км | | | | | | | | | | | | | | | | 4 | | | | 4 | 0 | 0 | 25.3 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 6.7 | 6.7 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения ОЗЗ ППГ Липецк | | | | | | | | | | | | |
| 20 | ПС 220 кВ Казинка | Липецкая | 2021 | 2х250 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | 500 | | | 0 | 500 | 0 | 3136.7 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 955.7 | 985.6 | 1195.4 | 3136.7 | Инвестор | | | | | | | | | | | | | |
| 21 | Расширение ПС 220 кВ Машзавод с установкой второго АТ 220/110/10 кВ | Брянская | 2018 | 125 МВА | | | | | | | 125 | | | | | | | | | | | | | 0 | 125 | 0 | 200.0 | 0.0 | 30.0 | 100.0 | 68.3 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 198.3 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения ЗАО "УК"БМЗ" | | | | | | | | | | | | |
| 22 | Установка АТ-2 220/110 кВ на ПС 220 кВ Эластрон с реконструкцией ОРУ 110 кВ | Калужская | 2015 | 125 МВА | 125 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 125 | 0 | 500.0 | 16.8 | 15.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 31.8 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения Калужского цементного завода и Суздальского завода стального проката АВ-Сталь | | | | | | | | | | | | |
| 23 | ПС 220 кВ Солдатов (Воронино), установка АТ-2 | Калужская | 2017 | 250 МВА | | | | | | | 250 | | | | | | | | | | | | | 0 | 250 | 0 | 761.2 | 234.5 | 245.5 | 281.2 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 761.2 | ПАО "МРСК Центра и Приволжья" | Обеспечение технологического присоединения потребителей в северной части Калужской области, в т.ч. ИП Воронино | | | | | | | | | | | | |
| 24 | Строительство заводов ВЛ 220 кВ Мирная - Метзавод (Копрово) на ПС 220 кВ Солдатов | | 2016 | 1,25 км 2,48 км | | | | | | 3.73 | | | | | | | | | | | | | | 3.73 | 0 | 0 | 72.1 | 15.0 | 41.3 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 56.3 | ПАО "ФСК ЕЭС" | | | | | | | | | | | | | |
| 25 | Установка трансформатора 220/35 кВ на ПС 220 кВ Мезинод | Калужская | 2019 | 1х180 МВА | | | | | | | | | | 180 | | | | | | | | | | 0 | 180 | 0 | 343.7 | 0.0 | 0.0 | 108.1 | 113.1 | 122.5 | 0.0 | 0.0 | 343.7 | Инвестор | Обеспечение технологического присоединения 3 очереди ЗАО "Калужский научно-производственный электрометаллургический завод" | | | | | | | | | | | | |
| Итого по 500 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 250 | 0 | 17.35 | 1703 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 850 | 1303.16 | 1788.86 | 2322.69 | 582.47 | 0 | 0 | 6847.18 | | | | |
| Итого по 330 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 200 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 250 | 340.33 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 590.33 | | | | |
| Итого по 220 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий | | | | | 12 | 125 | 0 | 3.73 | 0 | 0 | 144.35 | 250 | 0 | 0 | 125 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 500 | 0 | 164.08 | 1180 | 0 | 444.583 | 438.289 | 639.252 | 231.371 | 1078.16 | 985.595 | 1202.09 | 5019.3408 | | | | | | | | | | | | | | |

Объекты для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей 500 кВ

| № | НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ) | Энергосистема | Год ввода объекта | Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар) | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | Полная стоимость строительства | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | Итого | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | Организация, ответственная за реализацию проекта | Основное назначение объекта |
|---|---|---------------|----------------------|---|----------------------------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|------|------|-------|------|-------|--------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|--------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|---|--------------------------------|
| | | | | | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | 2021 г. | | | Итого | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | <i>Итого по объектам реконструкции 220 кВ</i> | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 400 | 0 | 0 | 0 | 300 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1080 | 0 | 0 | 1625 | 106.5 | 0 | 3405 | 106.5 | | | 265.5 | 832.8 | 1382.7 | 1355.6 | 1303.5 | 2970.2 | 2509.4 | 10618.6 | | | | | | | | |

| | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | Итого | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. |
|----------------------|----------------------------|-----|------|---------|-----|------|---------|------|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|------|------|---------|------|-------|--------|--------|-------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | 2021 г. | | | Итого | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <i>ВСЕГО, в т.ч.</i> | 92.3 | 125 | 0 | 876.43 | 850 | 232 | 219.7 | 3217 | 0 | 92 | 926 | 0 | 0 | 180 | 0 | 0 | 1080 | 0 | 144 | 2125 | 106.5 | 1424.4 | 8503 | 338.5 | 5266.8 | 7039.5 | 7710.9 | 5262.2 | 3564.1 | 4555.8 | 4381.7 | 37781.0 | | | | | | | | | |
| <i>по 500 кВ</i> | 0 | 0 | 0 | 738.4 | 250 | 180 | 17.35 | 1703 | 0 | 92 | 501 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 847.75 | 2454 | 180 | 850.0 | 3996.8 | 5132.0 | 3625.3 | 582.5 | 0.0 | 0.0 | 14186.6 | | | | | | | | |
| <i>по 330 кВ</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 475 | 0 | 0 | 864 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1339 | 0 | 653.1 | 887.7 | 178.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1718.8 | | | | | | | | |
| <i>по 220 кВ</i> | 92.3 | 125 | 0 | 138.03 | 125 | 52 | 202.35 | 650 | 0 | 0 | 425 | 0 | 0 | 180 | 0 | 0 | 1080 | 0 | 144 | 2125 | 106.5 | 576.68 | 4710 | 158.5 | 3763.8 | 2155.0 | 2400.9 | 1636.9 | 2981.6 | 4555.8 | 4381.7 | 21875.7 | | | | | | | | | |

Примечание:

В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2015 - 2021 ГОДОВ МОСКОВСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА

| № | НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МИРОПРИЯТИЕ) | Энергосистема | Год ввода объекта | Техническое описание характеристик объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар) | В прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | Полная стоимость строительства | В прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | Организация, ответственная за реализацию проекта | Основное назначение объекта | | | | |
|---|---|---------------|-------------------|---|----------------------------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|--------------------------------|----------------------------|-----|------|---------|---------|---------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|--|--|---|--|--|---|
| | | | | | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | 2021 г. | | | | Итого | | | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | | | | | | | | | | | | | Итого | | | |
| | | | | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | | | | | | | | | | | | | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. |
| Объекты для выдачи мощности электростанций | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 500 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | ВЛ 500 кВ Дорохово - Павино | Московская | 2021 | 160 км, ШР-180 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 160 | 180 | 160 | 0 | 180 | 2698.5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 20 | 1000 | 1678 | 2698.5 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение выдачи мощности блока № 4 (1000 МВт) Калининской АЭС | |
| 2 | ВЛ 500 кВ Гринбово - Дорохово №2 | Московская | 2021 | 85 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 85 | 85 | 0 | 0 | 1433.6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 287 | 1142 | 1433.6 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение выдачи мощности блока № 4 (1000 МВт) Калининской АЭС | | | |
| 3 | ПП 500 кВ Павино с вводами ВЛ 500 кВ Михайловская - Чагино с отп. и ВЛ 500 кВ Нововишерская - Пихра | Московская | 2021 | 4х10 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 40 | 40 | 0 | 0 | 674.6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 40 | 101 | 533 | 674.6 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение выдачи мощности блока № 4 (1000 МВт) Калининской АЭС | | | |
| Итого по 500 кВ для выдачи мощности АЭС | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 285 | 0 | 180 | 285 | 0 | 180 | | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 65.0 | 1388.0 | 3353.7 | 4806.7 | | |
| 500 и 220 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Первая и вторая ВЛ 500 кВ Загорская ГАЗЭС-2 - Ярцево | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | реконструкция ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС - Трубино и строительство вводов на ПС 500 кВ Ярцево | Московская | 2017 | 2х1 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 2 | 0 | 0 | 0 | 6163.97 | 0 | 140 | 119 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 258.6 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение выдачи мощности Загорской ГАЗЭС-2 |
| перевод ПС 220 кВ Ярцево на 500 кВ и установка АТГ 500/220 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 1002 | 0 | 1002 | 0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого по 500 кВ для выдачи мощности ГАЗЭС | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 6163.97 | 0 | 140 | 118.55 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 258.55 | | |
| ТЭС | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 220 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 6 | КЛ 220 кВ ТЭЦ-12 - Золотаревская №1 и №2 | Московская | 2015 | 2х3,9 км | 7.8 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 7.8 | 0 | 0 | 996.7 | 997 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 996.70 | ОАО "Энергокомплекс" | Обеспечение выдачи мощности ПГУ 220 МВт ТЭЦ-12 г. Москвы | | |
| 7 | КЛ 220 кВ ТЭЦ-12 - Пресня №1 и №2 | Московская | 2015 | 2х4,6 км | 9.2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 9.2 | 0 | 0 | 1175.5 | 1176 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1175.50 | | | | |
| 8 | Создание кабельных вводов КВЛ 220 кВ ТЭЦ-23 - Руднево и ВЛ 220 кВ Руднево - Восточный на ГТЭС Городецкая (Кожухово) | Московская | 2017 | 4х1 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 4 | 0 | 0 | 969.2 | 969 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 969.16 | ПАО "МОЭСК" | Обеспечение выдачи мощности ГТЭС Городецкая г. Москвы | |
| Итого по 220 кВ для выдачи мощности ТЭС | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 17 | 0 | 0 | 0 | 3141.4 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 3141.4 | | | |
| Итого по 500 кВ для выдачи мощности электростанций | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.0 | 140.0 | 118.6 | 0.0 | 65.0 | 1388.0 | 3353.7 | 5065.2 | | | | | | |
| Итого по 220 кВ для выдачи мощности электростанций | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 17 | 0 | 0 | 0 | 3141.4 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 3141.4 | | |
| Для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 500 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 9 | ПС 500 кВ Софьино с вводами ВЛ 500 кВ Дорохово - Павино | Московская | 2021 | 2х500 МВА 2х100 МВА 2х0,5 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 1 | 600 | 1 | 600 | 0 | 2019.6 | 0 | 0 | 0 | 10 | 35 | 904 | 1070 | 2019.55 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения потребителей новых территорий г. Москвы | | | | |
| 10 | Заход ВЛ 220 кВ Кедрово - Лесная на ПС Софьино * | Московская | 2021 | 2х6 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 12 | 0 | 0 | 256.7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 51 | 206 | 256.71 | Инвестор | | | | | | |
| 220 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 11 | Вторая цепь трансфера 220 кВ Очаково - Говорово - Чоботы | Московская | 2015 | КЛ 220 кВ 4х1,1 км ВЛ 220 кВ 15,6 км | 20 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 20 | 0 | 0 | 239.0 | 134 | 55 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 189.00 | ПАО "МОЭСК" | Повышение надежности электроснабжения потребителей района Солнцево, Перedelово г. Москвы (ИП ПАО "МОЭСК") | | | |
| 12 | КЛ 220 кВ Крепость.сая - ТЭЦ-23 №1 и №2 | Московская | 2015 | 2х11,1 км | 22.2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 22.2 | 0 | 0 | 3501.2 | 3501 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3501.16 | ОАО "Энергокомплекс" | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей | | | |
| 13 | ПС 220 кВ Чапниково с вводами ВЛ 220 кВ Сигма - Радицево I цепь | Московская | 2015 | 2х40 МВА 2х5 км | 80 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 80 | 0 | 1212.83 | 999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 998.53 | ООО "СК Регион" | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей (ОЭС "Зеленоград") | | | |
| 14 | ПС 220 кВ Битум с двумя ВЛ 220 кВ Кипотля - Битум | Московская | 2015 | 2х63 МВА 2х1,6 км | 126 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 126 | 0 | 1888.70 | 1889 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1888.70 | ОАО "НПЗ" | Обеспечение технологического присоединения ОАО «Московский нефтеперерабатывающий завод» | | | |
| 15 | ПС 110 кВ Нефтезавод (перевод на напряжение 220 кВ) с установкой трансформаторов серии ТРП/110 кВ | Московская | 2015 | 125 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 125 | 0 | 702.4 | 702 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 702.43 | ОАО "НПЗ" | Обеспечение технологического присоединения ОАО | | | |

| № | НАИМенование проекта (Мероприятие) | Энергосистема | Год ввода объекта | Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар) | В прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | | | | | | | Полная стоимость строительства | В прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | Организация, ответственная за реализацию проекта | Основное назначение объекта | | | | | | | | |
|----|---|---------------|-------------------|---|----------------------------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|--------------------------------|----------------------------|-----|-------|-------|-----|--------|-----------|--|-----------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|--|---------------|---|---|
| | | | | | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | | 2021 г. | | | Итого | | | млн. руб. | | | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. |
| | | | | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | | | | | | | | | | |
| | «Московская энергетическая компания» - строительство ВЛ 220 кВ Капотня - Ногинский | Московская | 2015 | 2,9 км | 2,9 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 2,9 | 0 | 0 | 48,0 | 48 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 48,01 | «Московская нефтеперерабатывающая завод» | | | |
| 16 | ПС 220 кВ Ступино с заходами ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Пахра | Московская | 2015 | 2x100 МВА 2x6 км | 12 | 200 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 12 | 200 | 0 | 994,0 | 230 | 48 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 277,89 | ПАО «ФСК ЕЭС» | Обеспечение технологического присоединения электростанции ООО «Кингекс» | |
| 17 | ПС 220 кВ Кожанническая | Московская | 2015 | 2x200 МВА | | 400 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 400 | 0 | 2141,7 | 273 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 273,00 | ПАО «МОЭСК» | Обеспечение технологического присоединения потребителей г. Москвы | |
| 18 | КЛ 220 кВ ТЭЦ-20 - Кожанническая №1 и №2 | Московская | 2015 | 2x7,5 км | 15 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 15 | 0 | 0 | 2630,9 | 432 | 11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 443,00 | ПАО «МОЭСК» | Подключение ПС 220 кВ Кожанническая к электрической сети | |
| 19 | КЛ 220 кВ Абрамovo - Горьковская №1 и №2 | Московская | 2015 | 2x10,93 км | 21,86 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 21,86 | 0 | 0 | 3447,6 | 3448 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3447,59 | ОАО «ОЭК» | Повышение надежности электроснабжения потребителей ЦАО г. Москвы | |
| 20 | ПС 220/20 кВ Архангельская с заходами КВЛ 220 кВ Ошково - Красногорская | Московская | 2015 | 2x100 МВА | | 200 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 200 | 0 | 1199,7 | 1200 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1199,72 | Инвестор | Обеспечение технологического присоединения ЗАО «Рубино-Архангельское» | |
| | | | | 2x1 км | 2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 2 | 0 | 0 | 630,8 | 631 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | 0 |
| 21 | КЛ 220 кВ Красносельская - Кожанническая №1 и №2 | Московская | 2016 | 2x11,5 км | | | 23 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 23 | 0 | 0 | 6302,4 | 997 | 968 | 364 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2329,54 | ОАО «Энергокомплекс» | Подключение ПС 220 кВ Кожанническая к электрической сети |
| 22 | ПС 220 кВ Котловка с оооружением заходов КВЛ 220 кВ ТЭЦ-20 - Коньково | Московская | 2016 | 2x200 МВА | | 400 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 400 | 0 | 7079,83 | 1007 | 3707 | 398 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5111,15 | ОАО «Энергокомплекс» | Обеспечение технологического присоединения потребителей г. Москвы |
| | | | | 2x4,5 км | 9 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 9 | 0 | 0 | 2713,0 | 429 | 1129 | 842 | 163 | 0 | 0 | 0 | | |
| 23 | ПС 220/10 кВ Тесна (Терново-2) с заходами ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Ока I и II цепь | Московская | 2016 | 2x100 МВА | | 200 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 200 | 0 | 1510,33 | 588 | 923 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1510,33 | Инвестор | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей |
| | | | | 4x0,5 км | 2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 2 | 0 | 0 | | | | | | | | | | |
| 24 | ПС 220/10 кВ Бржезница с двумя ВЛ 220 кВ Трубино - Братовщина I и II цепь | Московская | 2016 | 3x100 МВА | | 300 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 300 | 0 | 2331,10 | 907 | 1424 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2331,10 | Инвестор | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей |
| | | | | 2x10 км | 20 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 20 | 0 | 0 | | | | | | | | | | |
| 25 | ПС 220/20/10 кВ Белорусская | Московская | 2016 | 2x100 МВА 2x80 МВА | | | 360 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 360 | 0 | 3238,0 | 791 | 712 | 211 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1714,00 | ПАО «МОЭСК» | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей |
| 26 | КЛ 220 кВ Магистральная - Белорусская №1 и №2 | Московская | 2016 | 2x4,5 км | | | 9 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 9 | 0 | 0 | 1925,0 | 176 | 566 | 167 | 0 | 0 | 0 | 0 | 909,00 | ПАО «МОЭСК» | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей |
| 27 | ПС 220 кВ Фитимово (Н. Подрачьево) с заходами ВЛ 220 кВ Радчицево - Шуклово | Московская | 2016 | 2x200 МВА 2x2,5 км | | 5 | 400 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 5 | 400 | 0 | 2855,0 | 332 | 459 | 800 | 785 | 177 | 0 | 0 | 2553,00 | ПАО «МОЭСК» | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей |
| 28 | ПС 110 кВ Автоволовская (перевод на 220 кВ) | Московская | 2016 | 2x80 МВА | | | 160 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 160 | 0 | 3835,0 | 550 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 550,00 | ПАО «МОЭСК» | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей |
| 29 | КЛ 220 кВ Автоволовская - Южные №1 и №2 | Московская | 2016 | 2x5,7 км | | | 11,4 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 11,4 | 0 | 0 | 1982,6 | 307 | 494 | 187 | 0 | 0 | 0 | 0 | 988,00 | ПАО «МОЭСК» | Подключение ПС 220 кВ Автоволовская к электрической сети |
| 30 | Реконструкция ПС 220 кВ Дмитров с заходами ВЛ 220 кВ Ярицево - Радуга | Московская | 2017 | 2x15 км | | | | | 30 | | | | | | | | | | | | | | | | | | 30 | 0 | 0 | 506,0 | 5 | 100 | 350 | 38 | 0 | 0 | 0 | 493,10 | ПАО «ФСК ЕЭС» | Повышение надежности электроснабжения потребителей Московской области |
| 31 | ПС 220 кВ Врицево с заходом одной цепи ВЛ 220 кВ Дерюково - Слобода | Московская | 2017 | 2x200 МВА | | | 400 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 400 | 0 | 1448,2 | 274 | 574 | 600 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1448,24 | Инвестор | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей |
| | | | | 2x1 км | 2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 2 | 0 | 0 | | | | | | | | | | |
| 32 | ПС 220 кВ Потчицево (Н. Пушкино) с заходами ВЛ 220 кВ Новосафарино-Учи | Московская | 2017 | 2x200 МВА 2x5 км | | | | 10 | 400 | | | | | | | | | | | | | | | | | | 10 | 400 | 0 | 3512,4 | 526 | 665 | 962 | 997 | 243 | 0 | 0 | 3392,43 | ПАО «МОЭСК» | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей |
| 33 | ПС 220/20 кВ Назарьево | Московская | 2018 | 2x100 МВА | | | | | | | 200 | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 200 | 0 | 1580,4 | 0 | 299 | 626 | 655 | 0 | 0 | 0 | 1580,43 | Инвестор | Обеспечение технологического присоединения ООО «АлмаСтройГЭК» |
| 34 | Строительство заходов от ВЛ 220 кВ Радчицево - Лучи и ВЛ 220 кВ Радчицево - Пыльцево на ПС 220 кВ Назарьево | Московская | 2018 | 4x1 км | | | | | 4 | | | | | | | | | | | | | | | | | | 4 | 0 | 0 | 618,7 | 20 | 151 | 165 | 281 | 0 | 0 | 0 | 616,15 | ПАО «ФСК ЕЭС» | Обеспечение технологического присоединения ООО «АлмаСтройГЭК» |

| № | НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ) | Энергосистема | Год ввода объекта | Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар) | В прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | | | | | | | Полная стоимость строительства млн. руб. | 2015 г. млн. руб. | 2016 г. млн. руб. | 2017 г. млн. руб. | 2018 г. млн. руб. | 2019 г. млн. руб. | 2020 г. млн. руб. | 2021 г. млн. руб. | Итого млн. руб. | 2015 г. млн. руб. | 2016 г. млн. руб. | 2017 г. млн. руб. | 2018 г. млн. руб. | 2019 г. млн. руб. | 2020 г. млн. руб. | 2021 г. млн. руб. | Итого млн. руб. | Организация, ответственная за реализацию проекта | Основное назначение объекта | | | | | | |
|--|---|-------------------------|-------------------|---|----------------------------|------|------|---------|------|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|--------------------|----------------------|----------------------|------------------------------------|--|--|--|----------------------|--------------------|--|-----------------------------|---------|-----|------|-------|-----|------|
| | | | | | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 2021 г. | | | Итого | | |
| | | | | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар |
| 35 | ПС 220 кВ Акдольно (Константиново) с заходами ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Пакра и ВЛ 220 кВ Обряцково - Лесная | Московская | 2018 | 2х160 МВА | | | | | | | | 320 | | | | | | | | | | 0 | 320 | 0 | 1658.0 | 0 | 314 | 657 | 687 | 0 | 0 | 0 | 1658.05 | Инвестор (ООО "Космо Девелопмент") | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 4х2,5 км | | | | | | | | | | 10 | | | | | | | | | | 10 | 0 | 0 | 112.7 | 0 | 0 | 0 | 113 | 0 | 0 | | | 0 | 112.67 | | | | | | | | | | |
| 36 | ПС 220 кВ Сирени (перенос 220 кВ) с заходами ВЛ 220 кВ Шатурская ГРЭС - Пески и ВЛ 220 кВ Кропа - Пески | Московская | 2018 | 2х125 МВА 4х1,5 км | | | | | | | | 6 | 250 | | | | | | | | | 6 | 250 | 0 | 4695.9 | 0 | 304 | 638 | 2031 | 1723 | 0 | 0 | 4695.93 | ПАО "МОЭСК" | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей | | | | | | | | | | | | |
| 37 | КЛ 220 кВ Вулярки - Вогоруссия №1 и №2 | Московская | 2018 | 2х12 км | | | | | | | | 24 | | | | | | | | | | 24 | 0 | 0 | 1633.0 | 1 | 134 | 281 | 484 | 499 | 0 | 0 | 1398.00 | ПАО "МОЭСК" | Обеспечение технологического присоединения потребителей ЦАО г. Москвы | | | | | | | | | | | | |
| 38 | ПС 220/110 кВ Хованская (Город 101) | Московская | 2019 | 2х250 МВА 2х100 МВА | | | | | | | | | | | 700 | | | | | | | 0 | 700 | 0 | 6226.0 | 50 | 287 | 2038 | 2426 | 1414 | 0 | 0 | 6215.00 | ПАО "МОЭСК" | Обеспечение технологического присоединения потребителей присоединяемых территорий г. Москвы | | | | | | | | | | | | |
| 39 | ЛЭП 220 кВ Лесная - Хованская I и II часть | Московская | 2019 | 2х20 км | | | | | | | | | | | 40 | | | | | | | 40 | 0 | 0 | 3242.0 | 50 | 152 | 763 | 1428 | 849 | 0 | 0 | 3242.00 | ПАО "МОЭСК" | Подключение ПС 220/110 кВ Хованская к электрической сети | | | | | | | | | | | | |
| 40 | ПС 220/110 кВ Филиппово (П. Марьино) со строительством заводов ЛЭП 220 кВ Лесная - Хованская | Московская | 2020 | 2х250 МВА 2х100 МВА | | | | | | | | | | | | 700 | | | | | | 0 | 700 | 0 | 4411.3 | 0 | 0 | 0 | 844 | 1756 | 1811 | 0 | 4411.27 | ПАО "МОЭСК" | Обеспечение технологического присоединения потребителей новых территорий г. Москвы | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 4х1 км | | | | | | | | | | | 4 | | | | | | | | | 4 | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 4 | 0 | 0 | | | | | | | |
| 41 | КЛ 220 кВ Пискулино - Хованская (Город 101) №1 и №2 * | Московская | 2020 | 2х15 км | | | | | | | | | | | | 30 | | | | | | 30 | 0 | 0 | 3475.0 | 498 | 1424 | 1003 | 280 | 200 | 0 | 0 | 3405.00 | ОАО "Энергокомплекс" | Повышение надежности электроснабжения потребителей присоединяемых территорий г. Москвы | | | | | | | | | | | | |
| 42 | ПС 220/110/10 кВ Савинская с заходами ВЛ 220 кВ Слобода - Дорохово 1,2 | Московская | 2021 | 2х250 МВА 4х0,2 км | | | | | | | | | | | | | | | 0,8 | 500 | | 0,8 | 500 | 0 | 4543.0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 23 | 1363 | 3156 | 4543.00 | ПАО "МОЭСК" | Повышение надежности электроснабжения потребителей г.о. Звенигород. | | | | | | | | | | | | |
| 43 | Новое строительство ПС 220 кВ Мелково с заходами ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС (Ступино) - Пакра (ПНР) | Московская | 2021 | 2х250 МВА, 2х100 МВА, 2х2 км | | | | | | | | | | | | | | | 2 | 700 | | 2 | 700 | 0 | 2503.0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 372 | 743 | 1363 | 2478.00 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения проекта «Большое Домодедово». | | | | | | | | | | | | |
| <i>Итого по 500 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</i> | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 600 | 0 | 1,0 | 600 | 0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 10,0 | 35,2 | 904,1 | 1070,3 | 2019,6 | | | | | | | | |
| <i>Итого по 220 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</i> | | | | | 109,2 | 1131 | 0 | 79,4 | 1820 | 0 | 51,0 | 800 | 0 | 44,0 | 770 | 0 | 40,0 | 700 | 0 | 34,0 | 700 | 0 | 14,8 | 1200 | 0 | 372,4 | 7121 | 0 | 20993,9 | 14899,7 | 11051,4 | 11212,4 | 7254,9 | 3967,7 | 4725,0 | 74105,0 | | | | | | | | | | | |
| <i>Для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей</i> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 500 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 44 | ПС 500 кВ Каскадные с заходами ВЛ 500 Чагино - Ногинск и ВЛ 220 кВ Восточная - Цаги и ТЭЦ-23 - Ногинск | Московская | 2015 | 2х250 МВА 4х100 МВА 4х0,1 км | 0,4 | 900 | | | | | | | | | | | | | | | | 0,4 | 900 | 0 | 8889.9 | 831 | 999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1819.44 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Повышение надежности электроснабжения потребителей Московской области, обеспечение технологического присоединения новых потребителей | | | | | | | | | | | | |
| 45 | ВЛ 500 кВ Дорохово - Обнинск | Московская Калужская | 2021 | 110 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | 110 | 0 | 110 | 0 | 1855.2 | 0 | 0 | 0 | 50 | 274 | 324 | 1208 | 1855.20 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Повышение надежности электроснабжения потребителей Московской области, обеспечение технологического присоединения новых потребителей | | | | | | | | | | | |
| 46 | Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Чагино (2 АТ 500/220 кВ; 4 АТ 220/110 кВ; 2 Т 220/10 кВ) | Московская | 2015 | 2х500 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 1000 | 0 | 11545.7 | 54 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 53.61 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Реновация основных фондов, повышение надежности электроснабжения потребителей Московской области | | | | | | | | | | |
| | | | | 4х250 МВА 2х100 МВА | 1000 | 250 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | | | | | | | | | | | | | 250 | 0 | | | | | | | | |

| № | НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ) | Энергосистема | Год ввода объекта | Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар) | В прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | | | | | | | Полная стоимость строительства | В прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | Организация, ответственная за реализацию проекта | Основное назначение объекта | | | | | | | | |
|--|--|---------------|-------------------|---|----------------------------|------|------|---------|------|------|---------|------|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|--------------------------------|----------------------------|-----|------|-------|--------|--------|-----------|-----------|--|-----------------------------|-----------|-----------|-----------|---------------|--|--|-----------|--|
| | | | | | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | | 2021 г. | | | Итого | | | млн. руб. | млн. руб. | | | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | |
| | | | | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | | | | | | | | | | | |
| 47 | Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Пакра (2 АТ 500/220 кВ; 2 АТ 220/110 кВ; 2 Т 220/10 кВ) | Московская | 2017-2018 | 2x500 МВА | | | | | | 1000 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 1000 | 0 | 5938.1 | 100 | 1826 | 1000 | 1781 | 979 | 0 | 0 | 5685.73 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Реновация основных фондов, повышение надежности электроснабжения потребителей Московской области | | | |
| | | | | 2x250 МВА 2x100 МВА | | | | | | 500 | | | 200 | | | | | | | | | | | | 0 | 700 | 0 | | | | | | | | | | | | | | |
| 48 | Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Ногинск (2 АТ 500/220 кВ; 4 АТ 220/110 кВ; 2 Т 220/10 кВ) | Московская | 2016 - 2017 | 2x500 МВА | | | | | | 1000 | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 1000 | 0 | 9336.2 | 1172 | 890 | 688 | 435 | 0 | 0 | 0 | 3185.44 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Реновация основных фондов, повышение надежности электроснабжения потребителей Московской области | | |
| | | | | 4x250 МВА 2x100 МВА 200 Мвар | | | | | | | | 1200 | 200 | | | | | | | | | | | | 0 | 1200 | 200 | | | | | | | | | | | | | | |
| 49 | Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Трубино (2 АТ 500/220 кВ; 2 АТ 220/110 кВ; 2 Т 220/10 кВ) | Московская | 2016-2018 | 2x500 МВА | | | | | | 1000 | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 1000 | 0 | 8745.5 | 200 | 950 | 950 | 650 | 448 | 0 | 0 | 3197.84 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Реновация основных фондов, повышение надежности электроснабжения потребителей Московской области | | |
| | | | | 2x250 МВА 2x100 МВА | | | | | | | | 500 | | 200 | | | | | | | | | | | 0 | 700 | 0 | | | | | | | | | | | | | | |
| 220 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 50 | Сооружение кабельных заводов ВЛ 220 кВ ТЭЦ-26 - Ясенево на ПС 220 кВ Бутово | Московская | 2015 | 2x1,5 км | 3 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 3 | 0 | 0 | 746.6 | 747 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 746.62 | ПАО "МОЭСК" | Повышение надежности электроснабжения потребителей г. Москвы | | | |
| | Итого по 500 кВ для снятия систем ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей | | | | 0 | 1000 | 0 | 0 | 2000 | 0 | 0 | 1000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 110 | 0 | 0 | 4110 | 0 | 1526.1 | 3666.2 | 2637.5 | 2916.5 | 1700.1 | 323.7 | 1207.7 | 13977.8 | |
| | Итого по 220 кВ для снятия систем ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей | | | | 3.4 | 1150 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2200 | 200 | 0 | 400 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3.4 | 3750 | 200 | 1577.5 | 998.6 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 2576.1 | | | | | |
| Объекты реновации с увеличением трансформаторной мощности 220 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 51 | ПС 220 кВ Новобрицкое (перевод на напряжение 220 кВ, установка дополнительных Т) | Московская | 2015 | 2x100 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 200 | 0 | 4589.0 | 502 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 502.00 | ПАО "МОЭСК" | Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей | | | |
| 52 | ПС 220 кВ Чертаново | Московская | 2015 | 2x100 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 200 | 0 | 538.2 | 538 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 538.20 | ПАО "МОЭСК" | Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей | | | |
| 53 | ПС 220 кВ Центральная | Московская | 2015 | 2x80 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 160 | 0 | 1617.0 | 500 | 50 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 550.00 | ПАО "МОЭСК" | Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей | | | |
| 54 | ПС 220/110 кВ Красногорская, установка дополнительно двух трансформаторов 220/20 кВ | Московская | 2015 | 2x100 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 200 | | | 664.3 | 664 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 664.29 | ПАО "МОЭСК" | Обеспечение технологического присоединения ЗАО "Рублево-Архангельское". | | |
| 55 | ПС 220 кВ Сибблово, замена АТ 220/110 кВ | Московская | 2016 | 2x250 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 500 | 0 | 1031.0 | 39 | 410 | 163 | 0 | 0 | 0 | 0 | 613.00 | ПАО "МОЭСК" | Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей | | | |
| 56 | ПС 220 кВ Гольцово, замена трансформаторов | Московская | 2016 | 2x100 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 200 | 0 | 2122.3 | 236 | 927 | 195 | 19 | 700 | 0 | 0 | 2077.00 | ПАО "МОЭСК" | Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей | | | |
| 57 | ПС 220 кВ Впиданское, замена трансформаторов | Московская | 2017 | 2x80 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 160 | 0 | 1748.1 | 591 | 701 | 396 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1688.00 | ПАО "МОЭСК" | Для присоединения новых потребителей в р-не Отрядное, Остаповской. | | | |
| 58 | ПС 220 кВ Лесная, замена АТ 220/110 кВ | Московская | 2016-2017 | 2x200 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 400 | 0 | 991.0 | 138 | 46 | 337 | 247 | 163 | 0 | 0 | 931.00 | ПАО "МОЭСК" | Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей | | | |
| 59 | ПС 220 кВ Темпы, замена АТ 220/110 кВ | Московская | 2017 | 2x200+2x40 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 480 | 0 | 1990.9 | 200 | 100 | 240 | 201 | 0 | 0 | 0 | 740.41 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей | | | |
| 60 | ПС 220 кВ Южные, замена АТ 220/110 кВ | Московская | 2018 | 2x250 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 500 | 0 | 4946.8 | 37 | 221 | 539 | 1951 | 2065 | 0 | 0 | 4813.00 | ПАО "МОЭСК" | Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей | | | |
| 61 | ПС 220 кВ Луч, замена АТ 220/110 кВ | Московская | 2018 | 2x200+2x125+2x25 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 700 | 0 | 3482.3 | 172 | 450 | 308 | 562 | 0 | 0 | 0 | 1492.07 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей | | | |

| № | НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ) | Энергосистема | Год ввода объекта | Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар) | В прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | | | | | | | Полная стоимость строительства | В прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | Организация, ответственная за реализацию проекта | Основное назначение объекта | | | | | | | | |
|---|---|---------------|----------------------|---|----------------------------|------------|----------|----------|------------|----------|----------|------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|------------|----------|----------|--------------------------------------|----------------------------|----------|-------------|----------|---------------|---------------|---------------|---------------|---|--------------------------------|---------------|----------------|-----------|------------------|--|-----------|-----------|-----------|
| | | | | | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | | 2021 г. | | | Итого | | | млн. руб. | млн. руб. | | | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. |
| | | | | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | | | | | | | | | | | |
| 62 | ПС 220 кВ Ока, замена АТ 220/110 кВ | Московская | 2018 | 2x200+2x63 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 526 | 0 | 2466.3 | 50 | 228 | 227 | 232 | 0 | 0 | 0 | 737.38 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей | | | |
| 63 | ПС 220 кВ Баскаково, замена АТ 220/110 кВ | Московская | 2018 | 2x250 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 500 | 0 | 2226.0 | 0 | 133 | 849 | 513 | 700 | 0 | 0 | 2195.00 | ПАО "МОЭСК" | Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей | | | |
| 64 | ПС 220/110/10 кВ Пресня, установка дополнительно двух Т 220/20 кВ | Московская | 2018 | 2x100 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 200 | 0 | 4018.0 | 167 | 406 | 575 | 540 | 246 | 0 | 0 | 1934.00 | ПАО "МОЭСК" | Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей | | | |
| 65 | ПС 220/110/10 кВ Ясенев, замена АТ 220/110 кВ мощностью по 200 МВА | Московская | 2020 | 2x250 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 500 | 0 | 1278.0 | 0 | 0 | 0 | 266 | 200 | 792 | 0 | 1258.00 | ПАО "МОЭСК" | Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей | | | |
| 66 | ПС 220/110/10 кВ Сабурово, замена АТ 220/110 кВ мощностью по 200 МВА | Московская | 2021 | 2x250 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 500 | 0 | 3883.0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 202 | 1504 | 2053 | 3759.00 | ПАО "МОЭСК" | Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей | | | |
| Итого по объектам реновации 220 кВ | | | | | 0 | 760 | 0 | 0 | 900 | 0 | 0 | 840 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 500 | 0 | 0 | 500 | 0 | 0 | 5926 | 0 | 3834.5 | 3672.7 | 3829.5 | 4530.6 | 4276.0 | 2295.6 | 2053.4 | 24492.3 | | | | | | |

| | | | | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | 2021 г. | | | Итого | | |
|------------------|--|--|--|----------------------|-------------|----------|-----------|--------------|-------------|-----------|-------------|-------------|-----------|-------------|-------------|------------|------------|-------------|-----------|-------------|------------|-------------|-------------|-------------|--------------|--------------|-------------|
| | | | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар |
| | | | | ВСЕГО, в т.ч. | | | | 129.6 | 4041 | 0 | 79 | 4720 | 0 | 57 | 5842 | 200 | 104 | 3596 | 0 | 40 | 700 | 0 | 34 | 1200 | 0 | 300.8 | 2410 |
| по 500 кВ | | | | 0 | 1000 | 0 | 0 | 2000 | 0 | 2 | 2002 | 0 | 60 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 286 | 710 | 180 | 348 | 5712 | 180 |
| по 220 кВ | | | | 129.6 | 3041 | 0 | 79 | 2720 | 0 | 55 | 3840 | 200 | 44 | 3596 | 0 | 40 | 700 | 0 | 34 | 1200 | 0 | 14.8 | 1700 | 0 | 396.8 | 16797 | 200 |

| 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | Итого |
|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------|----------------|-----------------|
| млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. |
| 31073.3 | 23377.1 | 17637.0 | 18669.5 | 13331.1 | 8879.1 | 12410.2 | 125377.3 |
| 1526.1 | 3806.2 | 2756.1 | 2926.5 | 1800.3 | 2615.8 | 5631.7 | 21062.6 |
| 29547.3 | 19570.9 | 14880.9 | 15743.0 | 11530.9 | 6263.3 | 6778.4 | 104314.7 |

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2015 - 2021 ГОДОВ ОЭС ЮГА

| № | НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ) | Энергосистема | Год ввода объекта | Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар) | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | | | | | | | Организация, ответственная за реализацию проекта | Основное назначение объекта | | | | | | | | | | | |
|---|---|-----------------------|-------------------|---|----------------------------|-----|------|---------|------|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|--|-----------------------------|---------|---------|--------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|---------------|---|---|
| | | | | | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | | | 2021 г. | | | Итого | | | | | | | |
| | | | | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | | км | МВА | Мвар | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. |
| Для выдачи мощности электростанций | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| АЭС | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 500 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС - Тихорецк № 2 | Ростовская, Кубанская | 2015 | 350 км 2хПП-180 | 350 | | 180 | | | | | | | | | | | | | | | 350 | 0 | 180 | 10530.5 | 4000 | 5478.0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 9478.0 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Выдача мощности блока № 3 (1100 МВт) Ростовской АЭС. | |
| 2 | ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС - Ростовская | Ростовская | 2019 | 300 км 2хПП-180 | | | | 300 | | 180 | | | | | | | | | | | | 300 | 0 | 180 | 5060 | 583.07 | 1700 | 2551.96 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4835.03 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Выдача мощности блока № 4 (1100 МВт) Ростовской АЭС. |
| | Итого по 500 кВ для выдачи мощности АЭС | | | | | | | | 300 | 0 | 180 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 650 | 0 | 360 | | 4383.1 | 7178.0 | 2552.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 14313.1 | | |
| ГЭС | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 330 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | ВЛ 330 кВ Зеленуковская ГЭС-ГАЭС - Черкесск с расширением ПС 330 кВ Черкесск | Кировско-Черкесская | 2015 | 45 км | 45 | | | | | | | | | | | | | | | | | 45 | 0 | 0 | 1450 | 417.0 | 160.0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 577.0 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Выдача мощности Зеленуковской ГЭС-ГАЭС (каскад Зеленуковской), 2x70 МВт. |
| | Итого по 330 кВ для выдачи мощности ГЭС | | | | | | | | 45 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 45 | 0 | 0 | | 417.0 | 160.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 577.0 | | |
| 220 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | ВЛ 220 кВ Алониновая - Гумрак № 2 | Волгоградская | 2017 | 16,5 км | | | | 16.5 | | | | | | | | | | | | | | 16.5 | 0 | 0 | 591.4 | 0 | 64.6 | 526.8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 591.4 | Инвестор | Усиление схемы выдачи мощности Волжской ГЭС в связи с ее реконструкцией. |
| | Итого по 220 кВ для выдачи мощности ГЭС | | | | | | | | 16.5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 16.5 | 0 | 0 | | 0.0 | 64.6 | 526.8 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 591.4 | | |
| | Итого по 500 кВ для выдачи мощности электростанций | | | | | | | | 350 | 0 | 180 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 650 | 0 | 360 | | 4383.1 | 7178.0 | 2552.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 14313.1 | | |
| | Итого по 330 кВ для выдачи мощности электростанций | | | | | | | | 45 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 45 | 0 | 0 | | 417.0 | 160.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 577.0 | | |
| | Итого по 220 кВ для выдачи мощности электростанций | | | | | | | | 16.5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 16.5 | 0 | 0 | | 0.0 | 64.6 | 526.8 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 591.4 | | |
| Для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 500 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 5 | ВЛ 500 кВ Кубанская - Тамань с ПС 500 кВ Тамань, расширение ПС 500 кВ Кубанская | Кубанская | 2017 | 120 км 3х(3х167) МВА ПП 180 Мвар СКРМ 50 Мвар | | | 120 | | | | | | | | | | | | | | | 120 | 0 | 0 | 9236.50 | 4238.80 | 4827.7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 9066.5 | Инвестор | Обеспечение передачи мощности в энергосистему Республики Крым и г. Севастополя. | |
| | Итого по 500 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей | | | | | | | 120 | | | | | | | | | | | | | | 120 | 0 | 0 | | 4238.80 | 4827.7 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 9066.5 | | | |
| 6 | Установка третьего АТ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Шахты | Ростовская | 2017 | 501 МВА | | | | 501 | | | | | | | | | | | | | | 0 | 501 | 0 | 946.31 | 10.59 | 400 | 432.2 | 94 | 0 | 0 | 0 | 936.75 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения Краснодарского металлургического комбината |
| 330 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 7 | Реконструкция ПС 500 кВ Неинтомасск для энергоснабжения индустриального парка г. Неинтомасск | Ставропольская | 2017 | АТ 330/110 кВ 2х125 МВА | | | | 250 | | | | | | | | | | | | | | 0 | 250 | 0 | 2877.4 | 261.8 | 219.0 | 300.0 | 1950.2 | 38.9 | 0 | 0 | 2769.81 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения РИТ-парка в районе г. Неинтомасск |
| 220 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 8 | ВЛ 220 кВ Кубанская - Кирилловская №2 | Кубанская | 2017 | 20 км | | | | 20 | | | | | | | | | | | | | | 20 | 0 | 0 | 185.31 | 0 | 60 | 122.72 | 0 | 0 | 0 | 0 | 182.72 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения ЗАО "НЦЗ Горный" (5/17/11 от 06.09.2010) |
| 9 | ПС 220 кВ НЦЗ Горный с отпайками от ВЛ 220 кВ Кубанская - Кирилловская № 1 и № 2 | | 2015, 2017 | 2х15 км 2х40 МВА | 15 | | | 15 | | | | | | | | | | | | | | | 30 | 0 | 0 | 1156.8 | 246.9 | 387.6 | 522.3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1156.8 | ЗАО "НЦЗ Горный" |
| 10 | Линейная подстанция 220 кВ Ем с заходами ВЛ 220 кВ Тихорецк - Песчанококская с отпайкой на ПС Светлая | Кубанская | 2015 | 2х5 км 2х40 МВА | 10 | | | | | | | | | | | | | | | | | 10 | 0 | 0 | 24.2 | 1.84 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.84 | ОАО "РЖД" | Электрификация железнодорожных линий |
| 11 | ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС - РП Волгодонск с РП Волгодонск и заходами ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 - Эмвоваши на Ростовскую АЭС | Ростовская | 2015 | 6,3 км | 6.3 | | | | | | | | | | | | | | | | | 6.3 | 0 | 0 | 120 | 16.8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 16.8 | ОАО "ФСК ЕЭС" | Выдача мощности блока № 3 (1100 МВт) Ростовской АЭС. |
| 12 | ПС 220 кВ Восточная промышлен. с заходом ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ - Выпьемкомбинат 1 и П цепь | Кубанская | 2017 | 4х4 км 2х200 МВА | | | 16 | | | | | | | | | | | | | | | 16 | 0 | 0 | 1236.7 | 280 | 700 | 246.4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1226.4 | ПАО "ФСК ЕЭС", ОАО "Кубаньэнерго" | Обеспечение присоединения новых потребителей северной части г. Краснодар |

| № | НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ) | Энергосистема | Год ввода объекта | Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар) | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | | | | | | | Полная стоимость строительства | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | Итого | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | Организация, ответственная за реализацию проекта | Основное назначение объекта | | | | | | |
|---|--|---------------------------|----------------------|---|----------------------------|-------|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|--------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|--------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------------|---|---|--|--|---|--------------------------------|---------|-----|------|-------|-----|------|
| | | | | | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 2021 г. | | | Итого | | |
| | | | | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар |
| | <i>Итого по 330 кВ для снятия остатков вращающей и повышения надёжности электроснабжения существующих потребителей</i> | | | | | 145.6 | 125 | 0 | 0 | 125 | 0 | 0 | 0 | 0 | 175 | 125 | 0 | 0 | 0 | 0 | 200 | 0 | 118 | 250 | 0 | 438.4 | 825 | 0 | | 590.6 | 1678.5 | 2431.8 | 2291.5 | 450.1 | 1328.9 | 2299.1 | 11070.5 | | | | | | | | | | | |
| | <i>Итого по 220 кВ для снятия остатков вращающей и повышения надёжности электроснабжения существующих потребителей</i> | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 125 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 125 | 0 | | 150.0 | 150.0 | 69.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 369.0 | | | | | | | | | | |
| Объекты реновации с увеличением трансформаторной мощности | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 500 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 36 | ПС 500 кВ Баянновская. Установка ППР | Волгоградская | 2017 | ППР-180 Мвар | | | | | | | | | | | | | 180 | | | | | | | | | | 0 | 0 | 180 | 620.7 | 0.0 | 80.2 | 540.4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 620.7 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Нормализация уровня напряжения в сети 500 кВ. | | | | | | | | |
| 330 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 37 | ПС 330 кВ Малаховка | Дачинская | 2015 | замена АТ 125 на 200 МВА | | 200 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 200 | 0 | 328.9 | 328.9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 328.9 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Повышение надёжности электроснабжения потребителей северной части Республики Дагестан. | | | | | | | | | |
| 38 | ПС 330 кВ Прохладная - 2 | Северская - хлебовская | 2020 | 2x200 МВА | | | | | | | | | | | | | | 400 | | | | | | | | 0 | 400 | 0 | 760.5 | 0 | 0 | 0 | 50.0 | 227.3 | 330 | 0 | 607.31 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Повышение надёжности электроснабжения потребителей Кабардино- Балкарской республики | | | | | | | | | |
| 220 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 39 | ПС 220 кВ Р-4 | Ростовская | 2016 | 3x250 МВА 2x25 Мвар | | | | 500 | 50 | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 500 | 50 | | 140 | 54.1 | 50 | 0 | 0 | 0 | 0.0 | 244.06 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей в Ростовском энергоузле. | | | | | | | | | |
| 40 | ПС 220 кВ Усть-Лабинская, увеличение автотрансформаторной мощности. | Кубинская | 2016 | 2x125 МВА | | | | 250 | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 250 | 0 | 724.4 | 68.6 | 508.1 | 144.9 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 721.5 | Инвестор | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей. | | | | | | | | | |
| 41 | ПС 220 кВ Гумрак | Волгоградская | 2017 | 3x200 МВА | | | | | | | 600 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 600 | 0 | 3999 | 100 | 496.0 | 500 | 1000 | 1835.2 | 0 | 0 | 3931.18 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение надёжного электроснабжения Чемпионата мира по футболу 2018 г. и присоединение новых потребителей Волгоградской области. | | | | | | | | | |
| 42 | ПС 220 кВ Бреховская, установка АТ-3 | Кубанская | 2016 | 1x125 МВА | | | | 125 | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 125 | 0 | 332.6 | 59.7 | 181.8 | 83.8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 325.3 | Инвестор | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей - ООО "Тепличный комбинат Мезуринский". | | | | | | | | | |
| 43 | ПС 220 кВ Аллюминиевая | Волгоградская | 2017 | 2x250 МВА 63 МВА | | | | | | | 563 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 563 | 0 | 2788.23 | 173.0 | 217.8 | 307.2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 700 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение надёжного электроснабжения потребителей Волгоградской области. | | | | | | | | | |
| 44 | ПС 220 кВ Кировская | Волгоградская | 2015 | 2x200 МВА | | 400 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 400 | 0 | 1782.7 | 200.0 | 5.1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 205.1 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение надёжного электроснабжения потребителей Волгоградской области. | | | | | | | | | |
| 45 | ПС 220 кВ Садовая, увеличение трансформаторной мощности | Волгоградская | 2015 | 2x125 МВА | | 250 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 250 | 0 | 613.2 | 414.1 | 181.71 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 595.8 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей и повышение надёжности электроснабжения существующих потребителей Волгоградской области. | | | | | | | | | |
| 46 | ПС 220 кВ Владимирова (замена АТ) | Астровская | 2021 | 2x125 МВА, БСК 26 Мвар | | | | | | | | | | | | | | | | | 250 | 26 | 0 | 250 | 26 | 2420.6 | 33 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 300 | 275.09 | 608.09 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей. | | | | | | | | | | |
| 47 | ПС 220 кВ Волжская (Волгоград) | Волгоградская | 2021 | 2x125 МВА 2x80 МВА 2x40 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | 490 | | 0 | 490 | 0 | 451.2 | 5 | 0 | 0 | 0 | 24 | 50 | 200 | 121 | 400 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей. | | | | | | | | | | | |
| | <i>Итого по объектам реновации 500 кВ</i> | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 180 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 180 | 0 | 0 | 0 | 80.2 | 540.4 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 620.7 | | | | | | | | | | | |
| | <i>Итого по объектам реновации 330 кВ</i> | | | | | 0 | 200 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 600 | 0 | | 328.9 | 0.0 | 0.0 | 50.0 | 227.3 | 330.0 | 0.0 | 936.2 | | | | | | | | | | | | |
| | <i>Итого по объектам реновации 220 кВ</i> | | | | | 0 | 650 | 0 | 0 | 875 | 50 | 0 | 1163 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 740 | 26 | 0 | 3428 | 76 | | 1195.3 | 1644.5 | 1085.9 | 1024.0 | 1885.2 | 500.0 | 396.1 | 7731.0 | | | | | | | | | | | |

| № | НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ) | Энергосистема | Год ввода объекта | Технически характеристика объектов проекта (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар) | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | Полная стоимость строительства | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | Организация, ответственная за реализацию проекта | Основное назначение объекта | | | | | | | | | | | | | |
|---|------------------------------------|---------------|-------------------|---|----------------------------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|--------------------------------|----------------------------|-----|------|---------|-----|------|---------|--|-----------------------------|-------|------|----|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-------|-----|------|
| | | | | | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | 2021 г. | | | Итого | | | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | Итого | | |
| | | | | | км | MBA | Мвар | км | MBA | Мвар | км | MBA | Мвар | км | MBA | Мвар | | км | MBA | Мвар | км | MBA | Мвар | км | | | MBA | Мвар | км | | | | | | | | | MBA | Мвар |

| | | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------|--|----------------------------|------|------|---------|------|------|---------|------|------|---------|-----|------|----------------------------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|-------|-------|--------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|------------|-----------|-----------|
| | | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | 2021 г. | | | Итого | | | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | Итого | | |
| | | км | MBA | Мвар | км | MBA | Мвар | км | MBA | Мвар | км | MBA | Мвар | км | MBA | Мвар | км | MBA | Мвар | км | MBA | Мвар | км | MBA | Мвар | | | | | | | | | млн. руб. | млн. руб. |
| ВСЕГО, в т.ч. | | 589.93 | 1396 | 206 | 241 | 2207 | 280 | 1206.5 | 4594 | 720 | 175 | 125 | 0 | 87.8 | 494 | 0 | 0 | 600 | 0 | 117.8 | 990 | 26 | 2418 | 10486 | 1232 | 19068.77 | 28182.33 | 16139.25 | 10784.03 | 11519.13 | 2618.194 | 2695.177 | 91006.8708 | | |
| из 500 кВ | | 350.0 | 0 | 188 | 120 | 1002 | 236 | 1065.0 | 1670 | 720 | 0 | 0 | 0 | 87.8 | 334 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1622.8 | 3006 | 1130 | 5438.6 | 17313.5 | 9492.1 | 4941.7 | 8124.1 | 459.3 | 0.0 | 48989.3 |
| из 330 кВ | | 198.6 | 325 | 0 | 0 | 125 | 0 | 0.0 | 250 | 0 | 175.0 | 125 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 483.4 | 1673 | 0 | 1598.4 | 2857.5 | 2731.8 | 4291.6 | 716.3 | 1638.9 | 2299.1 | 15353.6 |
| из 220 кВ | | 49.3 | 1071 | 26 | 121.0 | 1880 | 50 | 141.5 | 2674 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.0 | 160 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.0 | 740 | 26 | 311.8 | 572.5 | 102 | 7811.8 | 8811.3 | 4915.4 | 1538.7 | 2678.7 | 580.8 | 396.1 | 26644.0 | | |

Примечание:
В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций
* - стоимость ВЛ определена на результаты проектирования классного электроснабжения полуострова Крым

Энергосистема Республики Крым

| № | НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ) | Энергосистема | Год ввода объекта | Технически характеристика объектов проекта (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар) | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | Полная стоимость строительства | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | Организация, ответственная за реализацию проекта | Основное назначение объекта | | | | | | | | | | | | | |
|--|--|---------------|-------------------|---|----------------------------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|--------------------------------|----------------------------|-----|------|---------|-----|------|---------|--|-----------------------------|--------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|---|----------|---|
| | | | | | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | 2021 г. | | | Итого | | | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | Итого | | |
| | | | | | км | MBA | Мвар | км | MBA | Мвар | км | MBA | Мвар | км | MBA | Мвар | | км | MBA | Мвар | км | MBA | Мвар | км | | | MBA | Мвар | км | | | | | | | | | MBA | Мвар |
| Мероприятия для обеспечения надежности энергосистемы полуострова Крым | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Для выдачи мощности электростанций | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ТЭС | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 330 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | ВЛ 330 кВ Звятило-Крымская - Севастополь с эстакадой на Новую ТЭС в г. Севастополь, ВЛ 330 кВ Новая ТЭС в г. Севастополь - Севастополь, расширение ПС 330 кВ Севастополь (общая бюджет уточнения проектов) | Крым | 2017 | 140 км, 400 МВА | | | | 140 | 400 | | | | | | | | | | | | | | | 140 | 400 | 0 | 4200 | 1260 | 1260 | 1680 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4200 | Инвестор | Повышение надежности электроснабжения потребителей Республики Крым и города Севастополь | | |
| | <i>Итого по 330 кВ для выдачи мощности ТЭС (в-во Крым)</i> | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 140 | 400 | 0 | 1260.0 | 1260.0 | 1680.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 4200.0 | | | | | |
| 220 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | ВЛ 220 кВ Новая ТЭС в г. Симферополь - Симферопольская (общая бюджет уточнения проектов) | Крым | 2017 | 30 км | | | | 30 | | | | | | | | | | | | | | | | 30 | 0 | 0 | 540 | 0 | 162 | 162 | 216 | 0 | 0 | 0 | 540 | Инвестор | Выдача мощности Симферопольской ТЭС | | |
| | <i>Итого по 220 кВ для выдачи мощности ТЭС (в-во Крым)</i> | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 0 | 0 | 0.0 | 162.0 | 162.0 | 216.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 540.0 | | | | | |
| Сооружение электросетевого Энергомоста Российская Федерация - полуостров Крым | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 220 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | ВЛ 220 кВ Кафа - Симферопольская (в габаритах 330 кВ) с расширением подстанции Симферопольская | Крым | 2016 | 110 км | | | 110 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 110 | 0 | 0 | 1786.7 | 682.0 | 871.7 | 178 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1731.72 | Инвестор | Электроснабжение потребителей центральной части энергосистемы Республики Крым и города Севастополь с учетом максимально возможного закрытия мощности из энергосистемы Краснодарского края и Республики Адыгея |
| 4 | Четыре кабельные линии от переходного пункта на Таманском полуострове до переходного пункта на Крымском полуострове, обеспечивающие переход через Керченский пролив | Кубань-Крым | 2016 | 4x14,5 км | 29 | | 29 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 28 | 0 | 0 | 13838.1 | 2300.0 | 9552.8 | 1615 | 0 | 0 | 0 | 0 | 13467.86 | Инвестор | Обеспечение передачи мощности в энергосистему Республики Крым и г. Севастополь |
| 5 | ПС 220 кВ Кафа (вместимость расширения до ПС 330 кВ) | Крым | 2016 | 2x125 МВА | | | 250 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 250 | 0 | 1888.04 | 757.4 | 400.0 | 631 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1788.04 | Инвестор | Обеспечение передачи мощности из энергосистемы Краснодарского края в энергосистему Республики Крым и города Севастополь |

| № | НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ) | Энергосистема | Год ввода объекта | Технические характеристики объектов проекта (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар) | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | | | | | | | Полная стоимость строительства | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | Организатор, ответственный за реализацию проекта | Основное назначение объекта | | | | | | |
|-------------------------------------|---|---------------|----------------------|---|----------------------------|------------|----------|----------|------------|------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|--------------------------------------|----------------------------|--------------|------------|-----------|----------------|---------------|----------------|---------------|---|--------------------------------|------------|------------|--|-----------|----------|---|
| | | | | | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | | 2021 г. | | | Итого | | | 2015 г. | 2016 г. | | | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | Итого |
| | | | | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | км | МВА | Мвар | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | | | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | | |
| 6 | Две двухцепные ВЛ 220 кВ от ПС 500 кВ Тамань до переходного пункта на Таманском полуострове, двухцепные ВЛ 220 кВ от переходного пункта на Крымском полуострове до ПС 220 кВ Кафа, однопровитная ВЛ 220 кВ от переходного пункта на Крымском полуострове до ПС 220 кВ Кафа, однопровитная ВЛ 220 кВ от переходного пункта на Крымском полуострове до ПС 220 кВ Кампань-Бурун с расширением ПС 220 кВ Кампань-Бурун. | Кубань-Крым | 2015-2016 | 2015 г. - 1 цепь. 2 цепи. ВЛ 220 кВ Тамань-Кафа и ВЛ 220 кВ Тамань - Кампань-Бурун, 2016 г. - II цепь и ВЛ 220 кВ №3 Тамань-Кафа, 4x50 км 3x120 км 15 км | 335 | | | | 240 | | | | | | | | | | | | | | | | 575 | 0 | 0 | 5354.46 | 1500 | 2300.2 | 1454.26 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5254.46 | Инвестор | Обеспечение передачи мощности в энергосистему Республики Крым и г. Севастополя. |
| 7 | Заходка ВЛ 220 кВ Феодосийская - Симферопольская на ПС 220 кВ Кафа (в габаритах 330 кВ) | Крым | 2016 | 2x0,25 км | | 0.5 | | | | | | | | | | | | 0.5 | 0 | 0 | | 331.63 | 61.7 | 269.9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 331.63 | Инвестор | Присоединение ПС 220 кВ Кафа к энергетической сети | | | |
| 8 | Заходка ВЛ 220 кВ Феодосийская - Насосная-2 на ПС 220 кВ Кафа | Крым | 2016 | 2x0,25 км | | 0.5 | | | | | | | | | | | | 0.5 | 0 | 0 | | 330.60 | 61.7 | 268.9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 330.60 | Инвестор | | | | |
| Итого по энергетике (220 кВ) | | | | | | 364 | 0 | 0 | 380 | 250 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 744.0 | 250 | 0 | 23529.5 | 5362.8 | 13663.5 | 3878.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 22904.3 | | | |

| | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | | | | | | | Полная стоимость строительства | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------|----------------------------|----------|----------|------------|------------|----------|------------|------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|--------------------------------------|----------------------------|----------|----------|----------|----------|------------|------------|-----------|---------------|----------------|---------------|--------------|-----------|-----------|----------|----------|----------------|
| | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | | 2020 г. | | | Итого | | | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | Итого | | | |
| | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | | | |
| ВСЕГО, в т.ч. | 364 | 0 | 0 | 380 | 250 | 0 | 170 | 400 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 914 | 650 | 0 | 6622.8 | 15085.5 | 5720.0 | 216.0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 27644.3 |
| по 330 кВ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 140 | 400 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 140 | 400 | 0 | 1260.0 | 1260.0 | 1680.0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4200.0 |
| по 220 кВ | 364 | 0 | 0 | 380 | 250 | 0 | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 774 | 250 | 0 | 5362.8 | 13825.5 | 4040.0 | 216.0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 23444.3 |

Примечание
В стоимость объектов не входят оборудование, расположенное на территории анаэрозонных

| № | НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ) | Энергосистема | Год ввода объекта | Технические характеристики объекта проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар) | В прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | | | | | | | Полная стоимость строительства млн. руб. | В прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | Организация, ответственная за реализацию проекта | Основное назначение объекта | | | | | | | |
|----------------------|---------------------------------------|---------------|----------------------|--|----------------------------|-----|------|---------|------|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---|----------------------------|------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|---|--------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | | | | | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | | 2021 г. | | | Итого | | | 2015 г. | | | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | Итого |
| | | | | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | млн. руб. | | | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. |
| | | | | | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | 2021 г. | | | Итого | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | | | | | | |
| ВСЕГО, в т.ч. | | | | | 301,28 | 0 | 0 | 62 | 1000 | 0 | 506 | 650 | 0 | 0 | 250 | 0 | 22,5 | 252 | 0 | 0 | 0 | 0 | 187,4 | 200 | 180 | 1079,2 | 2352 | 180 | 3774,7 | 6683,3 | 5078,4 | 2744,7 | 2690,4 | 1038,0 | 2115,5 | 24125,1 | | | |
| по 500 кВ | | | | | 285,48 | 0 | 0 | 0 | 250 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 180 | 285,5 | 250 | 180 | 500,0 | 1553,3 | 0,0 | 126,0 | 147,0 | 151,6 | 244,1 | 2722,1 | | | |
| по 220 кВ | | | | | 15,8 | 0 | 0 | 62 | 750 | 0 | 506 | 650 | 0 | 0 | 250 | 0 | 22,5 | 252 | 0 | 0 | 0 | 0 | 187,4 | 200 | 0 | 793,7 | 2102 | 0 | 3274,7 | 5130,0 | 5078,4 | 2618,8 | 2543,3 | 886,4 | 1871,4 | 21403,0 | | | |

Примечание:

В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2015 - 2021 ГОДОВ ОЭС УРАЛА

| № | НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ) | Энергосистема | Год ввода объектов | Техническое описание объектов проекта (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА, км | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | | | | | | | Полная стоимость строительства | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | Организация, ответственная за реализацию проекта | Основное назначение объекта | | | | | | | | |
|---|---|-------------------|--------------------|---|----------------------------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|--------------------------------|----------------------------|-----------|-----------|--------|-------|-----------|-----------|--|-----------------------------|-----------|-----------|-----------|-------|-------|---------------|--|--|
| | | | | | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | | 2021 г. | | | Итого | Итого | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | | | млн. руб. | млн. руб. | | | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | | | | | |
| Для выдачи мощности ТЭС | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 500 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Шлейфовый заход ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС - Шагол на РУ 500 кВ Южноуральской ГРЭС-2 | Челябинская | 2015 | 2x0,56 км | 1.12 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 1.12 | 0 | 0 | 1000.00 | 347.30 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 347.30 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Выдача мощности блока №2 ПГУ-400 МВт ЮУГРЭС-2 (Арвинской ГРЭС) |
| 220 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | Заходы ВЛ 220 кВ Красноуральск - Сосыла на Серовскую ГРЭС | Свердловская | 2015 | 48,348 км | 48.348 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 48.348 | 0 | 0 | 1010.00 | 86.57 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 86.57 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Выдача мощности блока №9 Серовской ГРЭС ПГУ-420 МВт | |
| 3 | Заходы ВЛ 220 кВ Цинковая-220 - Новометаллургическая и ВЛ 220 кВ Шагол - Новометаллургическая по вводу сооружаемое РУ 220 кВ Челябинской ГРЭС | Челябинская | 2015 | 2x1,62 км 2x1,55 км | 6.34 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 6.34 | 0 | 0 | 189.55 | 64.06 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 64.06 | ПАО "ФСК ЕЭС" | | |
| 4 | Сооружение двух одноцепных ЛЭП 220 кВ на участках от места врезки в ВЛ 220 кВ Цинковая-220 - Новометаллургическая до ПС 500 кВ Шагол и ПС 220 кВ Новометаллургическая с образованием новых ВЛ 220 кВ Челябинской ГРЭС - Шагол и ВЛ 220 кВ Челябинской ГРЭС - Новометаллургическая длиной заходы ВЛ 220 кВ Цинковая-220 - Новометаллургическая с восстановлением ВЛ 220 кВ Цинковая-220 - Новометаллургическая | Челябинская | 2015 | 7 км, 3 км | 10 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 10 | 0 | 0 | 110.70 | 32.10 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 32.10 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Выдача мощности блоков ПГУ №1,2,3 Челябинской ГРЭС | |
| 5 | Реконструкция существующих ВЛ 220 кВ Бекетово - Загон и ВЛ 220 кВ Загон - НПЗ с образованием ВЛ 220 кВ Бекетово - НПЗ с отпайкой на ПС 220 кВ Загон. Строительство заходов от ВЛ 220 кВ Бекетово - НПЗ с отпайкой на ПС 220 кВ Загон на РУ 220 кВ ПГУ ТЭЦ-5 с образованием ВЛ 220 кВ ПГУ ТЭЦ-5 - Бекетово и ВЛ 220 кВ ПГУ ТЭЦ-5 - НПЗ с отпайкой на ПС 220 кВ Загон П | Башкирская | 2016 | 2x0,5 км | | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 1 | 0 | 0 | 0.00 | 14.34 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 14.34 | ООО "БСК" | Выдача мощности блоков №1 и №2 ПГУ-210(Т) Уфимской ТЭЦ-5 (Затонской ТЭЦ) | |
| 6 | Строительство участка ВЛ 220 кВ от ПГУ ТЭЦ-5 до места врезки отпайки на ПС Загон с образованием ВЛ 220 кВ ПГУ ТЭЦ-5 - НПЗ с отпайкой на ПС Загон | Башкирская | 2016 | 5 км | | 5 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 5 | 0 | 0 | 0.00 | 71.71 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 71.71 | ООО "БСК" | | |
| <i>Итого по 500 кВ для выдачи мощности ТЭС</i> | | | | | 1.1 | 0 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 1.1 | 0 | 0 | 347.3 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 347.3 | | | | |
| <i>Итого по 220 кВ для выдачи мощности ТЭС</i> | | | | | 64.7 | 0.0 | 0.0 | 6.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 70.7 | 0.0 | 0.0 | 182.7 | 86.1 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 268.8 | | |
| Межсистемные линии электропередачи | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 500 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 7 | ВЛ 500 кВ Витязь-Восход (объемы учтены в ОЭС Сибири) | Тюменская, Омская | 2015 | 342 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 9702.10 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Создание прямой межсистемной связи ОЭС Урала - ОЭС Сибири | |
| <i>Итого по межсистемным объектам 500 кВ</i> | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| Для обеспечения возможности присоединения новых потребителей и реализации выданных технических условий | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 500 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 8 | ПС 500 кВ Святогор | Тюменская | 2015 | 2x501 МВА | 1002 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 1002 | 0 | | | | | | | | | | | |
| 9 | Заходы ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 - Магистральная на ПС 500 кВ Святогор | | | 1x3,071 км 1x3,17 км | 6.241 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 6.241 | 0 | 0 | | | | | | | | | |
| 10 | ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Святогор | | | 2x200 МВА | 400 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 400 | 0 | | | | | | | | | |
| 11 | Заходы одной цепи ВЛ 220 кВ Магистральная - КС-5, заходы ВЛ 220 кВ Средний Баллак - Южно-Валышский ГПЗ, заходы ВЛ 220 кВ Магистральная-Кратер в ОРУ 220 кВ ПС Святогор | | | 2x9,137 км, 2x10,124 км, 2x17,53 км | 36.79 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 36.79 | 0 | 0 | | | | | | | | | |
| 12 | ПС 500 кВ Преображенский | Оренбургская | 2016 | 501 МВА | | 501 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 501 | 0 | | | | | | | | | | | |
| 13 | Заходы ВЛ 500 кВ Газовая-Красноармейская на ПС 500 кВ Преображенский | | | 12 км | | 12 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 12 | 0 | 0 | 1943.20 | 412.60 | 958.90 | 569.20 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 1940.70 | ПАО "ФСК ЕЭС" |

| № | НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ) | Энергоноситель | Год ввода объектов | Технические характеристики объектов проекта (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | | | | Полная стоимость строительства | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | Организация, ответственная за реализацию проекта | Основное назначение объекта | | | | | | | | | | | | |
|----|---|----------------|--------------------|---|----------------------------|-----|--------|---------|-----|------|---------|------|------|---------|-----|------|---------|-----|------|--------------------------------|----------------------------|--------|------|---------|---------|---------|---------|---------|--|-----------------------------|---------|---------|---|---|---|--|-------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | | | | | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019 г. | | | | 2020 г. | | | 2021 г. | | | Итого | 2015 г. | | | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | Итого | | | | | |
| | | | | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | | | | | | | | | | | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. |
| 14 | Закрыты ВЛ 220 кВ Бузулукские-Сорочинская на ПС Преображенская | | | 2x10 км | | | 20 | | | | | | | | | | | | | | | | 20 | 0 | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 15 | ПП 500 кВ Тобол с закрытыми ВЛ 500 кВ Иркутск-Демьянская и закрытыми ВЛ 500 кВ Тюмень-Нефть | Тюменская | 2018 | 2x1,28 км 2x3,38 км | | | | | | | | 9.32 | | | | | | | | | | | 9.32 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 1244.36 | 1301.96 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 2546.33 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Присоединение нового производства ООО "Западно-Сибирский Нефтехимический комбинат" | | | | | | |
| 16 | ПС 500 кВ Полимер (ЗимСиб) | Тюменская | 2018 | 4x250 МВА | | | | | | | | 1000 | | | | | | | | | | 0 | 1000 | 0 | 0.00 | 0.00 | 2154.73 | 2254.47 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 4409.21 | Инвестор | | | | | | | | | |
| 17 | ВЛ 500 кВ ПП Тобол - ПС 500 кВ Полимер (ЗимСиб) | Тюменская | 2018 | 4x0,5 км | | | | | | | | 2 | | | | | | | | | | 2 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 44.53 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 44.53 | Инвестор | | | | | | | | | |
| 18 | ПС 220 кВ УХО | Кировская | 2015 | 2x63 МВА | | 126 | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 126 | 0 | 1909.61 | 234.51 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 234.51 | Инвестор | Обеспечение технологического присоединения предприятия по утилизации химического оружия | | | | | | | | |
| 19 | Закрыты ВЛ 220 кВ Киров-Марицкое к Ватна-Котельни на ПС 220 кВ УХО | | | 2x2x20 км | 80 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 80 | 0 | 0 | 1090.07 | 135.77 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 135.77 | Инвестор | | | | | | | |
| 20 | Закрыты ВЛ 220 кВ Козырево-Шумиха №1 и №2 на ПС 220 кВ Щучинская | Курганская | 2015 | 2x2x2,3 км | 9.2 | | | | | | | | | | | | | | | | | 9.2 | 0 | 0 | 109.11 | 109.11 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 109.11 | Инвестор | Обеспечение технологического присоединения предприятия по утилизации химического оружия | | | | | | | |
| 21 | Верхнетагильская ГРЭС АТ 220/110 кВ | Свердловская | 2015 | 250 МВА | | 250 | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 250 | 0 | 563.45 | 563.45 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 563.45 | ОАО "ИнтерРАО" | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей | | | | | | | | |
| 22 | ПС 220 кВ Магния (Тюменский ГОК) | Челябинская | 2016 | 2x40 МВА | | | 160 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 160 | 0 | 890.00 | 0.00 | 890.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 890.00 | ОАО "Русская металлургическая компания" | Обеспечение технологического присоединения ОАО "Русская металлургическая компания" | | | | | | | | |
| 23 | Закрыты ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 - Шагат с отпайкой на ПС Исаково на ПС 220 кВ Медная (Тюменский ГОК) | | | 2x10 км | 20 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 20 | 0 | 0 | 326.00 | 0.00 | 326.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 326.00 | ОАО "Русская металлургическая компания" | | | | | | | |
| 24 | ПС 220 кВ Надежда | Свердловская | 2017 | 2x250 МВА | | | | | 500 | | | | | | | | | | | | | 0 | 500 | 0 | 2582.39 | 9.93 | 340.00 | 425.63 | 201.81 | 538.96 | 0.00 | 0.00 | 1536.33 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей и повышение надежности электроснабжения существующих потребителей г. Екатеринбург | | | | | | | |
| 25 | Закрыты ВЛ 220 кВ Ново-Свердловская ГЭС - Южная на ПС 220 кВ Надежда | Свердловская | 2017 | 2x6,2 км | | | | 12.4 | | | | | | | | | | | | | | 12.4 | 0 | 0 | 230.71 | 52.77 | 36.97 | 50.00 | 50.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 189.74 | Инвестор | | | | | | | | |
| 26 | ПС 220 кВ Уралгирбуром | Свердловская | 2018 | 2x80 МВА | | | | | | | | 189 | | | | | | | | | | 0 | 189 | 0 | 1158.05 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 1158.05 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 1158.05 | Инвестор | Обеспечение технологического присоединения ОАО "Уральский трубный завод" | | | | | | | |
| 27 | Две ВЛ 220 кВ Емешино - Уралгирбуром 1,2 | | | 2x50 км | 100 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 100 | 0 | 0 | 1682.51 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 1682.51 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 1682.51 | Инвестор | | | | | | |
| 28 | ПС 220 кВ КамаКамий | Пермская | 2015 | 3x63 МВА | | 189 | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 189 | 0 | 1805.28 | 1809.58 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 1809.58 | Инвестор | Обеспечение технологического присоединения производства Кондорский ГОК | | | | | | | | |
| 29 | Закрыты ВЛ 220 кВ Явлинская ГРЭС-Северная №3 на ПС 220 кВ КамаКамий | | | 2x20 км | 40 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 40 | 0 | 0 | 607.39 | 515.19 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 515.19 | Инвестор | | | | | | | |
| 30 | ПС 220 кВ Титановая Долина | Свердловская | 2019 | 2x125МВА | | | | | | 250 | | | | | | | | | | | | 0 | 250 | 0 | 2650.18 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 1299.06 | 1351.11 | 0.00 | 0.00 | 2650.18 | Инвестор | Обеспечение технологического присоединения ОАО "ОЭЗ "Титановая Долина" | | | | | | | |
| 31 | Закрыты ВЛ 220 кВ Первомайская - Сагда II цепь на ПС 220 кВ Титановая Долина | | | 2x2 км | 4 | | | | | | | 4 | | | | | | | | | | | | 4 | 0 | 0 | 69.99 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 69.99 | 0.00 | 0.00 | 69.99 | Инвестор | | | | | | |
| 32 | ВЛ 220 кВ Магнитогорская-Курган с расширением ПС 500 кВ Магнитогорская и ПС 220 кВ Курган | Челябинская | 2016 | 134,82 км | | | 134.82 | | | | | | | | | | | | | | | 134.82 | 0 | 0 | 1314.94 | 200.00 | 483.82 | 486.94 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 1170.76 | ЗАО "Михолевский ГОК" | Обеспечение технологического присоединения производства ЗАО "Михолевский ГОК" | | | | | | | | |
| 33 | ПС 220 кВ Гвардейская | Башкирская | 2017 | 2x125 МВА | | | | | 250 | | | | | | | | | | | | | 0 | 250 | 0 | 2337.78 | 0.00 | 1142.80 | 1194.98 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 2337.78 | ООО "БСК" | Обеспечение технологического присоединения нового производства ООО "Кроноштадт "Башкортостан" | | | | | | | | |
| 34 | ВЛ 220 кВ Уфа-Южная - Гвардейская №1 и №2 | | | 2x24 км | 48 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 48 | 0 | 0 | 824.31 | 0.00 | 0.00 | 824.31 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 824.31 | Инвестор | | | | | | | |
| 35 | ПС 220кВ Лога | Пермская | 2017 | 2x125 МВА | | | | | 250 | | | | | | | | | | | | | 0 | 250 | 0 | 2317.29 | 0.00 | 1132.78 | 1184.51 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 2317.29 | Инвестор | Обеспечение технологического присоединения нового производства ОАО "Уральский" | | | | | | | | |
| 36 | Закрыты ВЛ 220кВ Явлинская ГРЭС-Северная №2 на ПС 220 кВ Лога | | | 2x50 км | 100 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 100 | 0 | 0 | 1657.66 | 0.00 | 0.00 | 1657.66 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 1657.66 | Инвестор | | | | | | | |
| 37 | ПС 220 кВ Строгановская | Пермская | 2017 | 2x125 МВА | | | | | 250 | | | | | | | | | | | | | 0 | 250 | 0 | 2317.29 | 0.00 | 1132.78 | 1184.51 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 2317.29 | Инвестор | Обеспечение технологического присоединения нового производства ОАО "Уральский" | | | | | | | | |
| 38 | ВЛ 220 кВ Северная-Строгановская №1 и №2 | | | 2x25 км | 50 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 50 | 0 | 0 | 596.78 | 0.00 | 0.00 | 596.78 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 596.78 | Инвестор | | | | | | | |
| 39 | ПС 220 кВ Кроно | Пермская | 2017 | 1 этап: 2x31,5 МВА | | | | | 63 | | | | | | | | | | | | | 0 | 63 | 0 | 704.33 | 0.00 | 0.00 | 704.33 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 704.33 | Инвестор | Обеспечение технологического присоединения нового | | | | | | | | |

| № | НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ) | Энергоноситель | Год ввода объектов | Технические характеристики объектов проекта (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | Полная стоимость строительства | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | Организация, ответственная за реализацию проекта | Основное назначение объекта | | | | | | | | | |
|------------------------|--|---------------------------|--------------------|---|----------------------------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|--------------------------------|----------------------------|-----|------|---------|---------|--------|--|-----------------------------|-----------|-----------|-----------|-------|---------|-----------|--|--|---|
| | | | | | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | | | 2021 г. | | | Итого | Итого | | | | |
| | | | | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | | | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. |
| 40 | Отставка от ВЛ 220 кВ Камская ГЭС-Алтайская 1 на ПС 220 кВ Кроно | | | 0,4 км | | | | 0,4 | | | | | | | | | | | 0,4 | 0 | 0 | 6,62 | 0,00 | 0,00 | 6,62 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 6,62 | Инвестор | Производство (ООО "СВСС КРОНО РУС") | |
| 41 | ПС 220 кВ ГПП ТСК | Пермская | 2017 | 2x80 МВА 1x125 МВА | | | | 285 | | | | | | | | | | | 0 | 285 | 0 | 1221,69 | 0,00 | 597,21 | 624,48 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1221,69 | Инвестор | Обеспечение технологического присоединения нового производства (ООО "Трубоделтал") | | |
| 42 | ВЛ 220 кВ Казино-ГПП ТСК ЛП цепь | | | 2x12 км | | | | 24 | | | | | | | | | | | | 24 | 0 | 0 | 677,85 | 0,00 | 0,00 | 677,85 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | 677,85 | |
| 43 | ВЛ 220 кВ Казино-ГПП ТСК № 3 | | | 12 км | | | | 12 | | | | | | | | | | | | | 12 | 0 | 0 | 325,99 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 325,99 | 0,00 | 0,00 | | | 0,00 | 325,99 |
| 44 | ПС 220 кВ ГПП Урал | Пермская | 2018 | 4x32 МВА | | | | 128 | | | | | | | | | | | 0 | 128 | 0 | 1466,14 | 0,00 | 0,00 | 716,49 | 749,65 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1466,14 | Инвестор | Обеспечение технологического присоединения нового производства (ЗАО "ВКС") | | |
| 45 | Защелки ВЛ 220 кВ Явнинская ГРЭС-Северная №3 на ПС 220 кВ ГПП Урал | | | 2x13 км | | | | 26 | | | | | | | | | | | | | 26 | 0 | 0 | 686,60 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 686,60 | 0,00 | 0,00 | | | 0,00 | 686,60 |
| 46 | ПС 220 кВ Михайловская замена АТ 1,2 (2x125 МВА) на два АТ мощностью 250 МВА, установка БСК 2x26 Мвар | Оренбургская | 2021 | 2x250 МВА БСК 2x26 Мвар | | | | | | | | | | | | | | | 500 | 52 | 0 | 500 | 52 | 836,17 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 836,17 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 836,17 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения объектов добычи и подготовки нефти. Повышение надежности электроснабжения потребителей Северного энергорайона Оренбургской области |
| 47 | ВЛ 220 кВ Машиног - Мирморани | Свердловская, Челябинская | 2021 | 75 км | | | | | | | | | | | | | | | 75 | | | | | | | | | | | | | ПАО "ФСК ЕЭС" | Повышение надежности электроснабжения потребителей особой категории (ФГУП ПО «Мирас», «Сибирский ядерный центр») | |
| 48 | ПС 220 кВ Кытлым с установкой АТ 220/110 кВ | Челябинская | 2021 | 2x125 МВА | | | | | | | | | | | | | | | 250 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 49 | ВЛ 220 кВ Мирморани - Кытлым | Челябинская | 2021 | 45 км | | | | | | | | | | | | | | | 45 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 50 | ВЛ 220 кВ Шыгол - Кытлым | Челябинская | 2021 | 75 км | | | | | | | | | | | | | | | 75 | | | | | | | | | | | | | | | |
| ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 51 | ПС Муравленковская АТ №4 220/110 кВ | Тюменская | 2015 | 125 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | ПАО "ФСК ЕЭС" | Повышение надежности электроснабжения потребителей Ноябрьского энергоузла, обеспечение технологического присоединения ООО "РН-Пурнофтегаз" | |
| 52 | ПС 220 кВ Губернских | Тюменская | 2015 | 2x63 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения ЗАО «Ангитвинский нефтеперерабатывающий завод» (ЗАО «Ангитвинский НПЗ») | |
| 53 | Отставка на ПС 220 кВ Губернских от ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2-ТММЗ I и II цепь, замена провода ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2 - ТММЗ I и II цепь на высоковольтный кабель | | | 2x3,6 км | 7,2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 54 | ПС 220 кВ Салехард | Тюменская | 2015 | 2x125 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | АО "Тюменьэнерго" | Повышение надежности электроснабжения коммунально-бытовых и промышленных потребителей г. Салехард и г. Лыбятинки. Организация электроснабжения энергорайона Полярного Урала от сети ЕЭС России | |
| 55 | ВЛ 220 кВ Надым-Салехард | | | 2x336 км | 672 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 56 | ПС 220 кВ Вектор | Тюменская | 2016 | 2x125 МВА, 2x63 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | ПАО "ФСК ЕЭС" | Повышение надежности электроснабжения потребителей нефтегазового энергоузла и обеспечения технологического присоединения ООО "РН-Юганскнефтегаз" | |
| 57 | Защелки ВЛ 220 кВ Пяти-Ях - Усть-Выльск на ПС 220 кВ Вектор | | | 2x21,1 км | 42,2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 58 | ПС 220 кВ Исток | Тюменская | 2018 | 2x125 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | ПАО "ФСК ЕЭС" | Повышение надежности электроснабжения потребителей г. Сургу и обеспечения технологического присоединения новых потребителей | |
| 59 | Защелки одной цепи ВЛ 220 кВ Сургульская ГРЭС-1 - КС-3 на ПС 220 кВ Исток | | | 2x4,4 км | 8,8 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| № | НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ) | Энергосистема | Год ввода объектов | Технические характеристики объектов проекта (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА, Мвар | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | Полная стоимость строительства | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | Организация, ответственная за реализацию проекта | Основное назначение объекта | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|--------------------|--------------------|---|----------------------------|------|------|---------|-----|------|---------|------|------|---------|------|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|--------------------------------|----------------------------|-------|-----------|-----------|---------|---------|---------|---------|--|-----------------------------|---------|---------|---------------|---|--|---|-----------|-----------|-----------|-----------|---------|---------|---------|------|------|------|------|---------|---------|----------|---|------|
| | | | | | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | 2021 г. | | | Итого | | | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | | | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | Итого | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | | МВА | Мвар | млн. руб. | млн. руб. | | | | | | | | | | | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | | | | | | | | | | | | |
| 60 | ПС 220 кВ Тура | Тюменская | 2018 | 2x125 МВА | | | | | | | | | 250 | | | | | | | | | | | | 0 | 250 | 0 | 1856.23 | 0.00 | 0.00 | 254.89 | 1090.32 | 281.11 | 200.00 | 0.00 | 1826.32 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Повышение надежности электроснабжения потребителей г. Тюмень и обеспечения технологического присоединения новых потребителей к электрической сети | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 61 | ВЛ 220 кВ Тюмень-Тура I и II цепи | | | 2x15,3 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 30.6 | 0 | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 62 | ПС 220 кВ Исконная | Тюменская | 2018 | 2x125 МВА | | | | | | | | | | 250 | | | | | | | | | | | | 0 | 250 | 0 | 1718.20 | 292.69 | 394.50 | 239.15 | 300.84 | 451.00 | 0.00 | 0.00 | 1678.18 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Повышение надежности электроснабжения потребителей Уренгойского энергоузла и обеспечения технологического присоединения новых потребителей | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 63 | Защелки одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС-Уренгой на ПС 220 кВ Исконная | | | 2x4 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 8 | 0 | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 64 | ПС 220 кВ Ермак | Тюменская | 2016 | 2x125 МВА УШР 2x63 Мвар | | | | | | | | | | 250 | 126 | | | | | | | | | | | 0 | 250 | 126 | 4478.04 | 150.00 | 801.05 | 252.26 | 1530.18 | 1573.45 | 132.15 | 0.00 | 4439.09 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения новых объектов НПС нефтепровода Заполярь-Пурпе | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 65 | Защелки одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС - Манганская на ПС 220 кВ Ермак | | | 2x80,3 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 160.6 | 0 | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 66 | ВЛ 220 кВ Исконная-Ермак | Тюменская | 2021 | 133 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 133 | | | | | | | | | | 2975.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 2975.00 | 2975.00 | | | | | | | | | |
| 67 | ПС 220 кВ ИГХК | Тюменская | 2015 | 4x63 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 252 | 0 | 1474.17 | 178.97 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 178.97 | Инвестор | Обеспечение технологического присоединения ОАО "Новоуренгойской газохимической компании" | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 68 | ВЛ 220 кВ Уренгой - ИГХК I и II цепи | Тюменская | 2015 | 2x35 км | 70 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 70 | 0 | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 69 | ПС 220 кВ Славянская | Тюменская | 2016 | 2x25 МВА | | | | | | | | | | 50 | | | | | | | | | | | | | 0 | 50 | 0 | 8739.86 | 150.72 | 1400.00 | 588.56 | 6584.23 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 8723.51 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения новых объектов НПС нефтепровода Заполярь-Пурпе | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 70 | ВЛ 220 кВ Ермак - Славянская №1 и №2 (ТС Заполярь-Пурпе) | | | 2x135 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 270 | 0 | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 71 | ПС 220 кВ Усть-Тегусская | Тюменская | 2017 | 2x125 МВА | | | | | | | | | | 250 | | | | | | | | | | | | | 0 | 250 | 0 | 2451.30 | 0.00 | 1198.29 | 1253.01 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 2451.30 | ООО "ТНК-Уват" | Обеспечение технологического присоединения электростанции ООО "ТНК-Уват" | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 72 | ПС 220 кВ Тюменская | | | 2x63 МВА | | | | | | | | | | | 126 | | | | | | | | | | | | | 0 | 126 | 0 | 1730.24 | 0.00 | 845.81 | 884.43 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | | | 1730.24 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 73 | ВЛ 220 кВ Демьянская-Усть-Тегусская 1,2 с заходками на ПС 220 кВ Тюменская | | | 315 км | | | | | | | | | | | | 315 | | | | | | | | | | | | | | 315 | 0 | 0 | 11962.03 | 3807.75 | 3986.13 | 4168.14 | 0.00 | 0.00 | | | 0.00 | 0.00 | 11962.03 | | | | | | | | | | | | | |
| Итого по 500 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей и реализации выданных технических условий | | | | | 6.2 | 1002 | 0 | 12.0 | 501 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 11.3 | 1000 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 29.6 | 2503 | 0 | 612.6 | 1958.9 | 8307.9 | 3601.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 14480.3 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого по 220 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей и реализации выданных технических условий | | | | | 915.2 | 1718 | 0 | 647.6 | 836 | 126 | 561.8 | 1974 | 0 | 173.4 | 1067 | 0 | 4.0 | 250 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 328.0 | 750 | 52 | 2630.0 | 6595 | 178 | 9122.5 | 15368.9 | 18776.6 | 17937.1 | 4542.3 | 398.6 | 10326.1 | 76462.0 | | | | | | | | | | | | | | |
| Для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей 500 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 74 | ОРУ 500 кВ Пермской ГРЭС АПТ №2 500/220 кВ с секционированным ОРУ 220 кВ | Пермская | 2015 | 801 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 801 | 0 | 1665.39 | 0.00 | 1665.39 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 1665.39 | ОАО "ИнтерРАО" | Повышение надежности электроснабжения потребителей Пермской энергосистемы. | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 75 | ПС 500 кВ Газовая (2-Я АПТ) | Оренбургская | 2015 | 501 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 501 | 0 | 551.00 | 271.37 | 239.15 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 510.52 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Повышение надежности электроснабжения потребителей центрального энергоузла Оренбургской энергосистемы и г. Оренбург | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 76 | Перевод на номинальное напряжение 500 кВ ВЛ 220 кВ Вяткив - Иртыш | Тюменская | 2021 | 240 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 240 | 0 | 0 | | | | | | | | | | | | | | | 1488.05 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 1488.05 | 1488.05 | Инвестор | Повышение пропускной способности электрических сетей Тюменской ЭС | |
| 77 | ВЛ 220кВ Нижнеуртовская ГРЭС-Советско-Соснинская (в габаритах 500 кВ, объемы учтены в ОЭС Сибирь) | Тюменская, Томская | 2021 | 30 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 692.80 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 220 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| № | НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ) | Энергообъект | Год ввода объектов | Техническое задание/характеристики объектов проекта (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА, Мвар | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | Организация, ответственная за реализацию проекта | Основные показатели объекта | | | | | | | | | | | |
|--|--|--------------|--------------------|---|----------------------------|------|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|--|-----------------------------|--------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------------|--|---|---|--|-----------|
| | | | | | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | 2021 г. | | | Итого | | | | | Попытка отстоять строительство | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | Итого | | |
| | | | | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | | | | | | | | | | | | млн. руб. | млн. руб. |
| 78 | ПС 220 кВ Бузулукский (имеет существующий АТ 2х125 МВА на 2х200 МВА) | Оренбургская | 2016 | 2х200 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 400 | 0 | 425.00 | 210.00 | 197.03 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 487.83 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Повышение надежности электроснабжения потребителей Бузулукского энергорайона Оренбургской области | | | |
| 79 | ВЛ 220 кВ Преображенская - Михайловская | Оренбургская | 2021 | 130 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 130 | 0 | 0 | 1537.13 | 7.00 | 115.90 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 707.11 | 707.12 | 1537.13 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Повышение надежности электроснабжения потребителей Северного энергорайона Оренбургской области | | | | |
| 80 | ПС 220 кВ Сорочинский. Замена АТ 2х125 МВА на 2х200 МВА в ученой БСК 52 Мвар | Оренбургская | 2021 | 2х200 МВА 52 Мвар | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 400 | 52 | 0 | 400 | 52 | 875.45 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 875.45 | 875.45 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Повышение надежности электроснабжения потребителей Западного энергорайона Оренбургской области | | | |
| <i>Итого по 500 кВ для снятия системных ограничений и повышения надежности электроснабжения потребителей</i> | | | | | 0 | 1302 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 240 | 0 | 0 | 240 | 1302 | 0 | 271.4 | 1904.5 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1488.0 | 3664.8 | | | | |
| <i>Итого по 220 кВ для снятия системных ограничений и повышения надежности электроснабжения потребителей</i> | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 400 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 130 | 400 | 52 | 130 | 800 | 52 | 217.0 | 312.9 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 707.1 | 1582.6 | 2819.6 | | | | | | |
| <i>Объекты реконструкции с увеличением трансформаторной мощности 500 кВ</i> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 81 | ПС 500 кВ Шагел | Челябинская | 2021 | 2х250+7х167 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 1669 | 0 | 1669 | 0 | 2552.53 | 306.43 | 306.43 | 306.43 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 919.29 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Повышение надежности электроснабжения потребителей г. Челябинск | | |
| <i>ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ</i> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 82 | ПС 500 кВ Демьяновский | Тюменская | 2021 | 6х167 МВА, 2х200 МВА, 2х63 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 1528 | 0 | 1528 | 0 | 7453.44 | 121.48 | 143.99 | 768.96 | 242.10 | 204.50 | 0.00 | 0.00 | 1481.80 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Повышение надежности электроснабжения северных районов Тюменской области. Обеспечение технологического присоединения Уфимской группы нефтяных месторождений. | |
| <i>220 кВ</i> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 83 | ПС 220 кВ Киргизловский | Оренбургская | 2015 | 2х250 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 500 | 0 | 590.0 | 75.4 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0 | 75.4 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Повышение надежности электроснабжения ОАО "ИВРАЗ КТОК" | | | |
| 84 | ПС 220 кВ Кроно | Пермская | 2018 | 2х63 МВА | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 500 | 0 | 500 | 0 | 356.0 | 0.0 | 0.0 | 356.0 | 0.0 | 0.0 | 0 | 356.0 | Инвестор | Обеспечение технологического присоединения нового производства (ООО "СВСС КРОНО РУС") | | |
| <i>Итого по объектам реконструкции 500 кВ</i> | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3197 | 0 | 0 | 3197 | 0 | 427.9 | 450.4 | 1875.4 | 242.1 | 204.5 | 0.0 | 0.0 | 2488.3 | | | |
| <i>Итого по объектам реконструкции 220 кВ</i> | | | | | 0 | 500 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 500 | 0 | 0 | 1000 | 0 | 75.4 | 0.0 | 356.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 431.4 | | |

| | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------|----------------------------|------|------|---------|------|------|---------|------|------|---------|------|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|------|------|-----------|-----------|-----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|
| | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | 2021 г. | | | Итого | | | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | Итого |
| | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | | | | | | | | |
| <i>ВСЕГО, в т.ч.</i> | 987.2 | 4322 | 0 | 665.6 | 1737 | 126 | 561.8 | 1974 | 0 | 184.7 | 2867 | 0 | 4.0 | 250 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 698.0 | 4847 | 184 | 3101.4 | 15397 | 230 | 11256.8 | 26081.7 | 28515.8 | 21779.1 | 4746.8 | 1185.7 | 13396.7 | 168873.7 |
| <i>по 500 кВ</i> | 7.4 | 2304 | 0 | 12.0 | 501 | 0 | 0.8 | 0 | 0 | 11.3 | 1808 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 240.0 | 3197 | 0 | 278.7 | 7082 | 0 | 1639.2 | 4313.9 | 9383.3 | 3843.1 | 284.3 | 0.0 | 1488.0 | 28891.9 |
| <i>по 220 кВ</i> | 979.9 | 2118 | 0 | 653.6 | 1236 | 126 | 561.8 | 1974 | 0 | 173.4 | 1867 | 0 | 4.0 | 250 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 458.0 | 1650 | 184 | 2828.7 | 8395 | 230 | 9597.6 | 15767.9 | 19132.6 | 17927.1 | 4542.3 | 1185.7 | 11908.6 | 79981.8 |

Примечание
В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТКОВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2015 - 2021 ГОДОВ ОЭС ВОСТОКА

| № | НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ) | Энергосистема | Год ввода объекта | Техническое задание на проектирование объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар) | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | | | | | | | Полная стоимость строительства | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | Организация, ответственная за реализацию проекта | Основное наименование объекта | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|--|-------------------|--|----------------------------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|--------------------------------|----------------------------|-----|------|-------|-----|-------|-----------|-----------|--|-------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|--------|-----------|--|--|-----------|-----------|-----------|--|
| | | | | | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | | 2021 г. | | | Итого | | | млн. руб. | млн. руб. | | | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | Итого | | | | | | | |
| | | | | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | | | | | | | | | | | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | |
| Объекты для выдачи мощности электростанций | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 220 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | ПС 220/35/6 кВ Створ с отпайкой от ВЛ 220 кВ Бурейская ГЭС - Занятия II цепь | Амурская | 2015 | 2x25 МВА 30 км | | 50 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 50 | 0 | 1343 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | Ивестор | Обеспечение технологического присоединения строительной площадки Нижне-Бурейской ГЭС | | | | | |
| 2 | ВЛ 220 кВ Нижнебурейская ГЭС - Архара I и II цепь | Амурская | 2015 | 2x51,44 км | 102,88 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 102,88 | 0 | 0 | 1393 | 450 | 682 | 210 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1342 | Ивестор | Выдача мощности гла 1 и 2 Нижнебурейской ГЭС (2x80 МВт) | | | | |
| 3 | ВЛ 220 кВ Нижнебурейская ГЭС - Занятия (достройка участка ВЛ до ПС 220 кВ Занятия) | Амурская | 2016 | 21 км | | | 21 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 21 | 0 | 0 | 202 | 50 | 139 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 189 | Ивестор | Выдача мощности гла 3 и 4 Нижнебурейской ГЭС (4x80 МВт) | | | | |
| 4 | Законы ВЛ 220 кВ Районизация ГРЭС-Ядрин/Г с отпайкой на ПС Травяноуланская/Г на ПС Архара | Амурская | 2016 | 2x3 км | | | 6 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 6 | 0 | 0 | 383 | 185 | 198 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 383 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Выдача мощности Нижнебурейской ГЭС (4x80 МВт) | | | | |
| Итого по 220 кВ для выдачи мощности ГЭС | | | | | 132,9 | 50 | 0 | 27,0 | 0 | 0 | 0,0 | 0 | 0 | 0,0 | 0 | 0 | 0,0 | 0 | 0 | 0,0 | 0 | 0 | 0,0 | 0 | 0 | 0,0 | 0 | 0 | 159,9 | 50 | 0 | 1135,5 | 1019,6 | 210,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2365,1 | | | | | | | |
| ГЭС | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 220 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 5 | ВЛ 220 кВ Якутская ГРЭС-2 - Табага (Мая) | Якутская (ЦЭР) | 2016 | 2x31,1 км | | | 62,2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 62,2 | 0 | 0 | 2156 | 741 | 842 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1583 | Ивестор | Выдача мощности Якутской ГРЭС-2 | | | | |
| Итого по 220 кВ для выдачи мощности ГЭС | | | | | 0,0 | 0 | 0 | 62,2 | 0 | 0 | 0,0 | 0 | 0 | 0,0 | 0 | 0 | 0,0 | 0 | 0 | 0,0 | 0 | 0 | 0,0 | 0 | 0 | 0,0 | 0 | 0 | 62,2 | 0 | 0 | 740,6 | 842,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1582,6 | | | | | | | |
| Итого по 220 кВ для выдачи мощности электростанций | | | | | 132,9 | 50 | 0 | 89,2 | 0 | 0 | 0,0 | 0 | 0 | 0,0 | 0 | 0 | 0,0 | 0 | 0 | 0,0 | 0 | 0 | 0,0 | 0 | 0 | 0,0 | 0 | 0 | 222,1 | 50 | 0 | 1876,1 | 1861,7 | 210,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3947,7 | | | | | | | |
| Межсистемные линии электропередачи | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 220 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 6 | ВЛ 220 кВ Табага - Логна - Хани - Чара | Амурская (ОЭС Востока), Забайкальские (ОЭС Сибири) | 2020 | 560 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 560 | 0 | 0 | 3862,9 | 70 | 600 | 102 | 662 | 1974 | 2717 | 2717 | 8842 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение совместной работы ОЭС Востока и ОЭС Сибири, надежное электроснабжение потребителей на границе вдоль БАМа от ПС Табага (ОЭС Востока) до ПС Уюна (ОЭС Сибири). | | | | |
| | установка УПП-100 Мвар, ППР-33 Мвар на ПС 220 кВ Хани | | | УПП-100 Мвар ППР-33 Мвар | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 133 | 133 | 900,68 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 901 | 0 | 900,7 | | | | | | | |
| 7 | Амурский преобразовательный комплекс на ПС 220 кВ Хани | Амурская | 2020 | 450 МВА (200 МВт) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 450 | 0 | 8696,0 | 73 | 100 | 100 | 2000 | 6361 | 0 | 0 | 8634 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение совместной работы ОЭС Востока и ОЭС Сибири | | | | |
| Итого по межсистемным объектам 220 кВ | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 560 | 450 | 133 | 0 | 0 | 0 | 560 | 450 | 133 | 143,0 | 700,0 | 202,4 | 2661,5 | 8335,0 | 3617,7 | 2717,0 | 18376,6 | | |
| Для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реновации выходящих технических условий | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 220 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 8 | ПС 220 кВ Верхний Ульк | Амурская | 2016 | 2x25 МВА | | | 50 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 50 | 0 | 934,54 | 370 | 564 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 934,5 | ОАО ХК "Якутуголь" | Обеспечение технологического присоединения индивидуальных путей и железнодорожной станции Верхний Ульк | | | | |
| 9 | Заход ВЛ 220 кВ Призвойкин - А на ПС 220 кВ Верхний Ульк | Амурская | 2016 | 2x1,6 км | | | 3,2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 3,2 | 0 | 0 | 52,72 | 0 | 53 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 52,7 | ОАО ХК "Якутуголь" | Обеспечение технологического присоединения индивидуальных путей и железнодорожной станции Верхний Ульк | | | | |
| 10 | ВЛ 220 кВ Ледавая - ГПП с ПС 220 кВ ГПП | Амурская | 2015 | 2x6,9 км 2x63 МВА | 26,9 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 26,9 | 0 | 0 | 2001 | 2273 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2273 | "Научно-испытательный центр ракетно-космической промышленности" | Обеспечение технологического присоединения космодрома "Восточный" | | | | |
| 11 | ВЛ 220 кВ Ледавая - Восточная №1 и №2 с ПС 220 кВ Восточная | Амурская | 2015 | 2x10,6 км 2x63 МВА | 21,2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 21,2 | 0 | 0 | 1186 | 1457 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1457 | "Научно-испытательный центр ракетно-космической промышленности" | Обеспечение технологического присоединения площадки № 6 космодрома «Восточный» и нового города в Слободяновском районе Амурской области | | | | |

| № | НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ) | Энергосистема | Год ввода объекта | Техническое описание объектов проекта | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | | | | | | | Организация, ответственная за реализацию проекта | Основное назначение объекта | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----|---|--|--------------------------------|--|----------------------------|-----|------|---------|-------|--------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|--|-----------------------------|---------|---------|------|-----------|-----------|-----------|--------------------------------|-------|-----------|-----------|---|---|-----------|-----------|---|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|
| | | | | | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | | | 2021 г. | | | Итого | | | Полная стоимость строительства | Итого | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | | км | МВА | Мвар | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | | | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | | | | | | | | | | | | | | |
| 12 | ВЛ 220 кВ Призейская - Эльгаголь №1 и №2 с переходом через Зейское водохранилище с ПС 220 кВ Эльгаголь ПС 220 кВ А ПС 220 кВ Б и заходами ВЛ 220 кВ | Амурская, Якутская (ЮЗЭР) | 1 этап - 2016 2 этап - 2017 | 2x268 км | | | 268 | | | 268 | | | | | | | | | | | | | 536 | 0 | 0 | 18500 | 1216 | 2952 | 2498 | 1852 | 678 | 0 | 0 | 9195 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения ОАО ХК "Якутскуголь" Эльгаголь угольный комбинат | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 2x125 МВА 2хПП-25 Мвар 4хБСК-25 Мвар | | | | 125 | 50 | | 125 | 100 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 2x10 МВА | | | | | | | 20 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 20 | 0 | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 2x10 МВА | | | | | | | 20 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 20 | 0 | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 4x1 км 4x1 км | | | 4 | | | 4 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 8 | 0 | 0 | | | | | | | | | | | | | |
| 13 | ПС 220 кВ Скрыган с заходами ВЛ 220 кВ К - Лесопаводск | Приморский | 2016 | 2x10 МВА 1хПП-63 Мвар | | | 20 | 63 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 20 | 63 | 2008 | 926 | 1082 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2008 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения Приморского ГОК | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 2x43,3 км | | | 86,6 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 86,6 | 0 | 0 | | | | | | | | | | | | | |
| 14 | ПС 220 кВ Суходол с заходами ВЛ 220 кВ Владивосток - Зеленый угол | Приморский | 2017 | 2x40 МВА | | | | | | 80 | | | | | | | | | | | | | 0 | 80 | 0 | 1689 | 494 | 517 | 679 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1689 | ОАО "Морской порт Суходол" ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения морского порта "Суходол" | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 2x30 км | | | | | 60 | | | | | | | | | | | | | | | | 60 | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | | | | | | | | | | | | | | |
| 15 | ВЛ 220 кВ Благовещенская - Тамбовка (Журавли) - Варяговка с ПС 220 кВ Тамбовка (Журавли) | Амурская | 2017 | 59,74 км, 48,8 км, | | | | | | 108,54 | | | | | | | | | | | | | 108,54 | 0 | 0 | 3628,63 | 200 | 680 | 419 | 360 | 0 | 0 | 0 | 1659 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения потребителям района г. Благовещенск | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 2x63 МВА | | | | | 126 | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | | | | | | | | | | | | 126 | 0 | | | | | | | | | | | | | | |
| 16 | ПС 220 кВ Звезда с заходами ВЛ 220 кВ Береговая 2 - Перевал | Приморский | 2018 | 2x63 МВА | | | | | | 126 | | | | | | | | | | | | | 0 | 126 | 0 | 2501 | 0 | 775 | 811 | 915 | 0 | 0 | 0 | 2501 | Инвестор | Обеспечение технологического присоединения центра судостроения и ремонта | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 2x0,196 км | | | | | 0,392 | | | | | | | | | | | | | | | | 0,392 | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | | | | | | | | | | | | | | |
| 17 | ПС 220 кВ Артем с заходами ВЛ 220 кВ Владивосток - Волна | Приморский | 2016 | 2x125 МВА | | | 250 | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 250 | 0 | 1148,32 | 50 | 850 | 185 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1085 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Присоединение жилой элитной застройки фонда РЖС и п. Трудовое | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 2x1 км | | | 2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | 2 | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | | | | | | | | | | | | | | |
| 18 | ПС 220 кВ Чернышка с заходами ВЛ 220 кВ Владивосток - Зеленый Угол | Приморский | 2020 | 2x63 МВА | | | | | | | | | | | | | 126 | | | | | | 0 | 126 | 0 | 1957 | 0 | 0 | 0 | 565 | 588 | 803 | 0 | 1957 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения игровой зоны «Приморье» в Приморском крае, г. Артем (юго-восточная часть города) в буссе Муравьяны | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 2x1,3 км | | | | | | | | | | | | 2,6 | | | | | | | | | 2,6 | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | | | | | | | | | | | | | | |
| 19 | ПС 220 кВ НПС-29 с заходами ВЛ 220 кВ Нижнебурейская ГЭС - Архара №2 | Амурская | 2017 | 2x25 МВА | | | | | 50 | | | | | | | | | | | | | | 0 | 50 | 0 | 2264 | 0 | 1034 | 1230 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2264 | ОАО "АК ТрансВолга" ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения ТС ВСТО | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 2x29 км | | | | 58 | | | | | | | | | | | | | | | | | 58 | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | | | | | | | | | | | | | | |
| 20 | ВЛ 220 кВ Февральская - Рудник с ПС 220 кВ Рудник и расширением ПС 220 кВ Февральская на 1 ячейку | Амурская | 2018 | 195 км | | | | | | 195 | | | | | | | | | | | | | 195 | 0 | 0 | 3532 | 15 | 1000 | 1000 | 1487 | 0 | 0 | 0 | 3502 | АО "ДРСК" | Обеспечение технологического присоединения ООО "Альбатский Рудник" | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 1x63 МВА 2хБСК-26 Мвар | | | | | 63 | 52 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | | | | | | | | | | | | 63 | 52 | | | | | | | | | | | | | | |
| 21 | ВЛ 220 кВ Пеллуция - Рассоха №1 и №2 (постройка участка ВЛ 220 кВ от ПС Тывинская до ПС 220 кВ Пеллуция) | Якутская (ЮЗЭР) (ОЭС Восток) Иркутская (ОЭС Сибирь) | 2018 | 2x125 км | | | | | | 250 | | | | | | | | | | | | | 250 | 0 | 0 | 6170 | 0 | 0 | 2702 | 3468 | 0 | 0 | 0 | 6170 | Инвестор | Обеспечение технологического присоединения ЛПС-10 ТС ВСТО Присоединение к Якутской энергосистеме Тывинской ГТЭС (СНП) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 22 | ПС 220 кВ Восточный НХК с ВЛ 220 кВ Лозовая - Восточный НХК №1 и №2 | Приморский | 2018 | 3x125 МВА | | | | | | | | | | | | | 375 | | | | | | 0 | 375 | 0 | 2530 | 35 | 500 | 421 | 400 | 400 | 764 | 0 | 2520 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения Восточного НХК | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 2x30 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 60 | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | | | | | | | | | | | | | | |
| 23 | ВЛ 220 кВ Нерюнгинская ГРЭС - НПС-19 - Нижний Кураих (№ 3) | Якутская (ЮЗЭР) | 2018 | 275 км | | | | | | 275 | | | | | | | | | | | | | 275 | 0 | 0 | 7157,0 | 0 | 1938 | 2162 | 3057 | 0 | 0 | 0 | 7157 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Повышение надежности электроснабжения объектов ТС ВСТО | | | | | | | | | | | | | | | | |

| № | НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ) | Энергосистема | Год ввода объекта | Техническое описание объектов проекта | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | | | | | | | Организация, ответственная за реализацию проекта | Основное назначение объекта | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----|---|------------------------|-------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|------|-----|---------|-------|-----|---------|-------|-----|---------|-------|-----|---------|------|-----|---------|-----|-----|--|-----------------------------|---------|-----|--------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|------|-----------|-----------|-------------------------------|--|--|-----------|-----------|-----------|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|
| | | | | | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | | | 2021 г. | | | Итого | Итого | Итого | Итого | Итого | Итого | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар) | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | | | Мвар | км | МВА | | | | | | | Мвар | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | | | | | | | | | | |
| 24 | ПС 220 кВ НПС-23 с заходами ВЛ 220 кВ Ключевая - Сиваки | Амурская | 2019 | 2x25 МВА | | | | | | | | | | | 50 | | | | | | | | | | | 0 | 50 | 0 | 1104 | 0 | 0 | 0 | 424 | 680 | 0 | 0 | 1104 | ОАО "АК Трансвиль" | Обеспечение технологического присоединения ТС ВСТО | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 2x2 км | | | | | | | | | | | 4 | | | | | | | | | | | 4 | 0 | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 25 | ПС 220 кВ при НПС-26 с заходами ВЛ 220 кВ Амурский-Королиха с отпайкой на ПС Белогорск | Амурская | 2019 | 2x25 МВА | | | | | | | | | | | 50 | | | | | | | | | | | 0 | 50 | 0 | 1550 | 0 | 0 | 0 | 707 | 843 | 0 | 0 | 1550 | ОАО "АК Трансвиль" | Обеспечение технологического присоединения ТС ВСТО | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 2x2 км | | | | | | | | | | | 4 | | | | | | | | | | | 4 | 0 | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 26 | ПС 220 кВ НПС-32 с заходами ВЛ 220 кВ Хабаровская - Баровиджан №1 с отпайкой на ПС Икурага | Хабаровская | 2019 | 2x25 МВА | | | | | | | | | | | 50 | | | | | | | | | | | 0 | 50 | 0 | 1737 | 0 | 0 | 0 | 848 | 889 | 0 | 0 | 1737 | ОАО "АК Трансвиль" | Обеспечение технологического присоединения ТС ВСТО | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 2x2 км | | | | | | | | | | | 2 | | | | | | | | | | | 2 | 0 | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 27 | ВНС на ПС 220 кВ Пеледуй (Олескинский) | Якутская | 2021 | 450 МВА (200 МВт) | | | | | | | | | | | | | | | | | 450 | | | | | 0 | 450 | 0 | 4270 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2274 | 1995 | 4270 | Ивестор | Обеспечение совместной работы Запрудного ЗР Якутской энергосистемы и ОЭС Сибиряк | | | | | | | | | | | | | |
| 28 | ПС 220 кВ Раффис с заходом ВЛ 220 кВ Береговая -2 - Перевал | Приморская | 2018 | 2x40 МВА | | | | | | | | | | | 80 | | | | | | | | | | 0 | 80 | 0 | 1387 | 0 | 0 | 676 | 711 | 0 | 0 | 0 | 1387 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения центра судостроения и ремонта | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 2x15 км | | | | | | | | | | | 30 | | | | | | | | | | 30 | 0 | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 29 | ПС 220 кВ ЭСПГ с ВЛ 220 кВ Владивосток - ЭСПГ | Приморская | 2018 | 2x63 МВА | | | | | | | | | | | 126 | | | | | | | | | | 0 | 126 | 0 | 2248 | 0 | 0 | 1081 | 1167 | 0 | 0 | 0 | 2248 | ОАО "Газпром СПГ Владивосток" | Обеспечение технологического присоединения объектов ОАО "Газпром СПГ Владивосток" | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 90 км | | | | | | | | | | | 90 | | | | | | | | | | 90 | 0 | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Итого по 220 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий | | | | | 48.1 | 252 | 0 | 363.8 | 445 | 113 | 498.5 | 421 | 100 | 848.4 | 395 | 52 | 18.0 | 150 | 0 | 63 | 501 | 0 | 0 | 450 | 0 | 1823.4 | 2614 | 265 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей 500 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 30 | ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС - Хабаровская №2 | Приморская Хабаровская | 2020 | 450 км 2xШП-180 Мвар | | | | | | | | | | | | | | | | | 450 | | | | | 450 | 0 | 360 | 12913 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5881 | 7032 | 0 | 12913 | Ивестор | Повышение надежности межсистемного транзита мощности между энергосистемами Хабаровского и Приморского краев. | | | | | | | | | | | | | |
| | 220 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 31 | Заход ВЛ 220 кВ Сковородино - Талца на ПС 220 кВ Сковородино (достройка участка существующей ВЛ) | Амурская | 2015 | 4,9 км | 4,9 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 4,9 | 0 | 0 | 363,6 | 312 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 312 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Присоединение ВЛ Талца - Сковородино по проектной схеме на ПС 220 кВ Сковородино. | | | | | | | | | | | | | | |
| 32 | Перевод электроснабжения ПС 220 кВ Козьмино на проектную схему в связи с вводом ПС 500 кВ Лозовая | Приморская | 2015 | 2x12 км | 24 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 24 | 0 | 0 | 363 | 74 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 74 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения ТС ВСТО (НГ Козьмино) | | | | | | | | | | | | | | |
| 33 | ПС 220 кВ Сковородино (установка УШР 220 кВ) | Амурская | 2015 | 100 Мвар | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 100 | 320 | 116 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 116 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Поддержание допустимых уровней напряжения в сети 220 кВ | | | | | | | | | | | | | | |
| 34 | ПС 220 кВ Амур с заходами ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 - РЦ П даль | Хабаровская | 2015 | 2x125 МВА | | 250 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 250 | 0 | 1922,41 | 484 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 484 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение надежного электроснабжения потребителей северной части г. Хабаровска. В аварийных режимах отключение одной цепи ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-3 - РЦ. | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 4,38 км | 4,38 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 4,38 | 0 | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 35 | ВЛ 220 кВ Комсомольская - Советская Гавань (наименование по положительному заключению ПТЭ: ВЛ 220 кВ Комсомольская-Семеново-Вашино) | Хабаровская | 2016 | 125 МВА | | | | | | | | | | | | 125 | | | | | | | | | 0 | 125 | 0 | 7842,50 | 554 | 2798 | 1202 | 100 | 0 | 0 | 0 | 4654 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение надежного электроснабжения потребителей Ванянского района и г. Советская Гавань. | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 388,1 км | | | | | | | | | | | 388,1 | | | | | | | | | | 388,1 | 0 | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 36 | ВЛ 220 кВ Широкая - Лозовая с вводом ОРУ 220 кВ на ПС 110 кВ Ниходка | Приморская | 2018 | 33 км | | | | | | | | | | | 33 | | | | | | | | | | 33 | 0 | 0 | 697 | 32 | 20 | 50 | 500 | 52 | 0 | 0 | 653 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Повышение надежности электроснабжения потребителей района г. Находка | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 2x63 МВА | | | | | | | | | | | 126 | | | | | | | | | | 0 | 126 | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Подписки второй цепи ВЛ 220 кВ Нижний Кураих - Томога | | | 45,5 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 45,5 | 0 | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| № | НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ) | Энергосистема | Год ввода объекта | Техническое описание объекта проекта | | | | | | | | | | | | | | | | | | | в прогнозных ценах (с НДС) | | | | | | | | | Организация, ответственная за реализацию проекта | Основное назначение объекта | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|-------------------|---|------------------------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|----------------------------|-------|------|-----------|-----------|-----------|--------------------------------|---------|---------|--|-----------------------------|---------|--------------------------|---|--|---------|-------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|---|---|---|------|---------------|---|
| | | | | | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | 2021 г. | | | Итого | | | Полная стоимость строительства | 2015 г. | 2016 г. | | | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | Итого | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | | | | | | | | | | | | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | млн. руб. | | | | | | |
| 37 | и ВЛ 220 кВ Томмот - Майя - 1 и 2 цель с ПС 220 кВ Томмот и ПС 220 кВ Майя | Якутская (ЮЭР, ЦЭР) | 2016 | 2x434,6 км 2x63 МВА, УПП 220 кВ 100 Мвар 2x125 МВА, УПП 220 кВ 100 Мвар | | | | 869.2 | | | | | | | | | | | | | | | | 869.2 | 0 | 0 | | | | | 0 | 126 | 100 | | | | | 0 | 250 | 100 | 19233 | 769 | 651 | 404 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1824 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение Южного и Центрального энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия). Э |
| 38 | ПС 220 кВ Февральская (установка УПП 220 кВ) | Амурская | 2017 | 63 Мвар | | | | | | 63 | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 63 | 288 | 125 | 75 | 78 | 0 | 0 | 0 | 0 | 278 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Поддержание допустимых уровней напряжения в сети 220 кВ | | | | | | | | | | | | | | |
| 39 | ПС 220 кВ Олесма (установка второго трансформатора 220/35 кВ) Подключение ПС 220 кВ Олесма к двум ВЛ Югата - Ханг по схеме завод-выход | Амурская | 2017 | 25 МВА 0,8 км | | | | | 25 | | 0.8 | | | | | | | | | | | | 0 | 25 | 0 | 360.2 | 0 | 0 | 360 | 0 | 0 | 0 | 0 | 360 | Ивестор ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения Олекминского ГОКа | | | | | | | | | | | | | | | |
| 40 | ВЛ 220 кВ Сунгар - Нюрба 1 и 2 цель с ПС 220 кВ Нюрба | Якутская (ЭЭР) | 2017 | 2x161 км 2x63 МВА ПШ 25 Мвар УПП 25 Мвар | | | | | | 322 | | | | | | | | | | | | | 322 | 0 | 0 | | 6698 | 1851 | 1938 | 2908 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6698 | Ивестор | Обеспечение электроснабжения потребителей Вишэйской группы районов Республики Саха (Якутия) | | | | | | | | | | | | | | |
| 41 | ВЛ 220 кВ Майя - Хангалы №1 и №2 с ПС 220 кВ Хангалы | Якутская (ЦЭР) | 2021 | 2x350 км 2x63 МВА ПШ 32 Мвар УПП 32 Мвар | | | | | | | | | | | | | 700 | | | | | | 700 | 0 | 0 | | 20681 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5881 | 6065 | 8735 | 20681 | Ивестор | Повышение надежности электроснабжения потребителей Томпонского улуса Республики Саха (Якутия) | | | | | | | | | | | | | | |
| 42 | ВЛ 220 кВ Лесозаводск - Стаск - Дальневосточная | Приморская | 2019 | 244 км | | | | | | | | | 244 | | | | | | | | | | 244 | 0 | 0 | | 4547 | 27 | 50 | 50 | 1000 | 1600 | 800 | 928 | 4455 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Повышение надежности электроснабжения потребителей Приморского края, увеличение пропускной способности электрической сети на юг Приморья | | | | | | | | | | | | | | |
| 43 | ВЛ 220 кВ Пелудуй - Чертово Кольцо № 1 и № 2 (объекты углена в ОЭС Сибири) | Якутская (ОЭС Восток) Иркутская (ОЭС Сибирь) | 2015, 2018 | 2x190 км | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | АО "ДВЭУК" | Обеспечение технологического присоединения потребителей Бодайбинского и Майско-Чуйского энергорайонов Иркутской области | | | | | | | | | | | | | | |
| 44 | ПС 220 кВ Тынды (установка УПП 220 кВ) | Алтайская | 2015 | УПП 100 Мвар | | | | | | | 100 | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 100 | 507 | 507 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 507 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Поддержание допустимых уровней напряжения в сети 220 кВ | | | | | | | | | | | | | | |
| | <i>Итого по 500 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей</i> | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 450 | 0 | 360 | 0 | 0 | 0 | 450 | 0 | 360 | | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 5881.1 | 7031.8 | 0.0 | 12913.0 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | <i>Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей</i> | | | | 33.3 | 250 | 200 | 1302.8 | 501 | 200 | 322.8 | 151 | 113 | 33.0 | 126 | 0 | 244.0 | 0 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 700.0 | 126 | 64 | 2635.9 | 1154 | 577 | | | 4857.9 | 5539.5 | 5069.9 | 1600.0 | 7532.7 | 6865.2 | 9663.1 | 41128.2 | | | | | | | | | | | | | |
| Объекты реконструкции с увеличением трансформаторной мощности 220 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 45 | ПС 220 кВ Лесозаводск, замена трансформаторов | Приморская | 2016 | 2x40 МВА | | | | 80 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 80 | 0 | 318 | 89 | 95 | 90 | 32 | 0 | 0 | 0 | 307 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Повышение надежности электроснабжения потребителей | | | | | | | | | | | | | | | |
| 46 | ПС 220 кВ Биробиджан | Хабаровская (ЕАО) | 2018 | 2x125 МВА | | | | | | | | | | 250 | | | | | | | | | 0 | 250 | 0 | 2538 | 48 | 200 | 400 | 700 | 700 | 446 | 0 | 2494 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Повышение надежности электроснабжения потребителей | | | | | | | | | | | | | | | |
| 47 | Реконструкция ПС 220 кВ Хейхир и ПС 500 кВ Хейхир-2 | Хабаровская | 2020 | 2x125 МВА | | | | | | | | | | | | | 250 | | | | | | 0 | 250 | 0 | 439 | 80 | 72 | 63 | 61 | 80 | 95 | 0 | 451 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Повышение надежности электроснабжения потребителей | | | | | | | | | | | | | | | |
| 48 | ПС 220 кВ НПС-11 | Якутская (ЭЭР) | 2018 | 2x40 МВА | | | | | | | | 80 | | | | | | | | | | | 0 | 80 | 0 | 425 | 0 | 0 | 0 | 425 | 0 | 0 | 0 | 425 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей | | | | | | | | | | | | | | | |
| 49 | ПС 220 кВ НПС-12 | Якутская (ЭЭР) | 2017 | 2x40 МВА | | | | | | 80 | | | | | | | | | | | | | 0 | 80 | 0 | 406 | 0 | 0 | 406 | 0 | 0 | 0 | 0 | 406 | ООО "ТрансВифт-Восток" | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей | | | | | | | | | | | | | | | |
| 50 | ПС 220 кВ НПС-13 | Якутская (ЭЭР) | 2017 | 2x40 МВА | | | | | | 80 | | | | | | | | | | | | | 0 | 80 | 0 | 406 | 0 | 0 | 406 | 0 | 0 | 0 | 0 | 406 | ООО "ТрансВифт-Восток" | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей | | | | | | | | | | | | | | | |

| № | НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ) | Энергосистема | Год ввода объекта | Техническое описание характеристик объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар) | в проектных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | | | | | | | Полная стоимость строительства | в проектных ценах (с НДС) | | | | | | | Организация, ответственная за реализацию проекта | Основное назначение объекта | | | | | |
|---|------------------------------------|----------------|-------------------|---|---------------------------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|---------|-----|------|--------------------------------|---------------------------|-----|-------|-------|---------|---------|---------|--|-----------------------------|---------|---------|--------------------------|---|-------|
| | | | | | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | | 2021 г. | | | Итого | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | | | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | Итого |
| | | | | | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | км | МВА | Мвар | | | | | | | | | | | |
| 51 | ПС 220 кВ НПС-14 | Якутская (ЭЭР) | 2017 | 2x40 МВА | | | | | | | | 80 | | | | | | | | | | | 0 | 80 | 0 | 406 | 0 | 0 | 406 | 0 | 0 | 0 | 0 | 406 | ООО "Трансэнерго-Восток" | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей | |
| 52 | ПС 220 кВ НПС-15 | Якутская (ЭЭР) | 2018 | 2x40 | | | | | | | | 80 | | | | | | | | | | | 0 | 80 | 0 | 425 | 0 | 0 | 0 | 425 | 0 | 0 | 0 | 425 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей | |
| 53 | ПС 220 кВ НПС-16 | Якутская (ЮЭР) | 2017 | 2x32 МВА | | | | | | | | 64 | | | | | | | | | | | 0 | 64 | 0 | 406 | 0 | 0 | 406 | 0 | 0 | 0 | 0 | 406 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей | |
| 54 | ПС 220 кВ НПС-17 | Якутская (ЮЭР) | 2018 | 2x40 МВА | | | | | | | | 80 | | | | | | | | | | | 0 | 80 | 0 | 425 | 0 | 0 | 0 | 425 | 0 | 0 | 0 | 425 | ООО "Трансэнерго-Восток" | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей | |
| 55 | ПС 220 кВ НПС-20 | Амурская | 2017 | 2x40 МВА | | | | | | | | 80 | | | | | | | | | | | 0 | 80 | 0 | 326 | 0 | 0 | 326 | 0 | 0 | 0 | 0 | 326 | ООО "Трансэнерго-Восток" | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей | |
| 56 | ПС 220 кВ НПС-19 | Якутская (ЮЭР) | 2019 | 2x40 МВА | | | | | | | | | | | 80 | | | | | | | | 0 | 80 | 0 | 442 | 0 | 0 | 0 | 0 | 442 | 0 | 0 | 442 | ПАО "ФСК ЕЭС" | Обеспечение технологического присоединения новых потребителей | |
| Итого по объектам реконструкции 220 кВ | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 89 | 0 | 0 | 384 | 0 | 0 | 490 | 0 | 0 | 80 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1284 | 0 | 217,1 | 367,5 | 2504,7 | 2067,4 | 1222,0 | 541,2 | 0,0 | 6919,9 | | | | |

| | в проектных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | | | | | | | в проектных ценах (с НДС) | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------|---------------------------|-----|------|---------|------|------|---------|-----|------|---------|------|------|---------|-----|------|---------|------|------|---------------------------|-----|------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-----------|-----------|
| | 2015 г. | | | 2016 г. | | | 2017 г. | | | 2018 г. | | | 2019 г. | | | 2020 г. | | | 2021 г. | | | Итого | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | Итого | | |
| | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | км | МВА | Мвар | | | | | | | | | | млн. руб. | млн. руб. |
| ВСЕГО, в т.ч. | 214,3 | 532 | 200 | 1753,8 | 1026 | 313 | 821,3 | 956 | 213 | 873,4 | 1011 | 52 | 254,0 | 230 | 0 | 1072,6 | 1201 | 493 | 700,0 | 576 | 64 | 5691,4 | 5352 | 1335 | 14129,4 | 20413,7 | 21849,1 | 22289,5 | 27048,8 | 21897,8 | 14375,3 | 142803,6 |
| по 500 кВ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 450 | 0 | 360 | 0 | 0 | 0 | 450 | 0 | 360 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5881 | 7032 | 0 | 13913 |
| по 220 кВ | 214,3 | 532 | 200 | 1753,8 | 1026 | 313 | 821,3 | 956 | 213 | 873,4 | 1011 | 52 | 254,0 | 230 | 0 | 622,6 | 1201 | 133 | 700,0 | 576 | 64 | 5241,4 | 5352 | 975 | 14129,4 | 20413,7 | 21849,1 | 22289,5 | 21167,7 | 14865,9 | 14375,3 | 129890,6 |

Примечание:
В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций

Приложение № 26
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015 – 2021 годы

**Сводные показатели вводов линий электропередачи и трансформаторного оборудования по классам напряжения 220 кВ и выше
по ОЭС и ЕЭС России за 2015 – 2021 годы**

| | 2015 г. | | 2016 г. | | 2017 г. | | 2018 г. | | 2019 г. | | 2020 г. | | 2021 г. | | Итого 2015-2021 гг. | |
|---------------------------|---------------|--------------|---------------|--------------|---------------|--------------|---------------|--------------|---------------|-------------|---------------|-------------|---------------|--------------|---------------------|--------------|
| | ВЛ, км | ПС, МВА | ВЛ, км | ПС, МВА | ВЛ, км | ПС, МВА | ВЛ, км | ПС, МВА | ВЛ, км | ПС, МВА | ВЛ, км | ПС, МВА | ВЛ, км | ПС, МВА | ВЛ, км | ПС, МВА |
| ОЭС Северо-Запада | 0.0 | 0 | 392.6 | 0 | 1385.9 | 1000 | 8.4 | 700 | 144.1 | 2400 | 194.2 | 486 | 907.2 | 1865 | 3032.4 | 6451 |
| 750 кВ | 0 | 0 | 0 | 0 | 450 | 0 | 0 | 0 | 142.1 | 2000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 592.1 | 2000 |
| 330 кВ | 0 | 0 | 392.6 | 0 | 641.6 | 1000 | 8.4 | 700 | 2 | 400 | 194.2 | 200 | 570 | 1300 | 1808.8 | 3600 |
| 220 кВ | 0 | 0 | 0 | 0 | 294.3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 286 | 337.2 | 565 | 631.5 | 851 |
| ОЭС Центра | 221.9 | 4166 | 957.8 | 6572 | 334.7 | 8057 | 136.0 | 4522 | 40.0 | 880 | 34.0 | 2280 | 444.8 | 4535 | 2169.2 | 31012 |
| 750 кВ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.0 | 0 |
| 500 кВ | 0 | 1000 | 740.4 | 3252 | 77.35 | 2703 | 92 | 501 | 0 | 0 | 0 | 0 | 286 | 710 | 1195.8 | 8166 |
| 330 кВ | 0 | 0 | 0 | 475 | 0 | 864 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.0 | 1339 |
| 220 кВ | 221.9 | 3166 | 217.43 | 2845 | 257.35 | 4490 | 44 | 4021 | 40 | 880 | 34 | 2280 | 158.8 | 3825 | 973.5 | 21507 |
| ОЭС Юга | 589.9 | 1396 | 241.0 | 2207 | 1206.5 | 4594 | 175.0 | 125 | 87.8 | 494 | 0.0 | 600 | 117.8 | 990 | 2418.0 | 10406 |
| 500 кВ | 350.0 | 0 | 120.0 | 1002 | 1065.0 | 1670 | 0.0 | 0 | 87.8 | 334 | 0.0 | 0 | 0.0 | 0 | 1622.8 | 3006 |
| 330 кВ | 190.6 | 325 | 0.0 | 125 | 0.0 | 250 | 175.0 | 125 | 0.0 | 0 | 0.0 | 600 | 117.8 | 250 | 483.4 | 1675 |
| 220 кВ | 49.3 | 1071 | 121.0 | 1080 | 141.5 | 2674 | 0.0 | 0 | 0.0 | 160 | 0.0 | 0 | 0.0 | 740 | 311.8 | 5725 |
| ЭС Республики Крым | 364.0 | 0.0 | 380.0 | 250.0 | 170.0 | 400.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 914.0 | 650 |
| 330 кВ | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 140.0 | 400.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 140.0 | 400 |
| 220 кВ | 364.0 | 0.0 | 380.0 | 250.0 | 30.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 774.0 | 250 |
| ОЭС Средней Волги | 301.3 | 0 | 62.0 | 1000 | 506.0 | 650 | 0.0 | 250 | 22.5 | 252 | 0.0 | 0 | 187.4 | 200 | 1079.2 | 2352 |
| 500 кВ | 285.5 | 0 | 0.0 | 250 | 0.0 | 0 | 0.0 | 0 | 0.0 | 0 | 0.0 | 0 | 0.0 | 0 | 285.5 | 250 |
| 220 кВ | 15.8 | 0 | 62 | 750 | 506 | 650 | 0 | 250 | 22.5 | 252 | 0 | 0 | 187.4 | 200 | 793.7 | 2102 |
| ОЭС Урала | 987.3 | 4522 | 665.6 | 1737 | 561.8 | 1974 | 184.7 | 2067 | 4.0 | 250 | 0.0 | 0 | 698.0 | 4847 | 3101.4 | 15397 |
| 500 кВ | 7.4 | 2304 | 12 | 501 | 0 | 0 | 11.3 | 1000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 240 | 3197 | 270.7 | 7002 |
| 220 кВ | 979.9 | 2218 | 653.6 | 1236 | 561.8 | 1974 | 173.4 | 1067 | 4 | 250 | 0 | 0 | 458 | 1650 | 2830.7 | 8395 |
| ОЭС Сибири | 1262.6 | 3849 | 479.0 | 2622 | 1627.3 | 2635 | 1459.2 | 3056 | 1301.8 | 1948 | 947.0 | 875 | 720.0 | 252 | 7796.9 | 15237 |
| 500 кВ | 680.4 | 1469 | 0 | 501 | 3 | 1169 | 0 | 1552 | 590 | 668 | 0 | 0 | 370 | 0 | 1643.4 | 5359 |
| 220 кВ | 582.2 | 2380 | 479 | 2121 | 1624.3 | 1466 | 1459.2 | 1504 | 711.8 | 1280 | 947 | 875 | 350 | 252 | 6153.5 | 9878 |
| ОЭС Востока | 214.3 | 552 | 1755.8 | 1026 | 821.3 | 956 | 873.4 | 1011 | 254.0 | 230 | 1072.6 | 1201 | 700.0 | 576 | 5691.4 | 5552 |
| 500 кВ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 450 | 0 | 0 | 0 | 450.0 | 0 |
| 220 кВ | 214.3 | 552 | 1755.8 | 1026 | 821.3 | 956 | 873.392 | 1011 | 254 | 230 | 622.6 | 1201 | 700 | 576 | 5241.4 | 5552 |
| ИТОГО | 3941.3 | 14485 | 4933.8 | 15414 | 6613.5 | 20266 | 2836.7 | 11731 | 1854.2 | 6454 | 2247.8 | 5442 | 3775.2 | 13265 | 26202.5 | 87057 |
| 750 кВ | 0.0 | 0 | 0 | 0 | 450.0 | 0 | 0.0 | 0 | 142.1 | 2000 | 0.0 | 0 | 0.0 | 0 | 592.1 | 2000 |
| 500 кВ | 1323.3 | 4773 | 872.4 | 5506 | 1145.4 | 5542 | 103.3 | 3053 | 677.8 | 1002 | 450.0 | 0 | 896.0 | 3907 | 5468.1 | 23783 |
| 330 кВ | 190.6 | 325.0 | 392.6 | 600.0 | 781.6 | 2514.0 | 183.4 | 825.0 | 2.0 | 400.0 | 194.2 | 800.0 | 687.8 | 1550.0 | 2432.2 | 7014 |
| 220 кВ | 2427.4 | 9387.0 | 3668.8 | 9308.0 | 4236.6 | 12210.0 | 2550.0 | 7853.0 | 1032.3 | 3052.0 | 1603.6 | 4642.0 | 2191.4 | 7808.0 | 17710.1 | 54260 |

Приложение № 27
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015 – 2021 годы

Сводные данные по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 220 кВ, на основании схем и программ развития электроэнергетики субъектов

| Наименование субъекта Российской Федерации | Класс напряжения, кВ | Суммарная протяженность, км | Суммарная трансформаторная мощность, МВА | Примечание |
|--|----------------------|-----------------------------|--|-------------------------|
| ОЭС Северо-Запада | | | | |
| Архангельская область | 110 | | | нет информации |
| Калининградская область | 110 | 737.62 | 1737 | |
| Республика Карелия | 110 | | | нет информации |
| Республика Коми | 110 | 116 | 52 | |
| | 35 | 0 | 1.6 | |
| | ниже 35 кВ | 587.87 | 118.71 | |
| г. Санкт-Петербург | 110 | 58 | 6519 | |
| Ленинградская область | | | | нет информации |
| Мурманская область | 110 | 36.8 | 244 | |
| | 35 | 0 | 20 | |
| Новгородская область | 110 | 1249.3 | 143.6 | км по ВЛ с учетом 35 кВ |
| Псковская область | 110 | 10.26 | 244 | |
| ОЭС Центра | | | | |
| Белгородская область | | | | нет информации |
| Брянская область | 110 | 48.9 | 571.6 | |
| Владимирская область | | | | нет данных |
| Вологодская область | 110 | 95.276 | 1017.6 | |
| | 35 | 14 | 0 | |
| Воронежская область | | | | нет информации |
| Ивановская область | 110 | 29.5 | | |
| | 35 | 10.96 | | |
| | 10-0,4 | 571.05 | | |
| Калужская область | | | | нет информации |
| Костромская область | 110 | 486.57 | 139 | |
| | 35-0,4 | 847.83 | 154.17 | |
| Курская область | 110 | 48.3 | 126.5 | |
| | 35 | 1 | 56 | |
| Липецкая область | 110 | 82.808 | 314 | |
| | 10-0,4 | 157.01 | 0 | |
| г. Москва | 110 | 174.2 | 3349 | старая Москва |
| | 110 | 40.6 | 176 | новая Москва |
| | 35 | | 20 | новая Москва |
| | ниже 35 кВ | 4058.82 | 9058 | КЛ |
| | | 52 Мвар | | новая Москва |
| Московская область | 110 | 614.76 | 5124.5 | |
| | 35 | 0 | 1135.2 | |
| | | 150 Мвар | | |
| Орловская область | 110 | 625.77 | 1092.02 | |
| | 35 | 0 | 32 | |

| | | | | |
|-----------------------------------|------------|----------|--------|----------------|
| Рязанская область | 110 | 45.92 | 0 | |
| | 35 | 15.72 | 0 | |
| | 10-0,4 | 145.88 | 0 | |
| Смоленская область | 110 | 155.74 | 747.5 | |
| Тамбовская область | 110 | 2 | 308.6 | |
| | ниже 35 кВ | 1184 | 72.9 | |
| Тверская область | 110 | 33.64 | 706 | |
| | 35 | 96.86 | 0 | |
| | ниже 35 кВ | 1178.38 | 18 | |
| Тульская область | 110 | 267.8 | 452 | |
| | 35 | 0 | 16 | |
| | ниже 35 кВ | 2545.2 | 188 | |
| | | 138 Мвар | | |
| Ярославская область | | | | нет информации |
| ОЭС Средней Волги | | | | |
| Республика Марий Эл | 110 | 312.2 | 101.6 | |
| | 35 | 77.1 | | |
| Республика Мордовия | 110 | 0.6 | 288 | |
| | 35 | | 21.6 | |
| | ниже 35 кВ | 50 | | КЛ |
| Нижегородская область | 110 | 493.29 | 1452 | |
| | 35 | 27.4 | 40 | |
| Пензенская область | 110 | 190.33 | 114 | |
| Саратовская область | | | | нет информации |
| Самарская область | 110 | 280.96 | 2089.3 | |
| | ниже 35 кВ | 13.1 | | КЛ |
| Республика Татарстан | 110 | 183.02 | 251 | |
| | 35 | | 80 | |
| Ульяновская область | | | | нет данных |
| Чувашская Республика | 110 | 13.5 | 34.74 | |
| ОЭС Юга | | | | |
| Республика Адыгея | 110 | | 799.2 | |
| | 35 | | 204.7 | |
| Астраханская область | 110 | 45.47 | 130 | |
| | 35 | | 20 | |
| Волгоградская область | | | | нет данных |
| Республика Дагестан | | | | нет информации |
| Республика Калмыкия | | | | нет данных |
| Кабардино-Балкарская республика | | | | нет информации |
| Карачаево-Черкесская Республика | | | | нет информации |
| Краснодарский край | 110 | 2070.6 | 8903.5 | с КЛ |
| | 35 | 369.45 | 1164.3 | |
| | 10-0,4 | 4746.224 | 712.5 | с КЛ |
| | | 30 Мвар | | |
| Ростовская область | | | | нет информации |
| Республика Северная Осетия-Алания | 110 | 74.4 | 62.6 | |
| Республика Ингушетия | 110 | 111 | 410.2 | |
| | 35 | 90.5 | 167.6 | |
| Ставропольский край | | | | нет информации |
| Чеченская республика | | | | нет информации |

| ОЭС Урала | | | | |
|-----------------------------------|---------------|---------|---------|-----------------------|
| Кировская область | 110 | 1.9 | 80 | |
| | 35 | 1.71 | 40 | |
| Курганская область | | | | нет данных |
| Оренбургская область | 110 | 353.79 | 332 | с КЛ |
| | ниже 35 кВ | 442.59 | 52.98 | с КЛ |
| Пермский край | 110 | | 456 | |
| Республика Башкортостан | | | | нет данных |
| Свердловская область | 110 | 168.45 | 278.5 | |
| | 35 | | 80 | |
| Тюменская область | 110 | 517.4 | 416 | |
| Удмуртская республика | 110 | | | нет данных |
| Челябинская область | 110 | 181.9 | 66.25 | |
| Ямало-Ненецкий автономный округ | 110 | 354 | 486 | |
| Ханты-Мансийский автономный округ | 110 | 653.716 | 882.3 | |
| | 35 | 690.55 | 1527.61 | |
| | ниже 35 кВ | 73.57 | | |
| ОЭС Сибири | | | | |
| Алтайский край | 110 | 476.1 | 212 | |
| | 35 | 26 | 105.2 | |
| Забайкальский край | 110 | 367.1 | 166.3 | |
| | 35 | | | |
| Иркутская область | 110 | 564.88 | 697.2 | |
| | 35 | 389.68 | 1393.69 | |
| Кемеровская область | | | | нет информации |
| Красноярский край | | | | нет информации |
| Новосибирская область | 110 | 1463.3 | 1227.7 | |
| Омская область | 110 | 0 | 303.32 | |
| | 35 | 336.91 | 17.32 | с КЛ; с уч. 10-0,4 кВ |
| | ниже 35 кВ | 125.68 | 69.32 | |
| Республика Алтай | 110 | 433 | 510.2 | |
| | 10-0,4 | 720 | 75 | |
| Республика Бурятия | 110 и ниже | 773 | 25 | |
| Республика Хакасия | 110 | 36.06 | 50 | |
| | 35 | 81 | | |
| | распред. Сети | 38 | 1 | |
| Томская область | | | | нет данных |
| ОЭС Востока | | | | |
| Хабаровский край | 35 | | 90.3 | |
| Амурская область | 110 | 305.94 | 392.6 | |
| | 35 | 26.5 | 20 | |
| Еврейская автономная область | | | | нет информации |
| Приморский край | | | | нет информации |
| Республика Саха (Якутия) | 110 | 3.6 | 289.6 | |
| | 35 | 0 | 366 | |