

УТВЕРЖДЕНА
приказом Минэнерго России
от «___» _____ 2013 № _____

Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2013 – 2019 годы

1. Основные цели и задачи

Схема и программа развития Единой энергетической системы (далее – ЕЭС) России на 2013 – 2019 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» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, № 43, ст. 5073).

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 2013 – 2019 годы

Прогноз спроса на электрическую энергию по ЕЭС России на период 2013 – 2019 годов выполнен на основе уточненных в декабре 2012 года макроэкономических показателей прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2013 год и плановый период 2014 – 2015 годов, представленного Минэкономразвития России в сентябре 2012 года. В качестве ориентиров и приоритетов более отдаленной перспективы развития российской экономики приняты «Сценарные условия долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года», разработанные Минэкономразвития России в апреле 2012 года, исходя из задач, сформулированных в «Концепции долгосрочного социально-экономического развития России до 2020 года» (далее – КДР), утверждённой распоряжением Правительства Российской Федерации от 17.11.2008 № 1662-р (Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, № 47, ст. 5489).

Объем электропотребления в ЕЭС России по оперативным данным увеличился в 2012 году на 1,64% и составил 1016,5 млрд.кВт.ч. с учетом приграничной торговли в энергосистеме (далее – ЭС) Мурманской области и ЭС г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области. Показатель абсолютного прироста потребления электрической энергии 2012 года (16,4 млрд.кВт.ч.) отражает сложившиеся в этом году макроэкономические тенденции развития страны.

По оценке Минэкономразвития России, прирост валового внутреннего продукта (далее – ВВП) 2012 года к прошлому году составил 3,5%. Общий рост промышленного производства (на 3,2% по отгруженной продукции) в большой степени обеспечивался ростом вида деятельности «Обрабатывающие производства» (на 4,3%) за счет роста металлургического производства, включая производства готовых металлических изделий (на 3,6%), и машиностроительных производств (на 7,5%).

Прогнозируемый вариант спроса на электрическую энергию по ЕЭС России на период 2013 – 2019 годов (рисунок 2.1) составлен в рамках уточненного умеренно-оптимистичного варианта социально-экономического развития России, предложенного Минэкономразвития России в качестве основного для разработки федерального бюджета на 2013 – 2015 годы. Для периода с 2016 по 2019 годы приняты скорректированные Минэкономразвития России в ноябре 2012 года параметры представленных в апреле 2012 года Сценарных условий долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года.

Умеренно-оптимистичный вариант развития предусматривает годовые темпы роста ВВП в 2013 – 2015 годах в пределах 3,6-4,5%, при 3,5% в 2012 году; соответственно темпы роста промышленного производства планируются на уровне 3,6-3,7% при 3,2% в 2012 году.

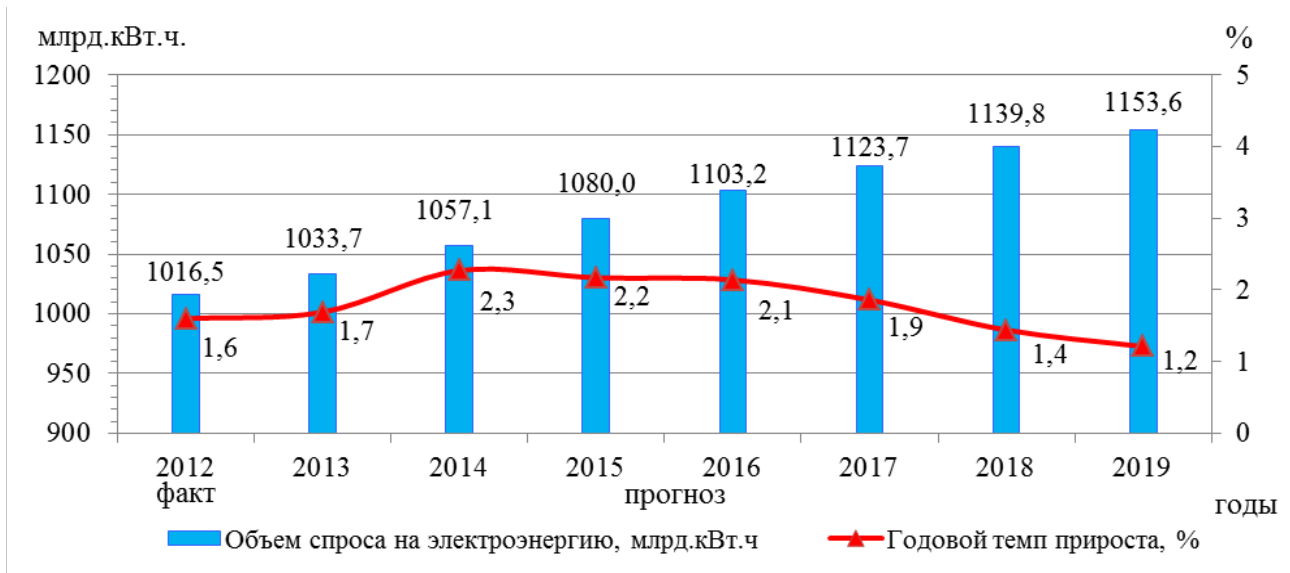


Рисунок 2.1. Прогноз спроса на электрическую энергию по ЕЭС России на 2013 –2019 годы

В более отдаленной перспективе инновационный сценарий предполагает усиление инвестиционной направленности экономического роста, формирование на рубеже 2020 года усовершенствованной транспортной инфраструктуры, способствующей развитию ряда секторов экономики. Предполагается ускоренное развитие конкурентоспособных высокотехнологичных производств (авиастроения, ядерных технологий, производства редкоземельных металлов) наряду с модернизацией энерго-сырьевого комплекса.

Сценарий предусматривает развитие человеческого капитала, что чрезвычайно важно в условиях ожидаемого сокращения численности населения в трудоспособном возрасте. Согласно среднему сценарию демографического прогноза, разработанного Росстатом с учетом итогов Всероссийской переписи населения 2010 года, ожидается относительная стабилизация общей численности населения при сокращении численности населения в трудоспособном возрасте. За период с 2012 по 2019 год прогнозируется незначительное увеличение общей численности населения (на 0,6 млн. человек) при сокращении численности населения в трудоспособном возрасте на 6,5 млн. человек.

Переход к инновационному развитию предполагает изменение сложившейся структуры экономики за счет сокращения неконкурентоспособных производств, возникновения новых направлений и создания эффективных рабочих мест с высокой производительностью труда. Рост производительности труда является ключевым фактором для обеспечения устойчивого экономического роста в условиях ограниченности предложения на рынке труда.

Прогнозируется повышение параметров эффективности экономики России: снижение энергоемкости ВВП к 2020 году относительно 2010 года на 26%, рост производительности труда за соответственный период в 1,6 раза. При указанных предпосылках среднегодовой рост ВВП в период 2016 – 2019 годов оценивается на уровне 4,5%, соответственно среднегодовой рост промышленного производства – на уровне 3,7%.

Рост электропотребления, соответствующий умеренно-оптимистичному варианту прогноза развития экономики страны, будет определяться динамикой основных макроэкономических показателей, проведением модернизации малоэффективных и неконкурентоспособных производств, осуществлением программ и мероприятий по формированию современных высокотехнологичных производств и реализацией отдельных крупных инвестиционных проектов.

Общий спрос на электрическую энергию по ЕЭС России к концу прогнозного периода оценивается на уровне 1153,6 млрд.кВт.ч, что на 13,5% выше объема электропотребления 2012 года (абсолютный прирост 137,1 млрд.кВт.ч) при среднегодовом приросте за период 1,82%. Более высокие темпы прироста спроса на электрическую энергию по ЕЭС России ожидаются в 2014 – 2017 годах, что обусловлено планируемым расширением и реконструкцией производства на действующих объектах и прогнозируемым в эти годы вводом новых мощностей на крупных предприятиях обрабатывающих производств. Снижение темпов прироста электропотребления после 2017 года связано с ожидаемой технологической модернизацией промышленного производства, в первую очередь энергоемкого металлургического производства, и более интенсивным развитием энергосберегающих технологий.

Прогноз спроса на электрическую энергию по объединённым энергетическим системам (далее – ОЭС) и территориальным энергосистемам составлен на базе фактических показателей электропотребления за последние годы с учетом анализа имеющихся заявок и выданных технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии к электрическим сетям с оценкой прироста потребности в электрической энергии. При формировании прогноза использованы сведения о максимальной заявленной мощности, указанные в заявках на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к электрическим сетям, сроках их ввода в эксплуатацию, а также сведения о характере нагрузки (вид деятельности хозяйствующего субъекта), позволяющие оценить распределение прироста потребности в электрической энергии по видам деятельности и годам прогнозирования. При разработке прогноза использованы материалы стратегий социально-экономического развития до 2020 (2025) года, разработанные Минрегионом России совместно с администрациями субъектов Российской Федерации и утвержденные Правительством Российской Федерации, а также 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 электропотребления по ОЭС, сформированные в рамках прогноза спроса на электрическую энергию в ЕЭС России, представлены в таблице 2.1, по территориальным энергосистемам – в приложении № 1.

В трех ОЭС (Центра, Юга и Востока) темпы прироста спроса на электрическую энергию прогнозируются выше средних по ЕЭС России. Ниже средних – темпы прироста в ОЭС Северо-Запада, Средней Волги и Урала. В ОЭС Сибири темпы прироста практически равны средним по ЕЭС России.

Таблица 2.1. Прогноз потребления электрической энергии на 2013 – 2019 годы, млрд.кВт.ч

	Факт	Прогноз							Ср.год. прирост за 2013 - 2019 годы, %
		2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	
ОЭС Северо-Запада	93,210	93,092	94,511	96,257	97,677	98,763	100,272	101,874	
годовой темп прироста, %	<i>0,71</i>	<i>0,69*</i>	<i>1,52</i>	<i>1,85</i>	<i>1,48</i>	<i>1,11</i>	<i>1,53</i>	<i>1,60</i>	<i>1,28</i>
ОЭС Центра	229,416	234,007	239,315	244,970	250,235	255,778	260,346	264,129	
годовой темп прироста, %	<i>2,57</i>	<i>2,00</i>	<i>2,27</i>	<i>2,36</i>	<i>2,15</i>	<i>2,22</i>	<i>1,79</i>	<i>1,45</i>	<i>2,03</i>
ОЭС Средней Волги	108,504	110,333	112,516	114,625	116,171	117,874	119,817	121,329	
годовой темп прироста, %	<i>0,46</i>	<i>1,69</i>	<i>1,98</i>	<i>1,87</i>	<i>1,35</i>	<i>1,47</i>	<i>1,65</i>	<i>1,26</i>	<i>1,61</i>
ОЭС Юга	86,510	90,402	95,078	98,039	100,027	101,801	102,962	104,071	
годовой темп прироста, %	<i>0,89</i>	<i>4,50</i>	<i>5,17</i>	<i>3,11</i>	<i>2,03</i>	<i>1,77</i>	<i>1,14</i>	<i>1,08</i>	<i>2,68</i>
ОЭС Урала	257,003	260,042	263,895	267,819	271,484	274,650	278,319	281,045	
годовой темп прироста, %	<i>0,95</i>	<i>1,18</i>	<i>1,48</i>	<i>1,49</i>	<i>1,37</i>	<i>1,17</i>	<i>1,34</i>	<i>0,98</i>	<i>1,29</i>
ОЭС Сибири	210,183	212,544	216,913	221,984	228,953	234,027	236,557	238,733	
годовой темп прироста, %	<i>2,55</i>	<i>1,12</i>	<i>2,06</i>	<i>2,34</i>	<i>3,14</i>	<i>2,22</i>	<i>1,08</i>	<i>0,92</i>	<i>1,84</i>
ОЭС Востока	31,674	33,252	34,889	36,326	38,618	40,760	41,559	42,396	
годовой темп прироста, %	<i>3,77</i>	<i>4,98</i>	<i>4,92</i>	<i>4,12</i>	<i>6,31</i>	<i>5,55</i>	<i>1,96</i>	<i>2,01</i>	<i>4,25</i>
ЕЭС России	1016,500	1033,672	1057,117	1080,020	1103,165	1123,653	1139,832	1153,577	
годовой темп прироста, %	<i>1,64</i>	<i>1,69</i>	<i>2,27</i>	<i>2,17</i>	<i>2,14</i>	<i>1,86</i>	<i>1,44</i>	<i>1,21</i>	<i>1,82</i>

* без учета приграничной торговли в ЭС Мурманской обл. и ЭС г.Санкт-Петербурга и Ленинградской обл. в показателях 2012 года

Наиболее высокие темпы увеличения спроса на электрическую энергию ожидаются в ОЭС Востока (среднегодовой темп за семь лет – 4,2%). Объем электропотребления возрастет здесь к концу прогнозного периода относительно 2012 года более чем на четверть и превысит 42 млрд.кВт.ч. Прогнозируемый опережающий рост потребности в электрической энергии согласуется с разрабатываемой в настоящее время Государственной программой Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Дальнего Востока и Байкальского региона», предусматривающей ускоренное развитие Дальневосточного региона. В качестве основного направления предстоящего развития Дальнего Востока определено развитие транспортной инфраструктуры и энергетики.

В числе крупных потребителей электрической энергии рассматриваются – космодром «Восточный» в Амурской области; вторая очередь нефтепроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» (далее – ВСТО) с доведением объема транспортирования нефти до 30 млн. тонн и дальнейшим наращиванием до 50 млн. тонн, что обеспечит как экспортные поставки, так и потребности, связанные с развитием производства на Хабаровском и Комсомольском нефтеперерабатывающих заводах (далее – НПЗ); Эльгинское месторождение угля и угольный комплекс Инаглинский в Южной части Республики Саха – Якутия (далее – Якутия); горно-металлургические предприятия на базе Кимкано-Сутарского железорудного месторождения в Еврейской автономной области, освоения железорудных месторождений Южной Якутии («Таежное»), золоторудных месторождений (Албынский и Маломырский рудники в Амурской обл.); развитие Дальневосточного центра судостроения и судоремонта («Верфь «Звезда- «DSME», верфь «Восток-Раффлс»). В энергосистеме Приморского края предполагается строительство ЗАО «ВНХК» с максимальной заявленной мощностью 372 МВт.

Наиболее высокие темпы роста спроса на электрическую энергию в Южной Якутии (среднегодовой темп 7,2%) обусловлены предстоящим комплексным развитием этой территории с традиционной специализацией на угледобывающей промышленности и освоением железорудных месторождений с целью создания металлургической базы.

Повышенные темпы прироста спроса на электрическую энергию (среднегодовой темп 2,7%) прогнозируются для ОЭС Юга, охватывающей территории Южного и Северо-Кавказского федеральных округов.

В ближайшей перспективе согласно «Прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации на 2013 год и плановый период 2014 – 2015 годов. значительный экономический рост, обусловленный стабильным притоком инвестиций, ожидается в регионах Северо-Кавказского федерального округа (далее – СКФО), (прирост валового регионального продукта (далее – ВРП) в 2015 году относительно 2011 года составит около 30%). Рост экономики в Южном федеральном округе (далее – ЮФО) планируется в этот период менее существенным. Прирост ВРП в 2015 году по отношению к 2011 году составит здесь около 18%. Замедление темпов роста производства ВРП в ЮФО в значительной мере обусловлено нисходящей динамикой инвестиционной деятельности в Краснодарском крае в связи с завершением строительства и

реконструкции объектов для проведения Олимпийских игр 2014 года. Объем инвестиций в крае в течение рассматриваемого периода будет снижаться и к 2015 году сократится почти на 29% относительно 2011 года.

Прирост спроса на электрическую энергию на территории ОЭС Юга к концу прогнозного периода более чем на 20% превысит показатели 2012 года, доля ОЭС Юга в потреблении ЕЭС России при этом возрастет на 0,5 процентных пункта (с 8,5 до 9,0%).

Территориальное распределение электропотребления в ОЭС Юга характеризуется преобладанием трех энергосистем (ЭС Волгоградской области, ЭС Краснодарского края и Республики Адыгея, ЭС Ростовской области), на долю которых приходится около 70% (по предварительным данным за 2012 год – 68,2%) объема электропотребления. К концу прогнозного периода доля трех ЭС в общем электропотреблении ОЭС Юга увеличится до 68,7%.

Крупнейшей территориальной энергосистемой ОЭС Юга является ЭС Краснодарского края и Республики Адыгея, выделяющаяся как по абсолютному объему электропотребления, так и по темпам годового прироста. По предварительным данным 2012 года ее доля составила более четверти (26,3%) общего электропотребления ОЭС Юга, к 2019 году она может превысить 30%.

Особенности формирования спроса на электрическую энергию на территории ЭС Краснодарского края и Республики Адыгея в прогнозируемый период определяют неравномерную по годам динамику приростов потребности в электрической энергии. При среднегодовом темпе прироста равном 4,8% темпы выше 10% ожидаются в 2013 – 2014 годах, что связано с реализацией Программы строительства олимпийских объектов и развития города Сочи как горноклиматического курорта, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2007 № 991 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, № 2, ст. 113), а также с предстоящим вводом ряда промышленных производств, в том числе первой очереди крупного Армавирского электрометаллургического завода, Абинского электрометаллургического завода, Туапсинского НПЗ. В Ростовской области предполагается развитие Таганрогского металлургического завода.

После 2015 года темпы прироста спроса на электрическую энергию в энергосистеме снижаются, и в последующие годы динамика изменения темпов приростов имеет затухающий вид. К концу периода они ниже темпов по ОЭС Юга.

Самые низкие темпы прироста спроса на электрическую энергию в ОЭС Юга прогнозируются для ЭС Волгоградской области (среднегодовой темп 0,35%), занимающей второе место по объему электропотребления (около 22%). К 2019 году доля энергосистемы в общем электропотреблении ОЭС Юга может снизиться до 18,5%. Большая часть ожидаемого прироста электропотребления будет связана здесь со строительством компанией ООО «ЕвроХим-ВолгаКалий» горно-обогатительного комбината (далее – ГОК) по добыче и переработке калийных солей на базе Гремяченского месторождения в Котельниковском районе.

Принятые более высокие относительно ОЭС Юга в целом темпы прироста спроса на электрическую энергию в пяти энергосистемах национальных республик согласуются с опережающим экономическим ростом в регионах СКФО,

предусмотренным в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2013 год и плановый период 2014 – 2015 годов.

В ЭС Республики Калмыкия при среднегодовом приросте в период 2013 – 2019 годов 5,3%, на 2013 – 2014 годы темпы прироста потребления электрической энергии предполагаются выше 10%. В эти годы на территории Калмыкии вводятся две новые нефтеперекачивающие станции (далее – НПС), предусмотренные инвестиционным проектом по расширению нефтепровода каспийского трубопроводного консорциума России.

Объем электропотребления в ОЭС Центра по предварительным данным составил в 2012 году 229,4 млрд.кВт.ч (прирост за год 2,6%).

Рост спроса на электрическую энергию в ОЭС Центра ожидается к 2019 году более чем на 15% относительно 2012 года и составит 264,1 млрд.кВт.ч., при этом доля ОЭС Центра в потреблении ЕЭС России увеличится до 23%. Прогнозные показатели потребления электрической энергии ОЭС Центра характеризуются относительно высокими темпами прироста (среднегодовой темп за период 2,0%).

Крупнейшей энергосистемой ОЭС Центра остается ЭС г. Москвы и Московской области. На ее долю приходится около половины (44%) электропотребления ОЭС Центра. Особенностью структуры электропотребления региона является снижение электропотребления в промышленности при существенном увеличении доли быта и сферы услуг. Более 40% общего объема электропотребления формирует непромышленная сфера, в первую очередь, за счет развития столичных функций г. Москвы.

Прогнозируемый относительно высокий прирост спроса на электрическую энергию в ЭС г. Москвы и Московской области (17,0 млрд.кВт.ч к 2019 году) в значительной мере будет связан с реализацией начатых инвестиционных проектов, строительством жилья и объектов инфраструктуры, развитием транспортной системы столичного региона.

В промышленном производстве продолжится реализация и внедрение инновационных направлений в научно-промышленный комплекс: развитие инновационного центра «Сколково», Особой экономической зоны технико-внедренческого типа «Дубна» и «Зеленоград», центра по разработке инновационных препаратов в г. Химки и г. Долгопрудном, инновационного кластера биофармацевтической и биомедицинской направленности в г. Пущино, создание портовой особой экономической зоны и центра авиастроения в г. Жуковском.

Дополнительный прирост потребности в электрической энергии ожидается за счет развития присоединенных к г. Москве территорий, где планируется масштабное жилищное строительство, развитие объектов социальной и транспортной инфраструктуры.

Наибольший темп прироста спроса на электрическую энергию в ОЭС Центра за рассматриваемый прогнозный период будет наблюдаться в ЭС Калужской области. К 2019 году электропотребление здесь вырастет более, чем на 50% при среднегодовом приросте за 2013 – 2019 годы – 6,3%, что приведет к увеличению ее доли в потреблении ОЭС Центра с 2,4% в 2012 году до 3,1% в 2019 году.

Ожидается дальнейшее развитие производства в индустриальных парках,

ориентированных на выпуск автомобилей и автокомпонентов, расположенных вблизи г. Калуги: «Калуга Юг», «Росва», «Грабцево», «А-Парк», а в промышленной зоне «Детчино» в Малоярословецком районе. В металлургическом производстве планируется ввод ОАО «Калужского электрометаллургического завода». Развитие ядерной медицины, биотехнологий и фармацевтики будет сосредоточено в технологическом парке «Обнинск» в г. Обнинске.

Объем электропотребления в ОЭС Урала по предварительным данным составил в 2012 году 257,0 млрд.кВт.ч с приростом 0,95%, что ниже среднего показателя по ЕЭС России. Доля ОЭС Урала в суммарном потреблении электрической энергии по ЕЭС России сохраняется достаточно высокой - 25%, что связано со специализацией на производстве экспортно-ориентированных видов продукции – нефти, черных и цветных металлов, химической продукции.

Развитие экономики на территории ОЭС Урала в рамках рассматриваемого варианта приведет к росту спроса на электрическую энергию до 281 млрд. кВт.ч. в 2019 году, что соответствует среднегодовым темпам прироста в период 2013 – 2019 годов – 1,3%, то есть ниже средних показателей по ЕЭС России. Прогнозируемые сравнительно невысокие темпы прироста спроса определяются особенностями развития профилирующих производств – нефтедобычи и металлургии.

Рост спроса на электрическую энергию в черной металлургии связан с увеличением производства труб на Уральском и Северском трубных заводах, выпуском высокотехнологичной продукции для авиакосмического комплекса на Каменск-Уральском металлургическом заводе (Свердловская область), реконструкцией Ашинского металлургического завода, добычей медных руд (Михеевский и Томинский ГОКи – Челябинская область, Гайский ГОК – Оренбургская область), железных руд (Качканарский ГОК в Свердловской области).

Рост спроса на электрическую энергию со стороны химических производств прогнозируется в значительной мере за счет крупных потребителей Пермского края – ОАО «Уралкалий», ООО «Верхне-Камская калийная компания», ООО «ЕвроХим-Усольский калийный комбинат».

С учетом ожидаемого снижения добычи западносибирской нефти доля ЭС Тюменской области, Ямало-Ненецкого автономного округа (далее – ЯНАО), Ханты-Мансийского автономного округа (далее – ХМАО) в суммарном электропотреблении ОЭС Урала остается на уровне 33%. Особенностью развития промышленного производства Тюменской области, ЯНАО, ХМАО является диверсификация и уход от ярко выраженного моноструктурного характера. Это определяется созданием новых мощностей в обрабатывающих производствах и расширением существующих предприятий – рост объема нефтепереработки на Антипинском НПЗ (промышленная зона г. Тюмени), развитие нефтегазохимических производств с вводом в эксплуатацию Новоуренгойского газохимического комплекса, ООО «Тобольск-Полимер». С вводом в эксплуатацию строящегося электрометаллургического мини-завода «УГМК-Сталь» (промышленная зона г. Тюмени) в регионе будет представлен новый вид

экономической деятельности по производству металлургической продукции (550 тыс. тонн сортового проката).

Одним из направлений развития нефтегазового комплекса Тюменского региона является реализация проектов развития трубопроводного транспорта, в их числе трасса Пурпе-Самотлор, введенная в эксплуатацию в октябре 2011 года и предназначенная для перекачки нефти с месторождений ЯНАО и севера Красноярского края. Участок Пурпе-Самотлор станет частью магистральной нефтепроводной системы Заполярье (ЯНАО) – Пурпе (ЯНАО) – Самотлор (ХМАО), которая свяжет месторождения ЯНАО с нефтепроводной системой «ВСТО».

Объем электропотребления ОЭС Сибири, охватывающей 12 субъектов Российской Федерации, входящих в состав Сибирского федерального округа (далее – СФО), в 2012 году составил по предварительным данным 210,2 млрд.кВт.ч. К 2019 году прогнозируется его увеличение на 13,6% при среднегодовом темпе прироста 1,8%.

Преобладание в структуре электропотребления ОЭС Сибири металлургического производства, в первую очередь производства алюминия, потребляющего более 60% электрической энергии в обрабатывающих производствах, отражается на уровне электроемкости промышленной продукции Сибири, превышающей средний показатель по России более чем в 2 раза, а в энергосистемах, на территории которых размещены крупнейшие в стране алюминиевые заводы, - в 2,4 раза (ЭС Красноярского края), в 4,6 раза (ЭС Иркутской области), в 9,4 раза (ЭС Республики Хакасия).

Прогнозируемое увеличение спроса на электрическую энергию в ОЭС Сибири будет определяться перспективным развитием видов производства, являющихся базовыми для экономики СФО, предусмотренным в Стратегии социально-экономического развития Сибири до 2020 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 05.07.2010 № 1120-р (Собрание законодательства Российской Федерации, 2010, № 33, ст. 4444). Предстоящее развитие экономики регионов СФО будет связано с реализацией крупных инвестиционных проектов в области энергетики, горнодобывающей и лесоперерабатывающей промышленности.

Динамика увеличения электропотребления в ОЭС Сибири характеризуется повышенными приростами в 2015 – 2017 годах, что в значительной степени связано с ожидаемым вводом в эти годы двух крупнейших новых алюминиевых заводов и с увеличением металлургического производства.

Крупнейшей энергосистемой в ОЭС Сибири остается ЭС Иркутской области. На ее долю приходится более четверти (26%) общего электропотребления ОЭС Сибири. Около 65% общего объема электропотребления формирует промышленность, в которой преобладает металлургическое производство, прежде всего, производство алюминия.

Прогнозируемый относительно высокий прирост спроса на электрическую энергию в ЭС Иркутской области (более 9 млрд.кВт.ч к концу прогнозного периода) будет связан с вводом Тайшетского алюминиевого завода, а также с вводом Сибирского электрометаллургического завода (далее – СЭМЗ) и созданием

завода по производству карборунда в Братске.

Второй по величине энергосистемой в ОЭС Сибири является ЭС Красноярского края, доля которой превышает 20% от общего потребления электрической энергии ОЭС Сибири.

Темпы прироста спроса на электрическую энергию в ЭС Красноярского края прогнозируются выше, чем по ОЭС Сибири в целом. Доминирующая роль промышленного производства сохранится здесь в течение всего прогнозного периода. Этому будет способствовать предполагаемое осуществление крупных электроемких инвестиционных проектов: ввод Богучанского алюминиевого завода, Енисейского ферросплавного завода и нового прокатного комплекса на ООО «КраМЗ».

В третьей по объему электропотребления в ОЭС Сибири – ЭС Кемеровской области прогнозируемые темпы прироста потребности в электрической энергии значительно ниже средних. К концу прогнозного периода доля энергосистемы может снизиться с 16,2% в 2012 году до 15,4% в 2019 году.

Суммарная доля трех крупнейших энергосистем ОЭС Сибири в соответствии с настоящим прогнозом может увеличиться до 63,4%.

Среди энергосистем ОЭС Сибири наибольший рост спроса на электрическую энергию в рассматриваемый период прогнозируется в ЭС Республики Тыва (в 1,7 раза), максимальные приросты ожидаются в 2014 – 2016 годах. Это связано с реализацией крупных инвестиционных проектов: строительством угледобывающего комплекса на Элегестском месторождении и шахты №1 «Красная горка», строительством железнодорожной линии Кызыл-Курагино и подъездного пути к Элегестскому месторождению, освоением Кызыл-Таштыгского месторождения полиметаллических руд и Ак-Сугского месторождения меди.

Повышенные темпы роста электропотребления прогнозируются в ЭС Забайкальского края. В ближайшие годы увеличение электропотребления будет связано с комплексной реконструкцией (в т.ч. электрификацией) участка железной дороги Карымская – Забайкальск, в последующие годы – с вводом Бугдаинского ГОК в Александрово-Заводском районе и угледобывающего комбината в Каларском районе.

Объем электропотребления территориальных энергосистем в ОЭС Северо-Запада составил в 2012 году по предварительным данным 93,21 млрд.кВт.ч.

К 2019 году объем спроса на электрическую энергию в ОЭС Северо-Запада согласно прогнозу электропотребления, сформированному в соответствии со Стратегией социально-экономического развития Северо-Западного федерального округа на период до 2020 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 18 ноября 2011 года № 2074-р (Собрание законодательства Российской Федерации, 2011, № 51, ст. 7542), составит 101,9 млрд.кВт.ч (среднегодовой темп прироста за период – 1,28%).

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

производство, 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: рост добычи нефти на территории Тимано-Печерской нефтегазовой провинции (Республика Коми), разработка Пижемского месторождения титановых руд в Усть-Цилемском районе Республики Коми, строительство подземного рудника и ввод второй очереди горно-обогатительного комбината на базе месторождения апатито-нефелиновых руд «Олений ручей» в Мурманской области, разработка алмазного месторождения им. В. Гриба (Мезенский район Архангельской области).

Проекты по развитию целлюлозно-бумажного и деревообрабатывающего производства будут реализовываться преимущественно в Архангельской области и Республике Карелия.

В крупнейшей энергосистеме ОЭС Северо-Запада – ЭС г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области объем – спроса на электрическую энергию составит к 2019 году около 48 млрд.кВт.ч, что соответствует среднегодовым темпам прироста за прогнозный период 1,24%.

Одним из важнейших проектов в сфере развития транспорта является развитие морского торгового порта Усть-Луга (в том числе строительство комплекса по перегрузке сжиженных углеводородных газов). Приграничное и приморское положение г. Санкт-Петербурга будет способствовать развитию города как важнейшего транспортного узла, что позволит провести модернизацию существующих мощностей Большого порта г. Санкт-Петербурга.

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Средней Волги, сформированный в соответствии со «Стратегией социально-экономического развития Приволжского федерального округа на период до 2020 года», утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 07.02.2011 № 165-р (Собрание законодательства Российской Федерации, 2011, № 8, ст. 1142), предусматривает увеличение объема электропотребления со 108,5 млрд.кВт.ч в 2012 году до 121,3 млрд.кВт.ч в 2019 году при среднегодовых темпах прироста за период – 1,6%.

Большая часть прироста перспективного спроса на электрическую энергию по ОЭС Средней Волги определяется развитием промышленного производства с высокими показателями электропотребления.

Наиболее крупные проекты, оказывающие существенное влияние на рост электропотребления ОЭС Средней Волги, это, прежде всего, предприятия металлургического комплекса.

Основные проекты по развитию химического производства будут реализовываться преимущественно в Республике Татарстан, Нижегородской и Саратовской областях.

В территориальной структуре электропотребления ОЭС Средней Волги доля наиболее крупных энергосистем - Республики Татарстан, Нижегородской и Самарской областей – в суммарном электропотреблении остается на уровне 67%.

В крупнейшей энергосистеме ОЭС Средней Волги – ЭС Республики Татарстан – спрос на электрическую энергию составит к 2019 году около 30

млрд.кВт.ч при 26,3 млрд.кВт.ч в 2012 году, что соответствует среднегодовым темпам прироста за период 1,85%.

На территории энергосистемы Республики Татарстан рост потребности в электрической энергии определяется предстоящим развитием предприятий нефтегазохимического комплекса, металлургического производства и машиностроения - планируется развитие особой экономической зоны промышленно-производственного типа «Алабуга», где основными резидентами являются предприятия автомобилестроения.

На протяжении всего прогнозного периода состав трех крупнейших ОЭС (Урала, Центра и Сибири), формирующих около 70% (68,6% в 2012 году) объема электропотребления ЕЭС России, останется неизменным. При этом доля ОЭС Урала снижается к концу периода на 1,1 процентных пункта, а сумма трех ОЭС на 0,5 процентных пункта – до 68,1%.

Изменение территориальной структуры электропотребления в 2019 году по сравнению с 2012 годом в рамках ЕЭС России, представленное на рисунке 2.2, характеризуется увеличением доли ОЭС Центра, ОЭС Сибири, ОЭС Юга и ОЭС Востока и снижением доли ОЭС Урала, ОЭС Средней Волги и ОЭС Северо-Запада.

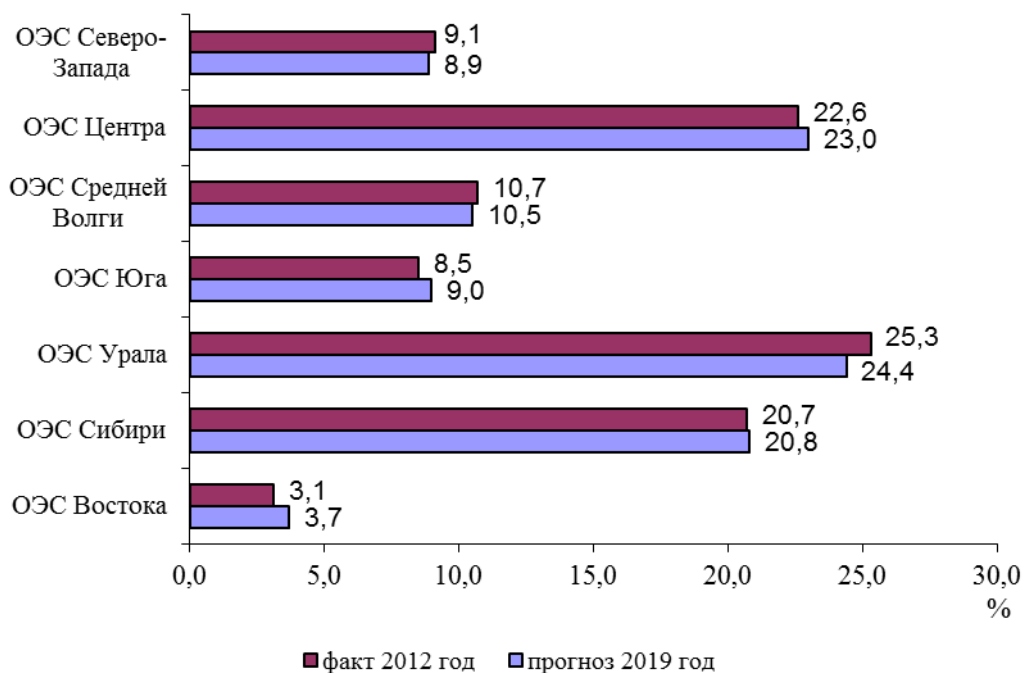


Рисунок 2.2. Изменение территориальной структуры потребления электрической энергии

Выводы.

1. Объем потребления электрической энергии в ЕЭС России по предварительным данным увеличился в 2012 году относительно 2011 года на 1,64% и составил 1016,5 млрд.кВт.ч. Показатель абсолютного прироста потребления электрической энергии 2012 года (16,4 млрд.кВт.ч.) отражает сложившиеся в этом году макроэкономические тенденции развития экономики страны.

2. Общий спрос на электрическую энергию по ЕЭС России к концу прогнозного периода оценивается на уровне 1153,6 млрд.кВт.ч, что на 137,1 млрд.кВт.ч выше объема электропотребления 2012 года. Превышение уровня 2012 года оценивается к 2019 году на 13,5% при среднегодовом приросте за период 1,82%. Более высокие темпы прироста спроса на электрическую энергию по ЕЭС России ожидаются в 2014 – 2017 годах, что обусловлено планируемым расширением и реконструкцией производства на действующих объектах и прогнозируемым в эти годы вводом новых мощностей на крупных предприятиях обрабатывающих производств. Снижение темпов прироста электропотребления после 2017 года связано с ожидаемой технологической модернизацией промышленного производства, в первую очередь энергоемкого металлургического производства, и более интенсивным развитием энергосберегающих технологий.

3. В трех ОЭС (Центра, Юга и Востока) темпы прироста спроса на электрическую энергию прогнозируются выше средних по ЕЭС России. Ниже средних – темпы прироста электропотребления в ОЭС Северо-Запада, Средней Волги и Урала. В ОЭС Сибири темпы прироста практически равны средним по ЕЭС России.

4. На протяжении всего прогнозного периода состав трех крупнейших ОЭС (Урала, Центра и Сибири), формирующих около 70% (68,6% в 2012 году) объема электропотребления ЕЭС России, останется неизменным. Изменение территориальной структуры электропотребления в 2019 году по сравнению с 2012 годом в рамках ЕЭС России характеризуется увеличением доли ОЭС Центра, ОЭС Сибири, ОЭС Юга и ОЭС Востока и снижением доли ОЭС Урала, ОЭС Средней Волги и ОЭС Северо-Запада в общем электропотреблении ЕЭС России.

3. Прогноз максимальных электрических нагрузок единой энергетической системы России, объединенных энергетических систем и по территориям субъектов Российской Федерации на 2013 – 2019 годы

ЕЭС России

В таблицах 3.1 и 3.2 представлены основные показатели режимов потребления электрической энергии ЕЭС России на 2013 – 2019 годы соответственно с учетом ОЭС Востока и без нее. Спрос на электрическую энергию в приведенных ниже таблицах представлен с учетом потребления электрической энергии на заряд действующих и перспективных гидроаккумулирующих электрических станций (далее – ГАЭС). Кроме того, не учтены спрос на электрическую энергию и мощность Николаевского энергоузла, присоединение которого к сетям ЭС Хабаровского края в рассматриваемый перспективный период не планируется.

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

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Э год	млрд. кВт·ч	1000,1	1016,5	1033,7	1057,1	1080,0	1103,2	1123,7	1139,8	1153,6
P _{max} собств.	МВт	147769	157425	158792	162509	166054	168996	171468	173589	175679
T _{max} год.	час/год	6768	6457	6510	6505	6504	6528	6553	6566	6566

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

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Э год	млрд. кВт·ч	969,54	984,82	1000,4	1022,2	1043,7	1064,5	1082,9	1098,3	1111,2
P _{max} собств.	МВт	143569	152519	154090	157542	160761	163468	165811	167779	169771
T _{max} год.	час/год	6753	6457	6492	6489	6492	6512	6531	6546	6545

По данным таблицы 3.1 максимальное потребление мощности ЕЭС России на 2013 год прогнозируется на уровне 158792 МВт (для условий прохождения максимума потребления при среднесуточной температуре наружного воздуха -20⁰С), на 2019 год – прогнозируется на уровне 175679 МВт, что соответствует среднегодовым темпам прироста нагрузки за период 2013 – 2019 годов около 1,6 %.

На рисунке 3.1 представлен график прогнозного максимума потребления мощности ЕЭС России.

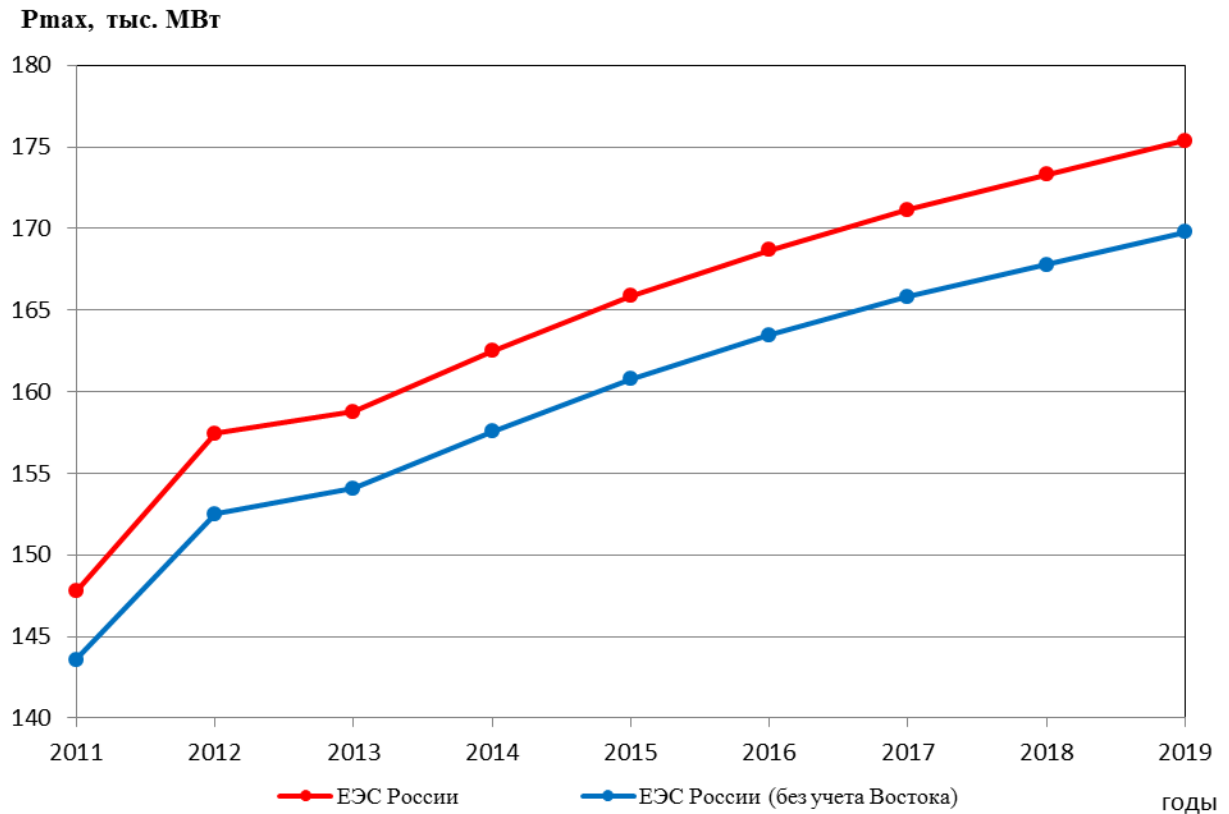


Рисунок 3.1. Прогнозные максимумы потребления мощности ЕЭС России

С учетом основных тенденций изменения режимов потребления электрической энергии, выявленных на основе ретроспективного анализа, заявок потребителей, заключенных договоров и выданных технических условий на технологическое присоединение к электрической сети сформированы перспективные режимы потребления электрической энергии по ОЭС.

Далее представлены характеристики перспективных режимов потребления электрической энергии по ОЭС.

ОЭС Северо-Запада

Доля ОЭС Северо-Запада в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2013 году составит 9,4 %. К 2019 году этот показатель немного снизится и составит 9,2%. В 2013 году собственный максимум потребления мощности достигнет значения 15221 МВт, к 2019 году – 16509 МВт. Среднегодовой прирост максимума потребления мощности за 2013 – 2019 годы прогнозируется на уровне 1,0 %.

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						
		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Э год	млрд. кВт·ч	92,55	93,21	93,1	94,5	96,3	97,7	98,8	100,3	101,9
P _{max} собств.	МВт	14877	15368	15221	15429	15676	15870	16069	16259	16509
T _{max} год.	час/год	6221	6065	6116	6126	6140	6155	6146	6167	6171
P совм.	МВт	13640	14904	14917	15120	15361	15553	15747	15933	16178
T совм.	час/год	6785	6254	6241	6251	6266	6280	6272	6293	6297

*- с учетом приграничной торговли в ЭС Мурманской обл. и ЭС г.Санкт-Петербурга и Ленинградской обл. в показателях 2011 и 2012 года

Изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Северо-Запада на период 2013 – 2019 годов представлено на рисунке 3.2.

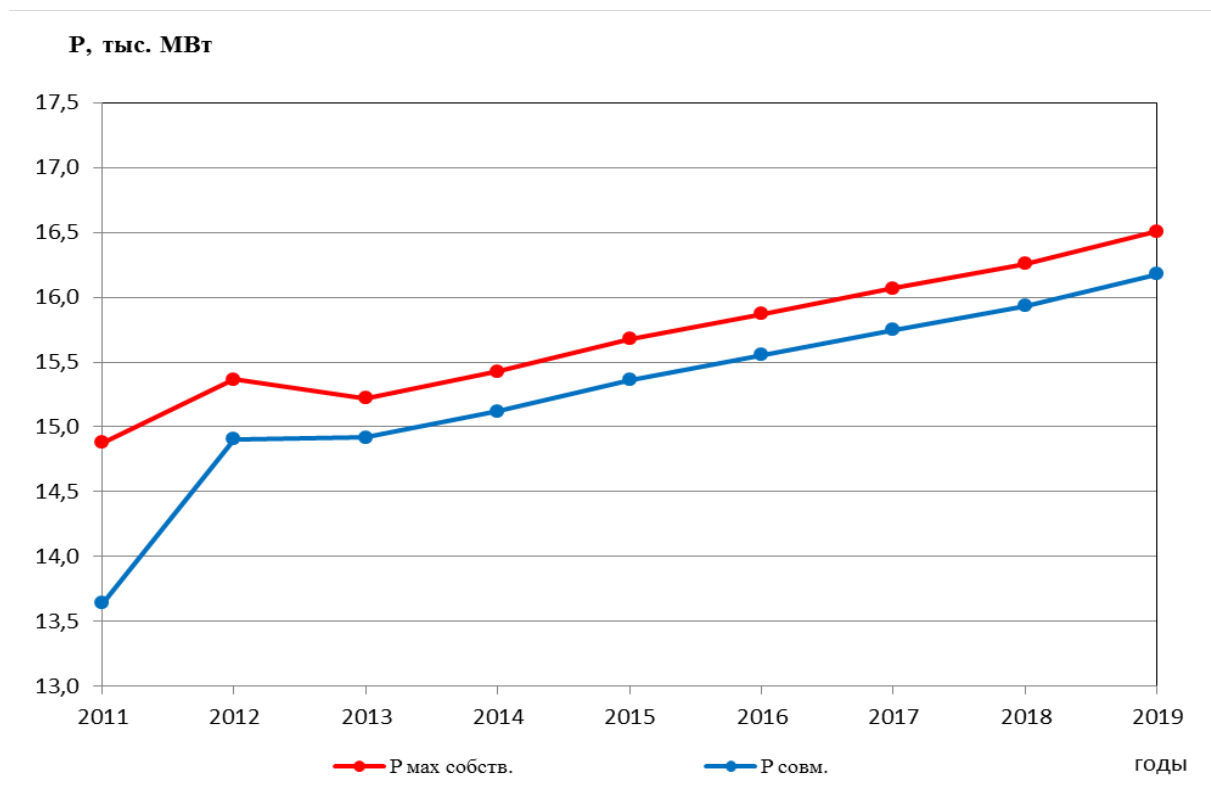


Рисунок 3.2. Прогнозные значения потребления мощности ОЭС Северо-Запада

ОЭС Центра

В 2013 году доля ОЭС Центра в общем потреблении мощности ЕЭС России может составить 24,2 %, а в 2019 году – 24,5 %. В 2013 году собственный максимум потребления мощности региона прогнозируется на уровне 38937 МВт, к 2019 году – 43325 МВт. Среднегодовой прирост максимумов потребления мощности за 2013 – 2019 годы прогнозируется на уровне 1,5 %.

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						
		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Э год	млрд. кВт.ч	223,7	229,4	234,0	239,3	245,0	250,2	255,8	260,3	264,1
$P_{\text{max}} \text{ собств.}$	МВт	35761	38916	38937	39731	40694	41465	42150	42706	43325
$T_{\text{max}} \text{ год.}$	час/год	6255	5894	6010	6023	6020	6035	6068	6096	6096
$P \text{ совм.}$	МВт	35149	38000	38430	39334	40287	41050	41729	42279	42892
$T \text{ совм.}$	час/год	6364	6036	6089	6084	6081	6096	6130	6158	6158

Спрос на электрическую энергию в таблице 3.4 представлен с учетом потребления электрической энергии на заряд действующей Загорской ГАЭС и Загорской ГАЭС-2, ввод первой очереди которой предусмотрен в IV квартале 2013 года.

На рисунке 3.3 приведено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Центра на период 2013–2019 годов.

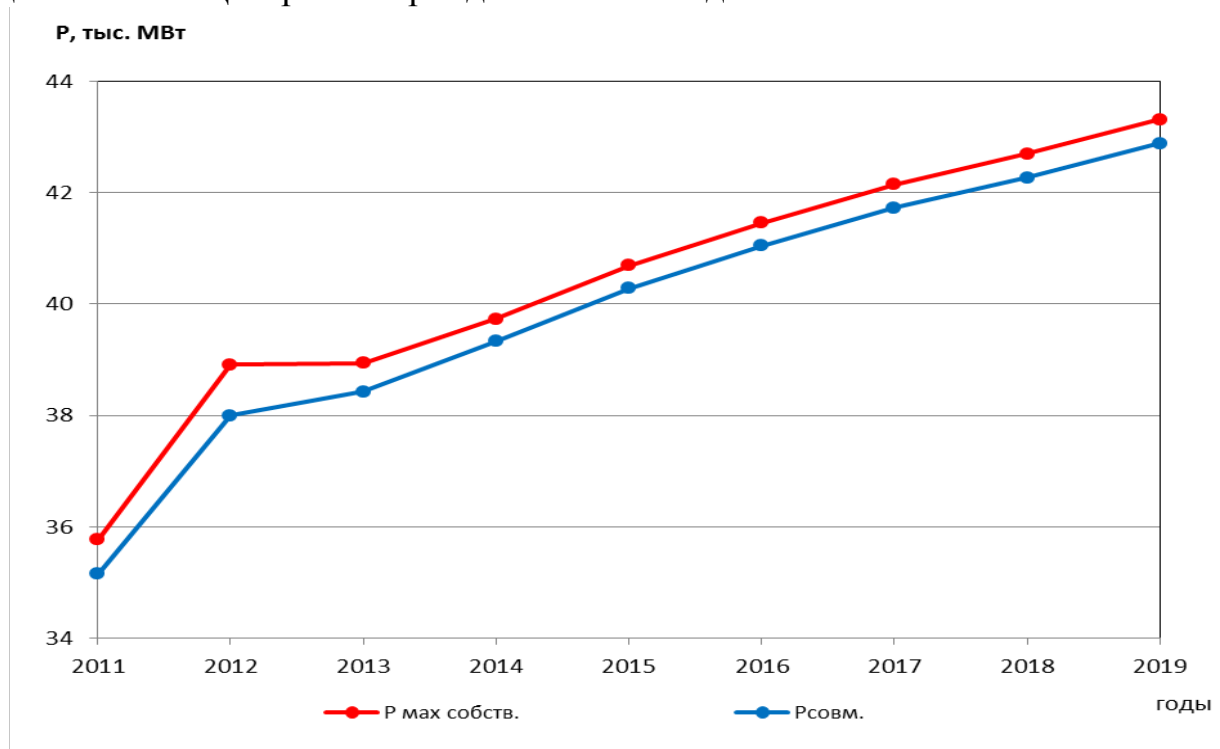


Рисунок 3.3. Прогнозные значения потребления мощности ОЭС Центра

ОЭС Средней Волги

Доля ОЭС Средней Волги в общем потреблении мощности ЕЭС России оценивается 11,3 % в 2013 году и ожидается ее снижение к 2019 году до 11 %. К 2013 году собственный максимум потребления мощности составит 18151 МВт, к 2019 году – 19738 МВт. Среднегодовой прирост максимумов потребления мощности за 2013 – 2019 годы прогнозируется на уровне 1,4 %.

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						
		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Э год	млрд. кВт.ч	108,0	108,5	110,3	112,5	114,6	116,2	117,9	119,8	121,3
P_{\max} собств.	МВт	16844	17960	18151	18503	18764	18987	19220	19506	19738
T_{\max} год.	час/год	6412	6042	6079	6081	6109	6118	6133	6143	6147
$P_{\text{совм.}}$	МВт	16149	17858	17906	18133	18389	18607	18836	19116	19343
$T_{\text{совм.}}$	час/год	6688	6076	6162	6205	6233	6243	6258	6268	6273

На рисунке 3.4 приведено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Средней Волги на период 2013 – 2019 годов.

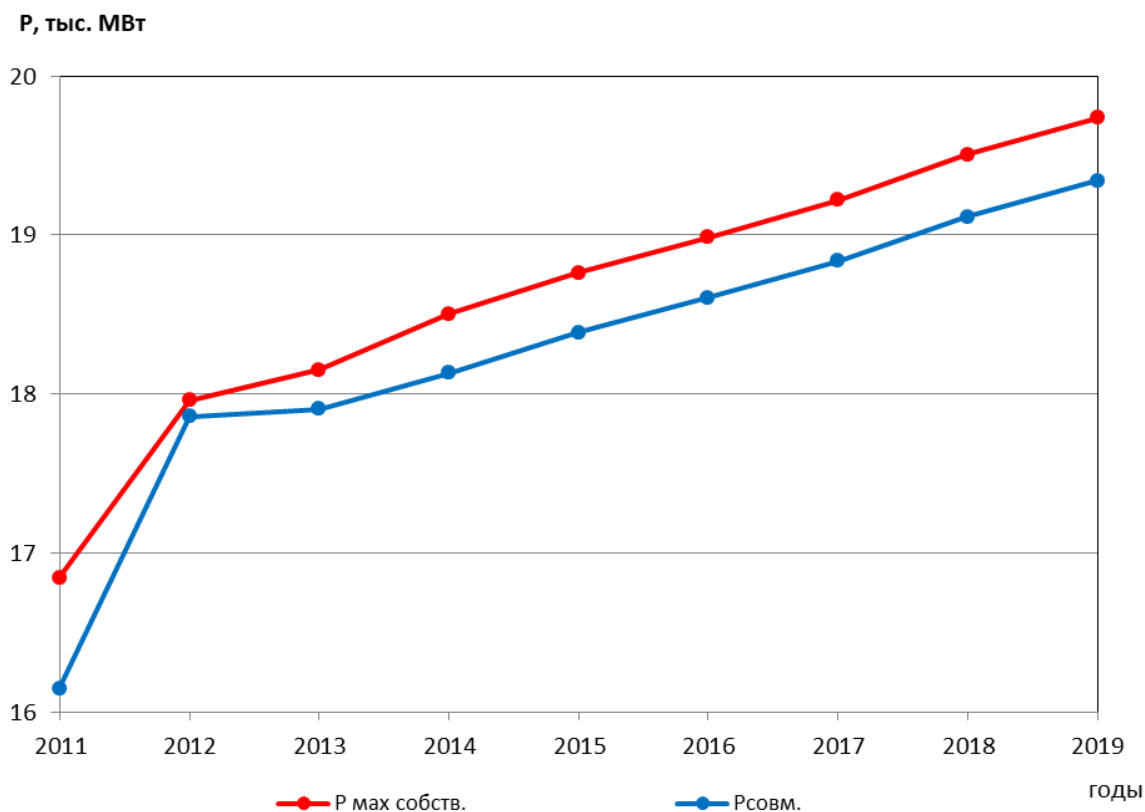


Рисунок 3.4. Прогнозные значения потребления мощности ОЭС Средней Волги

ОЭС Юга

Доля ОЭС Юга в 2013 году составит порядка 9,5 % по потреблению мощности от общей максимальной нагрузки ЕЭС России. К 2019 году доля энергосистемы в максимуме ЕЭС России увеличится до 9,9 %. В 2013 году собственный максимум потребления мощности прогнозируется на уровне 15666 МВт, к 2019 году – 17792 МВт. Среднегодовой прирост максимумов потребления за 2013 – 2019 годы прогнозируется на уровне 2,4 %.

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						
		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Э год	млрд. кВт.ч	85,7	86,5	90,4	95,1	98,0	100,0	101,8	103,0	104,1
P_{\max} собств	МВт	13785	15042	15666	16392	16940	17163	17416	17604	17792
T_{\max} год	час/год	6220	5749	5771	5800	5787	5828	5845	5849	5849
$P_{\text{совм.}}$	МВт	13452	13869	15145	15880	16428	16654	16907	17103	17290
$T_{\text{совм.}}$	час/год	6374	6235	5969	5987	5968	6006	6021	6020	6019

Спрос на электрическую энергию в таблице 3.6 представлен с учетом потребления электрической энергии на заряд Зеленчукской ГАЭС.

На рисунке 3.5 представлено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Юга на период 2013 – 2019 годов.

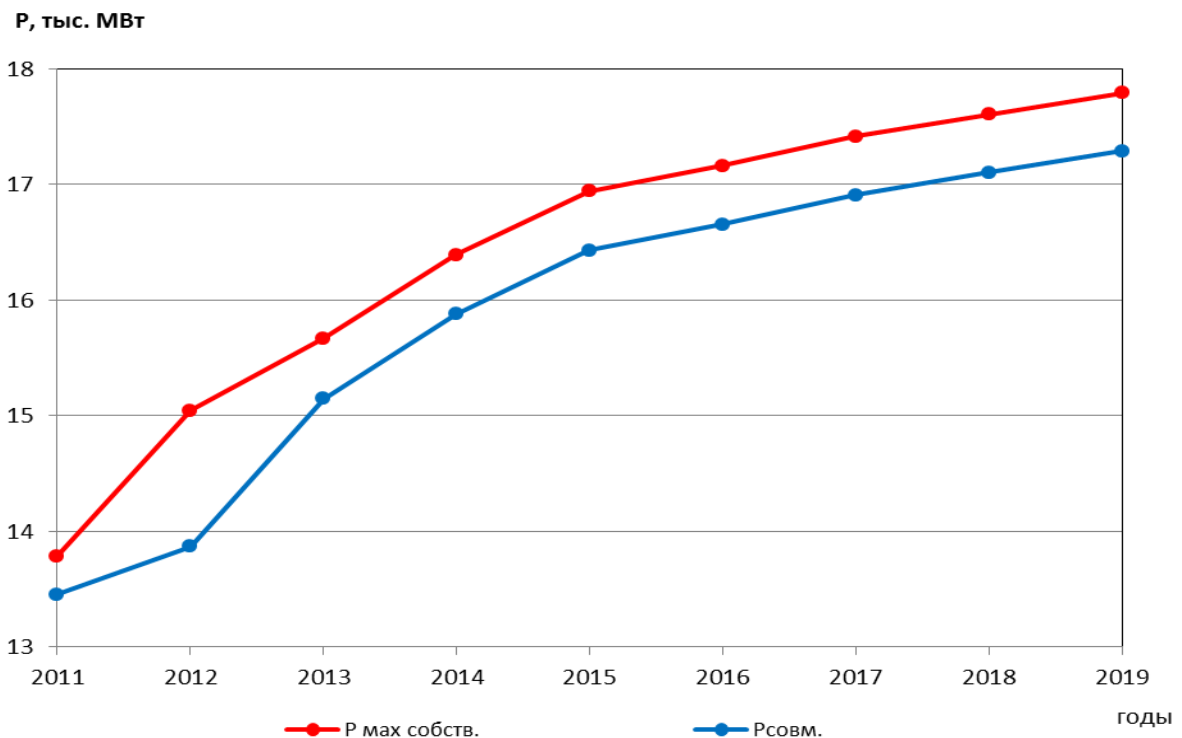


Рисунок 3.5. Прогнозные значения потребления мощности ОЭС Юга

ОЭС Урала

Доля ОЭС Урала в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2013 году составит 23,2 % и к 2019 году снизится до 22,6%. Собственный максимум потребления мощности в 2013 году прогнозируется на уровне 37534 МВт, к 2019 году – на уровне 40507 МВт. Среднегодовой прирост максимумов потребления за 2013 – 2019 годы прогнозируется на уровне 1,3 %.

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						
		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Э год	млрд. кВт.ч	254,6	256,9	260,0	263,9	267,8	271,5	274,7	278,3	281,0
P_{\max} собств.	МВт	36087	37057	37534	38207	38688	39154	39657	40140	40507
T_{\max} год.	час/год	7055	6933	6928	6907	6923	6934	6926	6934	6938
$P_{\text{совм.}}$	МВт	35737	36753	36783	37443	37914	38371	38864	39337	39697
$T_{\text{совм.}}$	час/год	7124	6991	7070	7048	7064	7075	7067	7075	7080

На рисунке 3.6 представлено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Урала на период 2013 – 2019 годов.

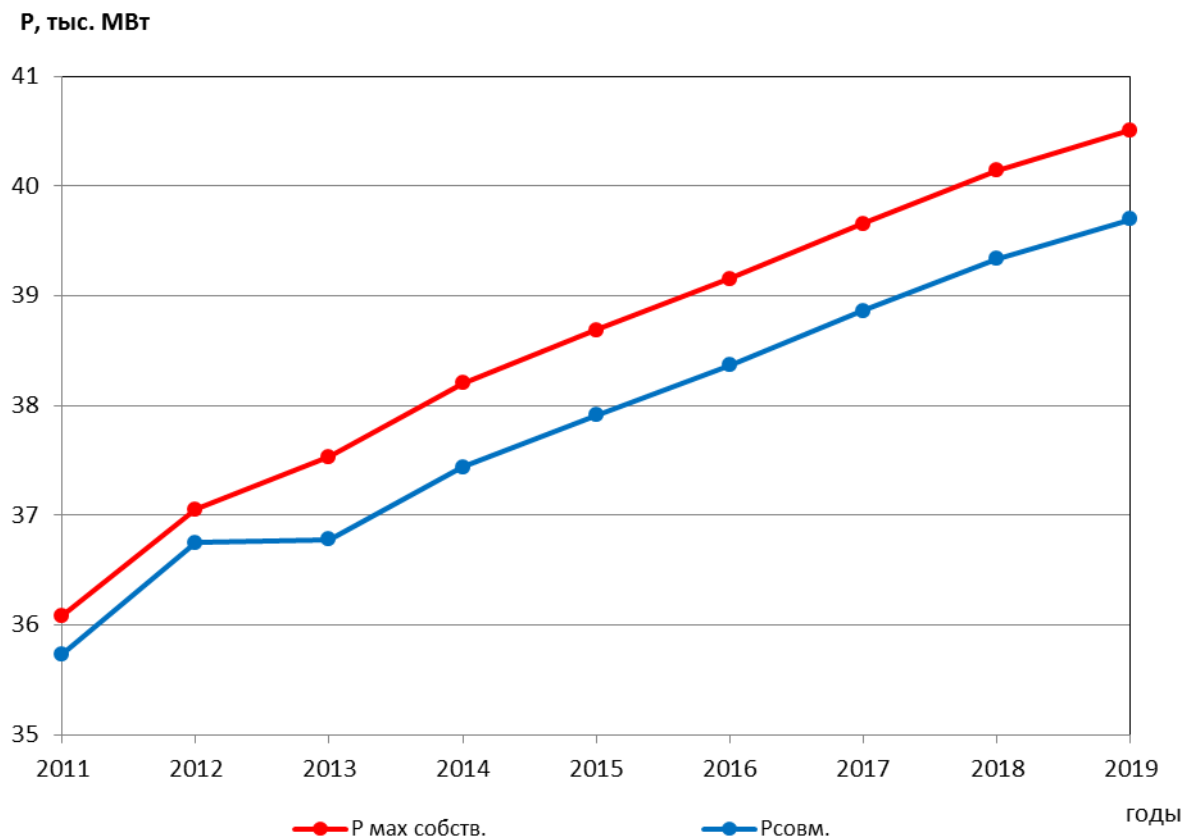


Рисунок 3.6. Прогнозные значения потребления мощности ОЭС Урала

ОЭС Сибири

Доля ОЭС Сибири в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2013 году составит 19,5 % и в 2019 году ожидается незначительное ее увеличение – до 19,6%. Собственный максимум потребления мощности к 2013 году прогнозируется на уровне 32197 МВт, к 2019 году – на уровне 35803 МВт. Среднегодовой прирост максимумов потребления за 2013 – 2019 годы прогнозируется на уровне 1,7%.

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						
		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Э год	млрд. кВт.ч	205,0	210,2	212,5	216,9	222,0	229,0	234,0	236,6	238,7
P_{\max} собств	МВт	31158	31837	32197	32950	33731	34618	35133	35428	35803
T_{\max} год.	час/год	6578	6602	6601	6583	6581	6614	6661	6677	6668
$P_{\text{совм.}}$	МВт	29442	31135	30 909	31632	32382	33233	33728	34011	34371
$T_{\text{совм.}}$	час/год	6962	6751	6876	6857	6855	6889	6939	6955	6946

На рисунке 3.7 представлено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Сибири на период 2013 – 2019 годов.

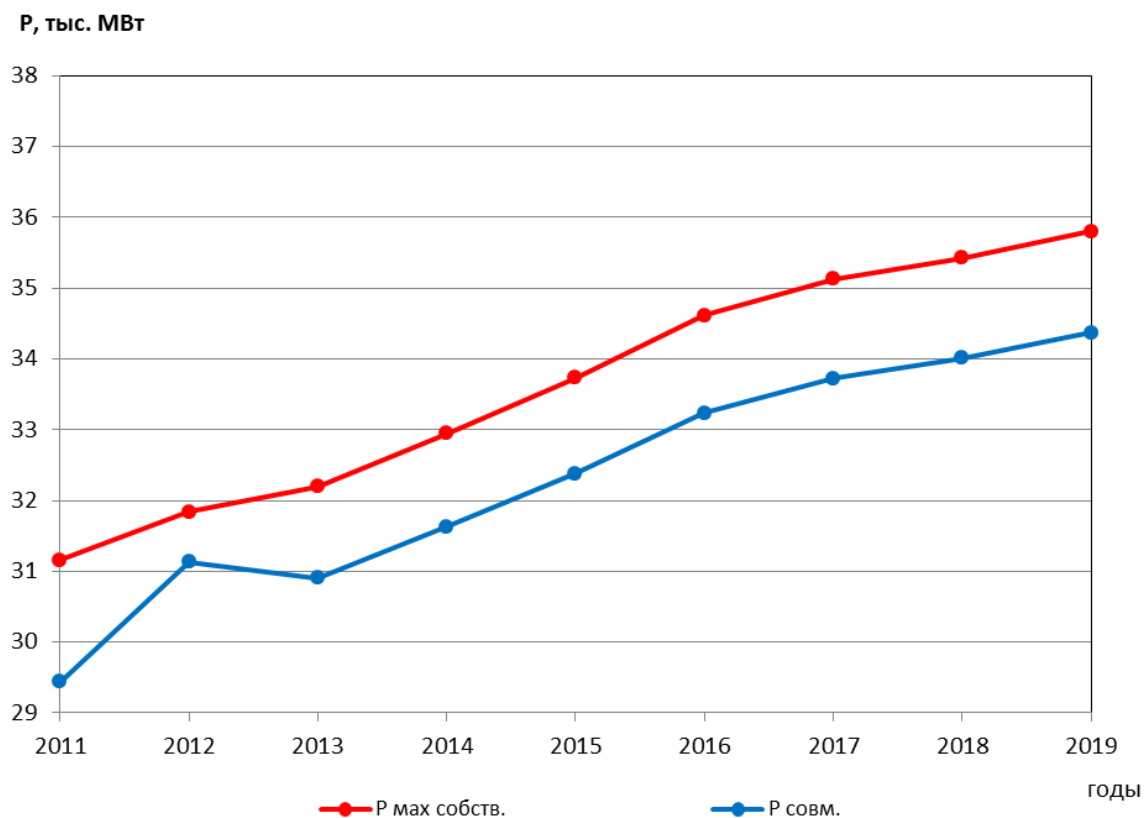


Рисунок 3.7. Прогнозные значения потребления мощности ОЭС Сибири

ОЭС Востока

Доля ОЭС Востока в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2013 году составит 2,9% , а в 2019 году увеличится до 3,4%. Собственный максимум потребления мощности ОЭС Востока (без учета потребления мощности и электрической энергии изолированно работающего Николаевского энергоузла) в 2013 году прогнозируется на уровне 5667 МВт, к 2019 году – 7125 МВт. Среднегодовые темпы прироста максимума потребления за 2013 – 2019 годы составят около 3,8%. 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						
		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Э год	млрд. кВт.ч	30,5	31,7	33,2	34,9	36,3	38,6	40,8	41,6	42,4
$P_{\text{макс}} \text{ собств.}$	МВт	5260	5472	5667	5986	6382	6670	6824	7007	7125
$T_{\text{макс}} \text{ год.}$	час/год	5802	5788	5868	5828	5692	5790	5973	5931	5950
$P \text{ совм.}$	МВт	4200	4906	4702	4967	5293	5528	5657	5810	5908
$T \text{ совм.}$	час/год	7267	6456	7072	7024	6863	6986	7205	7153	7176

На рисунке 3.8 представлено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Востока на период 2013 – 2019 годов.

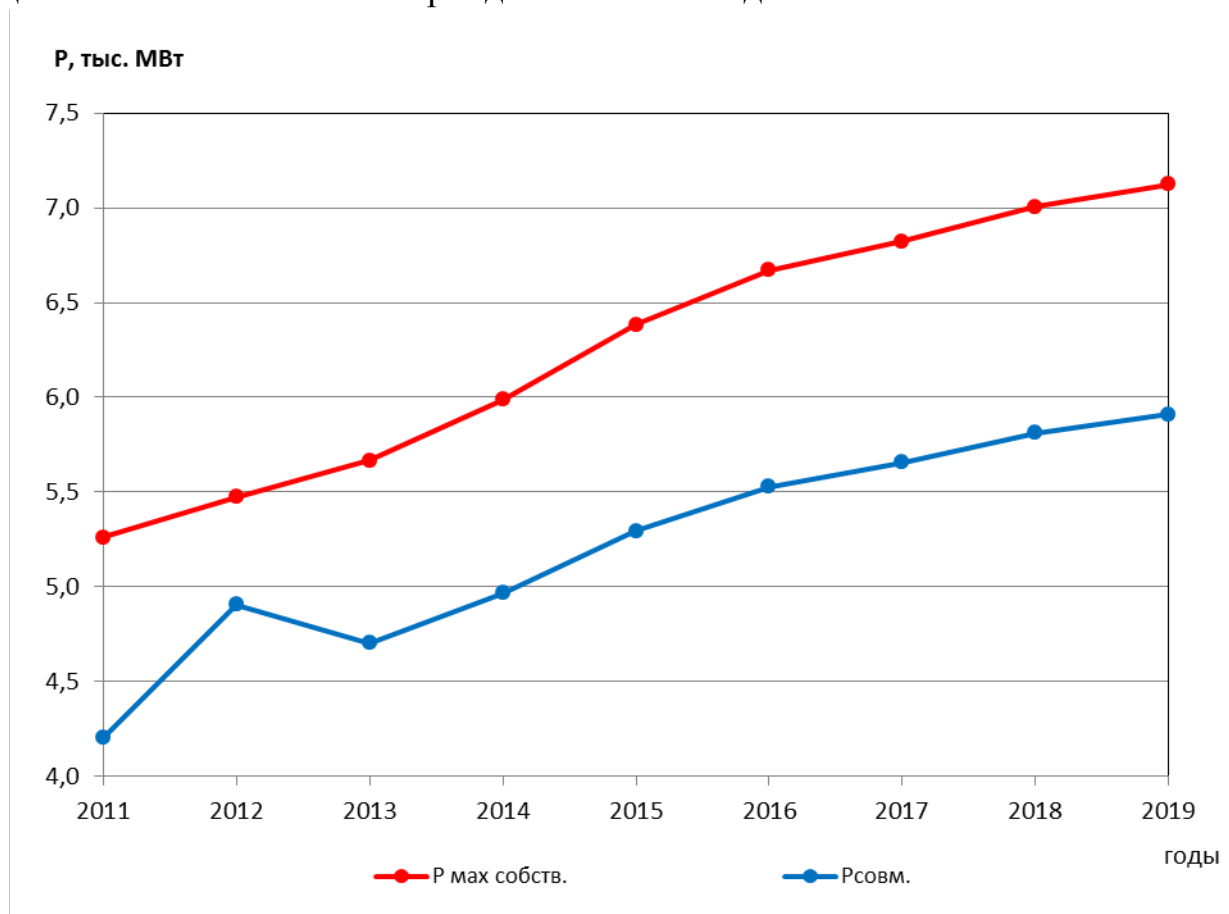


Рисунок 3.8. Прогнозные значения потребления мощности ОЭС Востока

Выводы.

1. Перспективное значение максимальной электрической нагрузки ЕЭС России к 2019 году ожидается на уровне 175,679 МВт, что соответствует среднегодовым приростам нагрузки около 1,6%.

2. Максимальные электрические нагрузки по всем объединенным энергосистемам к 2019 году увеличиваются. Самый интенсивный рост максимальной электрической нагрузки за период 2013 – 2019 годы будет наблюдаться в ОЭС Юга – среднегодовой прирост до 2,4%, обусловленный, в основном, интенсивным строительством и вводом объектов Олимпийских Игр – 2014 и их инфраструктурой. В ОЭС Сибири – до 1,9% за счет ввода новых и расширения существующих мощностей обрабатывающего комплекса (в частности – цветной металлургии) и в ОЭС Востока – до 3,8%.

3. Самый низкий прирост нагрузки прогнозируется в ОЭС Северо-Запада – до 1,0% и в ОЭС Урала, который определяется низким среднегодовым приростом нагрузки самой крупной территориальной энергосистемы – ЭС Тюменской области, ХМАО, ЯНАО.

4. Прогноз требуемого увеличения мощностей для удовлетворения спроса на электрическую энергию на период 2013 – 2019 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 совмещенный максимум потребления (без учета экспорта) по ЕЭС России на уровне 2013 года составит 158792 МВт и возрастет к 2019 году до 175679 МВт, а без учета ОЭС Востока – 154090 МВт и 169771 МВт соответственно.

Величина экспорта (импорта) мощности и электрической энергии из ЕЭС России принята на основе имеющихся договоров и предварительных соглашений по данным ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС».

Экспортные поставки из ЕЭС России на уровне 2013 года планируются в объеме 3660,7 МВт/17,83 млрд. кВт.ч, в 2014 году – 3660,7 МВт/18,86 млрд. кВт.ч, в 2015 году – 3660,7 МВт/18,89 млрд. кВт.ч, в период 2016 – 2017 годов – 3665,7 МВт/18,79 млрд. кВт.ч и в 2018 – 2019 годах – 3965,7 МВт/18,99 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.

На период до 2019 года сохраняются традиционные направления экспортных поставок мощности и электрической энергии: в Финляндию (1300 МВт/4,4 млрд. кВт.ч), страны Балтии (600 МВт/5,0 млрд. кВт.ч), Беларусь (300 МВт/3,3 млрд. кВт.ч), Монголию (175 МВт/0,36 млрд. кВт.ч в 2013 году и 175 МВт/0,42 млрд. кВт.ч в период 2014 – 2019 годы). Кроме того, осуществляются экспортные поставки мощности и электрической энергии в рамках приграничной торговли с Финляндией (83,74 МВт/0,62 млрд. кВт.ч) и Норвегией (27 МВт/0,17 млрд. кВт.ч).

Из ОЭС Юга предусматриваются поставки мощности и электрической энергии в Грузию в объеме 100 МВт/0,2 млрд. кВт.ч в 2013 году, 100 МВт/0,14 млрд. кВт.ч в 2014 – 2015 годы, 100 МВт/0,04 млрд. кВт.ч в 2016 – 2017 годы, 400 МВт/0,24 млрд. кВт.ч в 2018 – 2019 годы, Южную Осетию 35 МВт/0,13 млрд. кВт.ч в период 2013 – 2015 годов, 40 МВт/0,13 млрд. кВт.ч в период 2016 – 2019 годов.

Экспортные поставки в Казахстан в 2013 году планируются в объеме 360 МВт/0,65 млрд. кВт.ч, в 2014 – 2019 годы – 360 МВт/0,71 млрд. кВт.ч. Из ОЭС Востока в рассматриваемый период предусматривается экспорт мощности и электрической энергии в Китай: в 2013 году в объеме 680 МВт/3,0 млрд. кВт.ч, в последующий период 2014 – 2019 годов - 680 МВт/4,0 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. Нормативные значения резерва мощности по различным энергообъединениям в процентах от максимума потребления 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 на уровне 2013 года должна составить 32477 МВт, на уровне 2019 года – 35940 МВт.

Изменение спроса на мощность по ОЭС и ЕЭС России в период 2013 – 2019 годов представлено на рисунке 4.1 и в таблице 4.3.

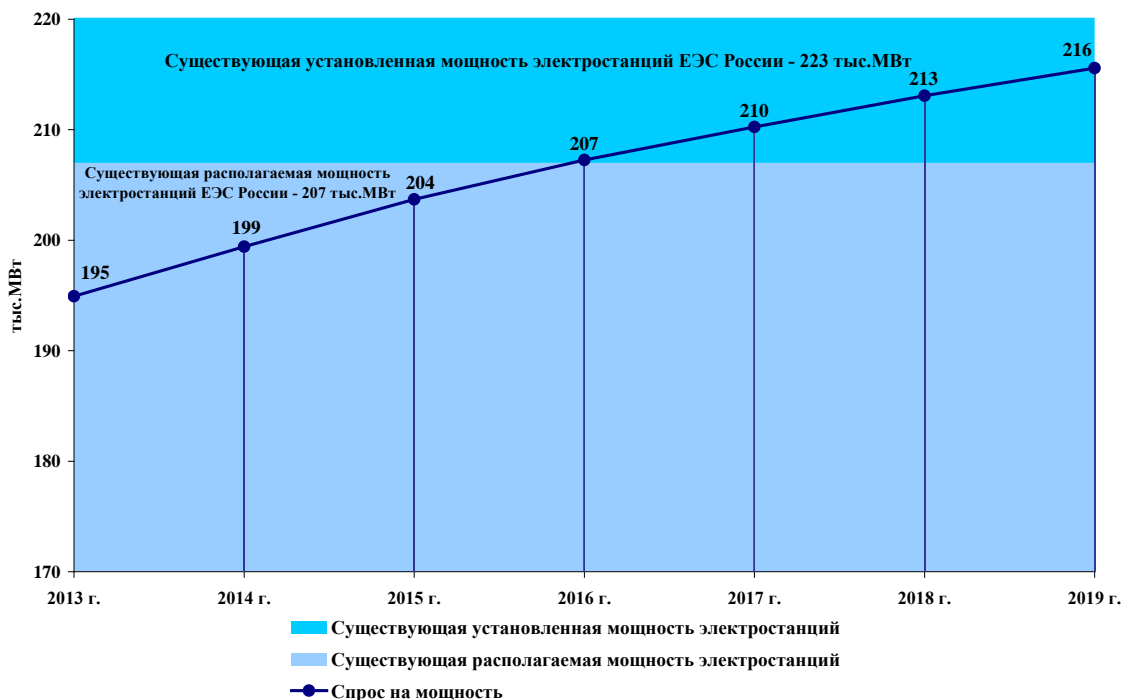


Рисунок 4.1. Спрос на мощность в ЕЭС России

Таблица 4.3. Спрос на мощность, МВт

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
ОЭС Северо-Запада							
Максимум нагрузки	14917	15120	15361	15553	15747	15933	16178
Нормативный резерв	2834	2873	2919	2955	2992	3027	3074
Экспорт	2010,7	2010,7	2010,7	2010,7	2010,7	2010,7	2010,7
Спрос на мощность - всего	19761,7	20003,7	20290,7	20518,7	20749,7	20970,7	21262,7
ОЭС Центра							
Максимум нагрузки	38430	39334	40287	41050	41729	42279	42892
Нормативный резерв	8458	8666	8874	9042	9193	9314	9436
Экспорт	300	300	300	300	300	300	300
Спрос на мощность - всего	47188	48300	49461	50392	51222	51893	52628
ОЭС Средней Волги							
Максимум нагрузки	17906	18133	18389	18607	18836	19116	19343
Нормативный резерв	2961	2997	3039	3076	3114	3157	3191
Экспорт	200	200	200	200	200	200	200
Спрос на мощность - всего	21067	21330	21628	21883	22150	22473	22734
ОЭС Юга							
Максимум нагрузки	15145	15880	16428	16654	16907	17103	17290
Нормативный резерв	2959	3102	3207	3251	3296	3339	3371
Экспорт	145	145	145	150	150	450	450
Спрос на мощность - всего	18249	19127	19780	20055	20353	20892	21111
ОЭС Урала							
Максимум нагрузки	36783	37443	37914	38371	38864	39337	39697
Нормативный резерв	7371	7504	7595	7689	7787	7876	7939
Экспорт	100	100	100	100	100	100	100
Спрос на мощность - всего	44254	45047	45609	46160	46751	47313	47736
ОЭС Сибири							
Максимум нагрузки	30909	31632	32382	33233	33728	34011	34371
Нормативный резерв	6813	6969	7135	7323	7427	7484	7570
Экспорт	225	225	225	225	225	225	225
Спрос на мощность - всего	37947	38826	39742	40781	41380	41720	42166
ОЭС Востока							
Максимум нагрузки	4702	4967	5293	5528	5657	5810	5908
Нормативный резерв	1081	1142	1217	1271	1301	1336	1359
Экспорт	680	680	680	680	680	680	680
Спрос на мощность - всего	6463	6789	7190	7479	7638	7826	7947

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
ЕЭС России							
Максимум нагрузки	158792	162509	166054	168996	171468	173589	175679
Нормативный резерв	32477	33253	33986	34607	35110	35533	35940
Экспорт	3660,7	3660,7	3660,7	3665,7	3665,7	3965,7	3965,7
Спрос на мощность - всего	194929,7	199422,7	203700,7	207268,7	210243,7	213087,7	215584,7
ОЭС Сибири на собственный максимум нагрузки							
Максимум нагрузки	32197	32950	33731	34618	35133	35428	35803
Нормативный резерв	7083	7249	7421	7616	7729	7794	7877
Экспорт	225	225	225	225	225	225	225
Спрос на мощность - всего	39505	40424	41377	42459	43087	43447	43905
ОЭС Востока на собственный максимум нагрузки							
Максимум нагрузки	5667	5986	6382	6670	6824	7007	7125
Нормативный резерв	1303	1377	1468	1534	1570	1612	1639
Экспорт	680	680	680	680	680	680	680
Спрос на мощность - всего	7650	8043	8530	8884	9074	9299	9444

Выводы.

1. При принятых уровнях и режимах потребления мощности прогнозируемый совмещенный максимум потребления по ЕЭС России на уровне 2013 года составит 158792 МВт и возрастет к 2019 году до 175679 МВт, а без учета ОЭС Востока – 154090 МВт и 169771 МВт соответственно.

2. Абсолютная величина резерва мощности в ЕЭС России на уровне 2013 года должна составить 32477 МВт, на уровне 2019 года – 35940 МВт.

3. При прогнозируемом совмещенном максимуме потребления, нормативном расчетном резерве мощности и заданных объемах экспорта мощности спрос на мощность по ЕЭС России увеличится с ожидаемого 194929,7 МВт в 2013 году до 215584,7 МВт на уровне 2019 года.

5. Прогноз развития действующих и предполагаемых к сооружению новых генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 2013 – 2019 годы сформирована с учетом вводов новых генерирующих мощностей в период 2013-2019 годов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации и реконструкции (перемаркировке) действующих генерирующих объектов.

Планируемые объемы выводимой из эксплуатации генерирующей мощности на электростанциях ЕЭС России на 2013 – 2019 годы приняты в соответствии с предложениями генерирующих компаний (ноябрь-декабрь 2012 года).

Планируемые объемы выводимой из эксплуатации генерирующей мощности на электростанциях ЕЭС России на 2013 – 2019 годы составят 18985,8 МВт, в том числе на атомных электростанциях (АЭС) – 8274 МВт (вывод из эксплуатации всех энергоблоков Ленинградской АЭС (4x1000 МВт) и первого энергоблока на Кольской АЭС (440 МВт) в ОЭС Северо-Запада, энергоблоков № 3 и № 4 на Нововоронежской АЭС (2x417 МВт), энергоблоков № 1 и № 2 на Курской АЭС (2x1000 МВт) и первого энергоблока на Смоленской АЭС (1000 МВт) в ОЭС Центра) и на тепловых электростанциях (ТЭС) – 10711,8 МВт, в том числе под замену – 495 МВт. Следует отметить, что по ряду генерирующих объектов (суммарным объемом 3287,2 МВт в период 2013 – 2018 годов) было получено заключение Минэнерго России о приостановке вывода генерирующих объектов из эксплуатации в связи с одной или несколькими из следующих причин:

- нарушение надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, соответствующих требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям, установленным нормативными правовыми актами;
- нарушение устойчивости режима работы ЕЭС России (технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем);
- угроза жизни и здоровью людей и повреждение оборудования;
- возможность возникновения недостатка электрической энергии (электрической мощности) в ЕЭС России (ее части или технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах), определяемого как превышение спроса на электрическую энергию (электрическую мощность) и резервов, необходимых для надежного обеспечения нормального режима указанных энергосистем, над предложением электрической энергии (электрической мощности) за определенный временной период с учетом перетоков электрической энергии (электрической мощности) из внешних энергосистем;
- возможность возникновения недостатка пропускной способности электрической сети, определяемого как разность между допустимой пропускной способностью сети, установленной требованиями технических регламентов и иными обязательными требованиями, и располагаемой пропускной способностью, выраженных в единицах мощности.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по ОЭС и ЕЭС России с выделением объемов оборудования, по которому был получен отказ о выводе из эксплуатации, представлены в таблице 5.1 и на

рисунке 5.1.

Таблица 5.1. Структура выводимой из эксплуатации генерирующей мощности на электростанциях ЕЭС России, МВт

	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 годы
ЕЭС России, всего	2264,1	4478,5	3537,4	2163,8	1887,5	2653,5	2001,0	18985,8
АЭС	1000,0	2000,0	1000,0		1417,0	1417,0	1440,0	8274,0
ТЭС	1264,1	2478,5	2537,4	2163,8	470,5	1236,5	561,0	10711,8
в т.ч. ТЭЦ*	884,1	1785,0	1738,2	1939,8	470,5	788,5	366,0	7972,1
КЭС**	380,0	693,5	799,2	224,0		448,0	195,0	2739,7
в т.ч. под замену	210,0	25,0	95,0				165,0	495,0
ТЭС	210,0	25,0	95,0				165,0	495,0
в т.ч. ТЭЦ	165,0	25,0	95,0					285,0
КЭС	45,0						165,0	210,0
Приостановлен вывод оборудования ТЭС из эксплуатации	407,3	1442,0	587,9	813,0		37,0		3287,2
ОЭС Северо-Запада, всего	1169,0	1075,0	236,3	35,5	1073,5	1037,0	440,0	5066,3
АЭС	1000,0	1000,0			1000,0	1000,0	440,0	4440,0
ТЭС	169,0	75,0	236,3	35,5	73,5	37,0		626,3
в т.ч. ТЭЦ	119,0	25,0	236,3	35,5	73,5	37,0		526,3
КЭС	50,0	50,0						100,0
в т.ч. под замену	40,0							40,0
ТЭС	40,0							40,0
в т.ч. ТЭЦ	40,0							40,0
Приостановлен вывод оборудования ТЭС из эксплуатации	72,0					37,0		109,0
ОЭС Центра, всего	398,6	1551,0	1566,5	235,0	597,0	522,0	1255,0	6125,1
АЭС		1000,0	1000,0		417,0	417,0	1000,0	3834,0
ТЭС	398,6	551,0	566,5	235,0	180,0	105,0	255,0	2291,1
в т.ч. ТЭЦ	241,1	551,0	146,5	235,0	180,0	105,0	255,0	1713,6
КЭС	157,5		420,0					577,5
в т.ч. под замену	22,5							22,5
ТЭС	22,5							22,5
в т.ч. КЭС	22,5							22,5
Приостановлен вывод оборудования ТЭС из эксплуатации	125,3	511,0	55,0		30,0			721,3
ОЭС Средней Волги, всего	232,0	117,0	281,0	290,0	105,0	164,0	55,0	1244,0
ТЭС	232,0	117,0	281,0	290,0	105,0	164,0	55,0	1244,0
в т.ч. ТЭЦ	232,0	117,0	281,0	290,0	105,0	164,0	55,0	1244,0
в т.ч. под замену	25,0	25,0						50,0
ТЭС	25,0	25,0						50,0
в т.ч. ТЭЦ	25,0	25,0						50,0
Приостановлен вывод оборудования ТЭС из эксплуатации	107,0	42,0	96,0	25,0				270,0
ОЭС Юга, всего		214,5	174,2			170,0		558,7
ТЭС		214,5	174,2			170,0		558,7

	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 годы
в т.ч. ТЭЦ		12,0	95,0					107,0
КЭС		202,5	79,2			170,0		451,7
в т.ч. под замену			95,0					95,0
ТЭС			95,0					95,0
в т.ч. ТЭЦ			95,0					95,0
Приостановлен вывод оборудования ТЭС из эксплуатации			124,2					124,2
ОЭС Урала, всего	315,0	361,0	1021,4	1416,3	62,0	340,0	171,0	3686,7
ТЭС	315,0	361,0	1021,4	1416,3	62,0	340,0	171,0	3686,7
в т.ч. ТЭЦ	165,0	261,0	721,4	1216,3	62,0	62,0	6,0	2493,7
КЭС	150,0	100,0	300,0	200,0		278,0	165,0	1193,0
в т.ч. под замену	50,0						165,0	215,0
ТЭС	50,0						165,0	215,0
в т.ч. ТЭЦ	50,0							50,0
КЭС							165,0	165,0
Приостановлен вывод оборудования ТЭС из эксплуатации	103,0		269,7	758,0				1130,7
ОЭС Сибири, всего	149,5	1119,0	258,0	120,0			50,0	1696,5
ТЭС	149,5	1119,0	258,0	120,0			50,0	1696,5
в т.ч. ТЭЦ	127,0	819,0	258,0	120,0			50,0	1374,0
КЭС	22,5	300,0						322,5
в т.ч. под замену	72,5							72,5
ТЭС	72,5							72,5
в т.ч. ТЭЦ	50,0							50,0
КЭС	22,5							22,5
Приостановлен вывод оборудования ТЭС из эксплуатации		848,0	43,0					891,0
ОЭС Востока, всего		41,0		67,0	50,0	420,5	30,0	608,5
ТЭС		41,0		67,0	50,0	420,5	30,0	608,5
в т.ч. ТЭЦ				43,0	50,0	420,5		513,5
КЭС		41,0		24,0			30,0	95,0
Приостановлен вывод оборудования ТЭС из эксплуатации		41,0						41,0

* ТЭЦ – теплоэлектроцентраль

** КЭС – конденсационные электростанции

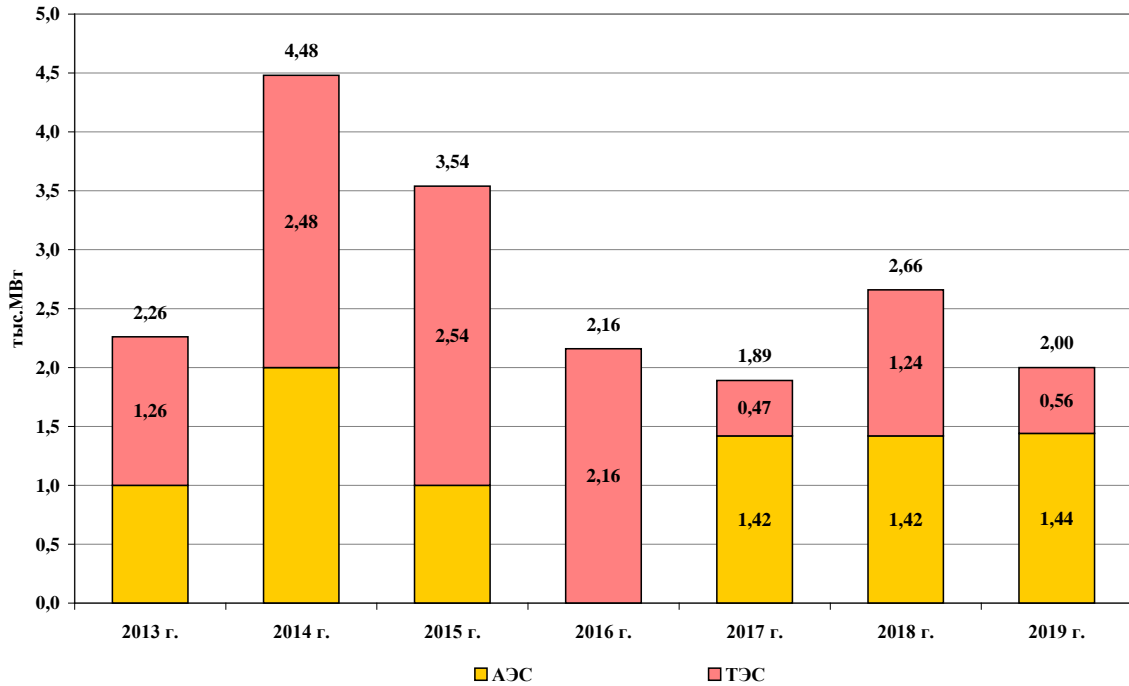


Рисунок 5.1. Вывод из эксплуатации установленной мощности на электростанциях ЕЭС России в 2013-2019 годы

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по электростанциям ЕЭС России представлены в приложении № 2.

Объем оборудования, не соответствующего минимальным техническим требованиям для участия в конкурентном отборе мощности (КОМ), составит: к 2013 году – 4411,7 МВт, к 2014 году – 2043,2 МВт, к 2015 году – 1173 МВт, к 2016 году – 226 МВт, суммарно за период 2013 – 2016 годов – 7853,9 МВт. Объем запланированного собственниками к выводу из эксплуатации оборудования, не соответствующего минимальным техническим требованиям для участия в КОМ, в период 2013 – 2016 годов составит 1731,5 МВт.

В таблице 5.2 и на рисунке 5.2 представлены объемы оборудования ТЭС, которое не будет допущено к КОМ, с выделением объемов оборудования, запланированного собственниками к выводу из эксплуатации.

Таблица 5.2. Объемы оборудования ТЭС, не соответствующего минимальным техническим требованиям для участия в КОМ, МВт

	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2012-2016 годы
ЕЭС России					
Объем оборудования, которое будет не допущено к КОМ, всего	4411,7	2043,2	1173	226	7853,9
в т.ч. запланированное к выводу из эксплуатации	415	732	494,5	90	1731,5
ОЭС Северо-Запада					
Объем оборудования, которое будет не допущено к КОМ, всего	262	56	54,5	56	428,5
в т.ч. запланированное к выводу из эксплуатации	22	56	22	0	100
ОЭС Центра					
Объем оборудования, которое будет не допущено к КОМ, всего	759,3	182	68		1009,3
в т.ч. запланированное к выводу из эксплуатации	75	10	25		110
ОЭС Средней Волги					
Объем оборудования, которое будет не допущено к КОМ, всего	462	156		55	673
в т.ч. запланированное к выводу из эксплуатации	55				55
ОЭС Юга					
Объем оборудования, которое будет не допущено к КОМ, всего	135,2	25	61	25	246,2
в т.ч. запланированное к выводу из эксплуатации			50		50
ОЭС Урала					
Объем оборудования, которое будет не допущено к КОМ, всего	1735,7	992,2	483,5	90	3301,4
в т.ч. запланированное к выводу из эксплуатации	238	391	237,5	90	956,5
ОЭС Сибири					
Объем оборудования, которое будет не допущено к КОМ, всего	1057,5	632	506		2195,5
в т.ч. запланированное к выводу из эксплуатации	25	275	160		460

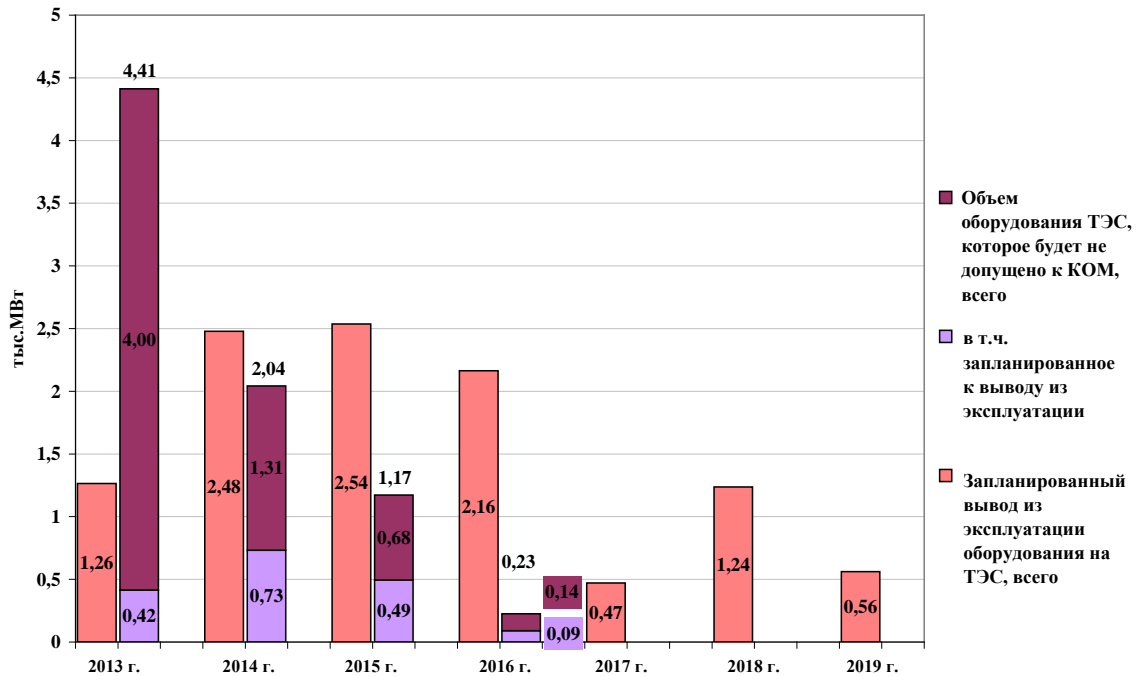


Рисунок 5.2. Вывод из эксплуатации оборудования на ТЭС ЕЭС России и объемы оборудования ТЭС, не соответствующего минимальным техническим требованиям для участия в КОМ

Дополнительно к рассмотренным выше предложениям по выводу из эксплуатации генерирующего оборудования в период 2014 – 2019 годов возможен вывод из эксплуатации генерирующего оборудования в объеме 2158,9 МВт на ТЭС и 0,2 МВт на возобновляемых источниках электроэнергии (ВИЭ). 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 из перечня дополнительных вводов, приведенного далее в настоящем разделе).

В таблице 5.3 и на рисунке 5.3 представлены объемы возможного дополнительного вывода из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России в период 2014 – 2019 годов. Планируемые дополнительные объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по электростанциям ЕЭС России представлены в приложении № 3.

Таблица 5.3. Объемы дополнительно выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования, МВт

	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Всего за 2013-2019 годы
ЕЭС России, всего	32,0	149,9	112,2	260,0	100,0	1505,0	2159,1
ТЭС	32,0	149,9	112,0	260,0	100,0	1505,0	2158,9

	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Всего за 2013-2019 годы
в т.ч. ТЭЦ	32,0	149,9	112,0	60,0	100,0	105,0	558,9
КЭС				200,0		1400,0	1600,0
ВИЭ			0,2				0,2
в т.ч. ВЭС*			0,2				0,2
в т.ч. под замену	25,0	49,9	112,0	260,0	100,0	705,0	1251,9
ТЭС	25,0	49,9	112,0	260,0	100,0	705,0	1251,9
в т.ч. ТЭЦ	25,0	49,9	112,0	60,0	100,0	105,0	451,9
КЭС				200,0		600,0	800,0
ОЭС Северо-Запада, всего		24,9	0,2				25,1
ТЭС		24,9					24,9
в т.ч. ТЭЦ		24,9					24,9
ВИЭ			0,2				0,2
в т.ч. ВЭС			0,2				0,2
в т.ч. под замену		24,9					24,9
ТЭС		24,9					24,9
в т.ч. ТЭЦ		24,9					24,9
ОЭС Центра, всего						800,0	800,0
ТЭС						800,0	800,0
в т.ч. КЭС						800,0	800,0
ОЭС Средней Волги, всего		100,0					100,0
ТЭС		100,0					100,0
в т.ч. ТЭЦ		100,0					100,0
ОЭС Юга, всего						600,0	600,0
ТЭС						600,0	600,0
в т.ч. КЭС						600,0	600,0
в т.ч. под замену						600,0	600,0
ТЭС						600,0	600,0
в т.ч. КЭС						600,0	600,0
ОЭС Урала, всего	32,0	25,0	12,0	60,0			129,0
ТЭС	32,0	25,0	12,0	60,0			129,0
в т.ч. ТЭЦ	32,0	25,0	12,0	60,0			129,0
в т.ч. под замену	25,0	25,0	12,0	60,0			122,0
ТЭС	25,0	25,0	12,0	60,0			122,0
в т.ч. ТЭЦ	25,0	25,0	12,0	60,0			122,0
ОЭС Востока, всего			100,0	200,0	100,0	105,0	505,0
ТЭС			100,0	200,0	100,0	105,0	505,0
в т.ч. ТЭЦ			100,0		100,0	105,0	305,0
КЭС				200,0			200,0
в т.ч. под замену			100,0	200,0	100,0	105,0	505,0
ТЭС			100,0	200,0	100,0	105,0	505,0
в т.ч. ТЭЦ			100,0		100,0	105,0	305,0
КЭС				200,0			200,0

* ВЭС - ветровые электрические станции

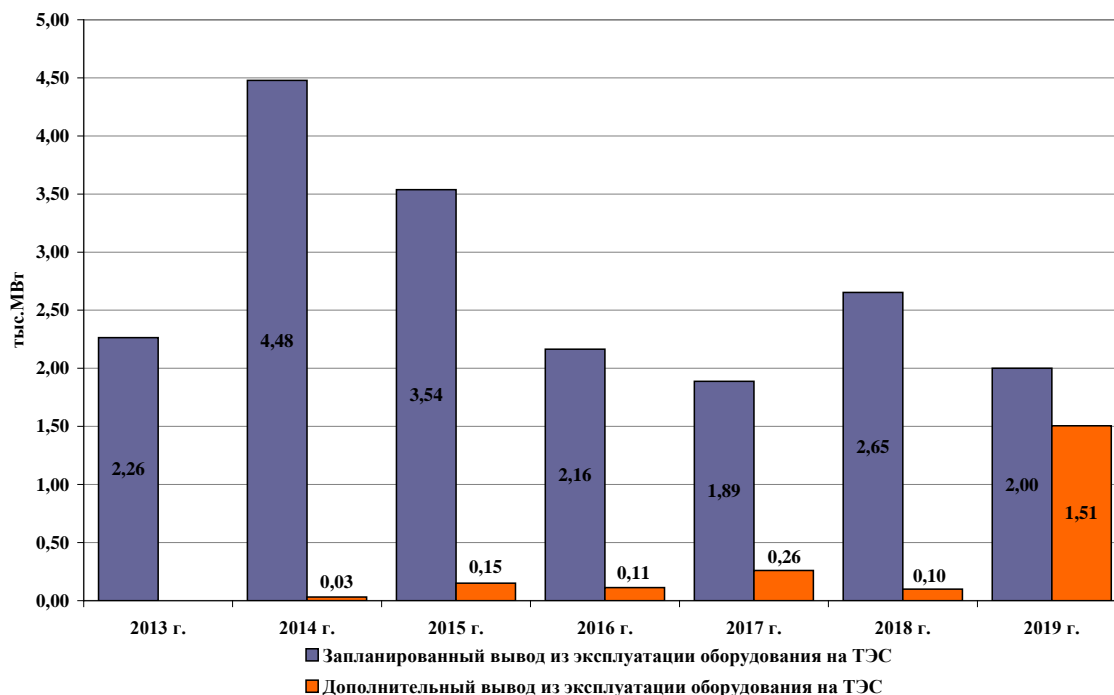


Рисунок 5.3. Объемы дополнительного вывода из эксплуатации генерирующего оборудования

Объемы модернизации, перемаркировки и реконструкции генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации в период 2013 – 2019 годов приведены, соответственно, в приложениях № 4, № 5 и № 6. К мероприятиям с высокой вероятностью реализации для целей настоящего документа отнесены:

- мероприятия по реконструкции, модернизации, перемаркировке которых осуществляется в соответствии с обязательствами, принятыми по договорам о предоставлении мощности на оптовый рынок;
- мероприятия, включенные в инвестиционные программы ОАО «Концерн Росэнергоатом», ОАО «РусГидро»;
- мероприятия, по которым имеются заключенные договоры об осуществлении технологического присоединения.

В 2012 году на электростанциях ЕЭС России было введено в эксплуатацию 6134,31 МВт генерирующих мощностей. Перечень вводов генерирующих мощностей установленной мощностью более 25 МВт в 2012 году приведен в таблице 5.4.

Таблица 5.4. Вводы мощности свыше 25 МВт на электростанциях ЕЭС России в 2012 году

Электростанция	Станционный номер	Марка турбины	Установленная мощность, МВт	Фактическая дата ввода
ОЭС Северо-Запада				
Киришская ГРЭС*	№ 62-63	ГТУ**	564,0	01.02.2012
Новгородская ТЭЦ	№ 4	ГТУ	168,0	18.01.2012
Правобережная ТЭЦ-5	№ 2	ПГУ***	463	18.11.2012
ОЭС Центра				
Ивановские ПГУ	№ 2	ПГУ	160	01.03.2012

Электростанция	Станционный номер	Марка турбины	Установленная мощность, МВт	Фактическая дата ввода
Ивановские ПГУ (доввод)	№ 2	ПГУ	165	01.06.2012
Калининская АЭС	№ 4	ВВЭР****	1000,0	25.09.2012
Ливенская ТЭЦ	№ 3	ПГУ	30,0	07.12.2012
ГТЭС ОАО "ФосАгро-Череповец"	№ 1	ГТУ(LM 2500+G4 DLE)	32,0	01.01.2013
ОЭС Средней Волги				
Сызранская ТЭЦ		ПГУ-200	227,4	17.08.2012
ОЭС Юга				
Краснодарская ТЭЦ	№ 5	ПГУ	411	15.03.2012
Адлерская ТЭС	№ 1-2	ПГУ	360	07.11.2012
ОЭС Урала				
Пермская ТЭЦ-6	№ 1	ПГУ	119,0	27.02.2012
Приобская ГТЭС	№ 4	ГТУ	45	01.10.2012
Уренгойская ГРЭС	№ 3	ПГУ	460	07.11.2012
ГТЭС Вачимского м/р (СНГ)	№ 1-3		36	01.12.2012
ОЭС Сибири				
Красноярская ТЭЦ-3	Бл.1	T-204/220-12,8	208,0	26.01.2012
Харанорская ГРЭС	№ 3	K-225-12,8-3P	225	12.10.2012
Богучанская ГЭС*****	№ 1	СВ 1548/203-66УХЛ4	333	28.10.2012
	№ 2	СВ 1548/203-66УХЛ4	333	02.11.2012
	№ 3	СВ 1548/203-66УХЛ4	333	07.11.2012
	№ 4	СВ 1548/203-66УХЛ4	333	29.12.2012
ЕЭС России, всего			6134,31	

Примечание: * ГРЭС – государственная районная электростанция

** ГТУ – газотурбинная установка

*** ПГУ – парогазовая установка

**** ВВЭР – водо-водяной энергетический реактор

***** ГЭС – гидроэлектростанция

Из общего объема запланированных вводов генерирующих мощностей выделены генерирующие объекты с высокой вероятностью ввода, к которым для целей 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», ОАО «РусГидро», ОАО «РАО ЭС Востока», ОАО «ДВЭУК»;

– генерирующие объекты, по которым имеются заключенные договоры об осуществлении технологического присоединения.

Вводы новых генерирующих мощностей (с высокой вероятностью реализации) на электростанциях ЕЭС России в период 2013 – 2019 годов предусматриваются в объеме 33136,9 МВт, в том числе на АЭС – 11267,6 МВт, на ГЭС – 2483,5 МВт, на ГАЭС – 980 МВт, на ТЭС – 18393,8 МВт и на ВИЭ – 12 МВт. При этом планируется ввести 361,5 МВт на замену устаревшего

оборудования.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России в период 2013 – 2019 годов представлены в таблице 5.5 и на рисунках 5.4 и 5.5.

	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Всего за 2013-2019 годы
ТЭС	114,0	450,0	800,0	120,0				1484,0
в т.ч. ТЭЦ	90,0	170,0		120,0				380,0
КЭС	24,0	280,0	800,0					1104,0
в т.ч. замена				120,0				120,0
ТЭС				120,0				120,0
в т.ч. ТЭЦ				120,0				120,0
ОЭС Востока - всего	49,8		299,5	731,0		437,0		1517,3
ГЭС			160,0	160,0				320,0
ТЭС	49,8		139,5	571,0		437,0		1197,3
в т.ч. ТЭЦ	49,8		139,5	571,0		437,0		1197,3

Наиболее значительный объем вводов генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации до 2019 года планируется в ОЭС Урала (8757 МВт) и в ОЭС Центра (7737,6 МВт).

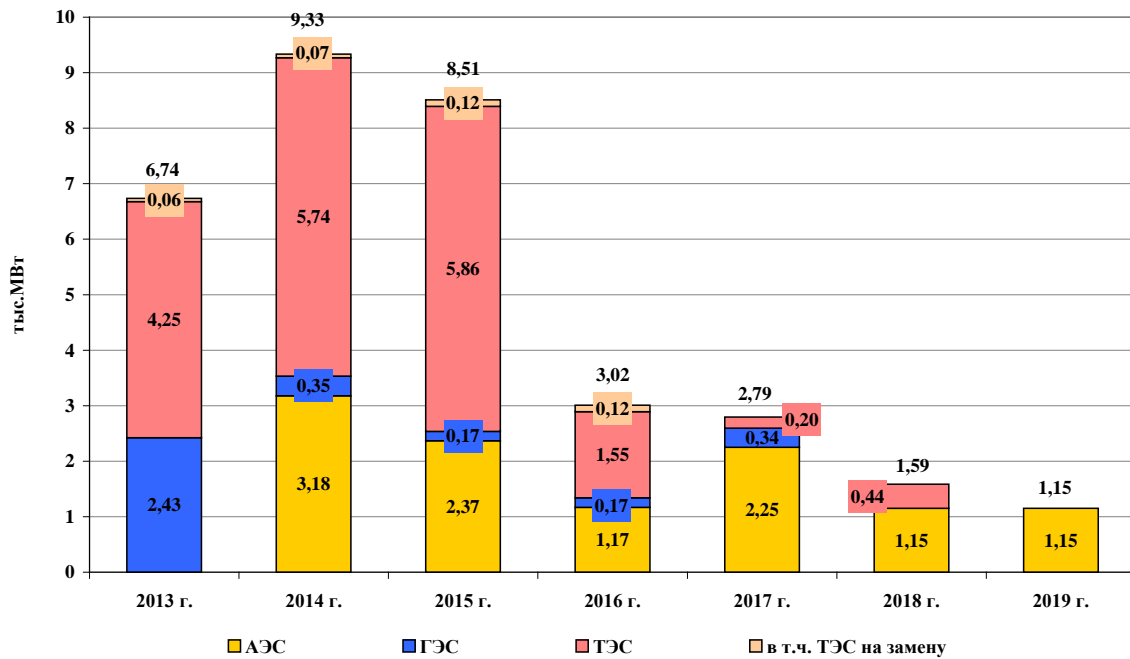


Рисунок 5.4. Вводы мощности на электростанциях ЕЭС России

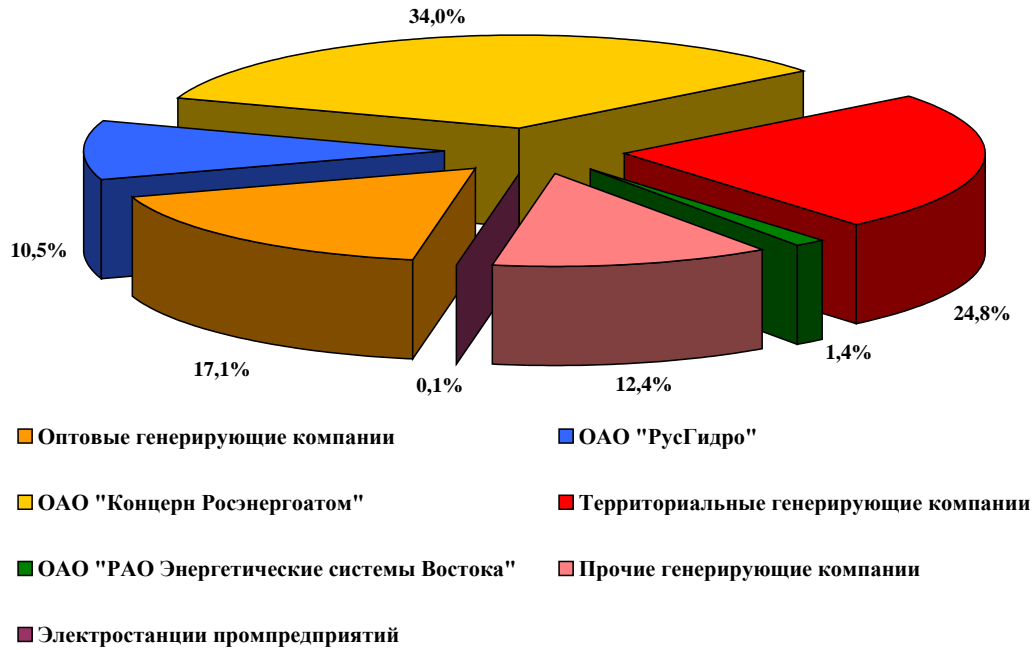


Рисунок 5.5. Структура вводов мощности на электростанциях ЕЭС России по генерирующим компаниям

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации по электростанциям ЕЭС России приведены в приложении № 7.

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 18954,9 МВт, в том числе на ГЭС – 70 МВт, на ГАЭС – 390 МВт, на ТЭС – 17943,9 МВт и на ВИЭ – 551 МВт.

В соответствии с намерениями собственников развитие возобновляемых источников энергии в рассматриваемый перспективный период предполагается за счет строительства ветровых электростанций (при условии реализации дополнительных вводов мощности), в том числе: Северной приливной электростанции (далее – ПЭС) мощностью 12 МВт в 2016 году, Мурманской ВЭС (с достижением установленной мощности 25 МВт в 2016 году) и Кольской ВЭС (100 МВт в 2019 году) в энергосистеме Мурманской области в ОЭС Северо-Запада; Наримановской ВЭС (24 МВт в 2015 году) в энергосистеме Астраханской области, Береговой ВЭС (с достижением установленной мощности 90 МВт в 2016 году) и ВЭС в п. Мирный (60 МВт в 2014 году) в энергосистеме Краснодарского края и Республики Адыгея в ОЭС Юга; Оренбургской ВЭС (160 МВт в 2019 году) в энергосистеме Оренбургской области в ОЭС Урала, а также ВЭС в г. Яровое (с достижением установленной мощности 92 МВт в 2017 году) в энергосистеме Алтайского края в ОЭС Сибири.

Объемы дополнительных вводов генерирующих мощностей по предложениям собственников генерирующего оборудования, включая

предложения по развитию ВИЭ, представлены в таблице 5.6, на рисунке 5.6 и в приложении № 8. Объемы дополнительной модернизации и реконструкции генерирующего оборудования, а также дополнительные планы по перемаркировке генерирующего оборудования приведены в приложениях № 9, № 10, № 11.

Таблица 5.6. Дополнительные вводы мощности на электростанциях ОЭС и ЕЭС России, МВт

	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Всего за 2013-2019 годы
ЕЭС России - всего	150,3	2616,0	2527,6	3270,9	1564,2	4543,1	4282,9	18954,9
ГЭС	24,0		10,0	24,0	12,0			70,0
ГАЭС						390,0		390,0
ТЭС	126,3	2507,0	2437,6	3167,9	1529,2	4153,1	4022,9	17943,9
в т.ч. ТЭЦ	126,3	2158,5	2091,6	2223,9	440,2	1638,1	1943,9	10622,4
КЭС		348,5	346,0	944,0	1089,0	2515,0	2079,0	7321,5
ВИЭ		109,0	80,0	79,0	23,0		260,0	551,0
в т.ч. замена	25,0	30,0	60,0	130,0	115,0	235,0	330,0	925,0
ТЭС	25,0	30,0	60,0	130,0	115,0	235,0	330,0	925,0
в т.ч. ТЭЦ	25,0	30,0	60,0	130,0	115,0	235,0	105,0	700,0
КЭС							225,0	225,0
ОЭС Северо-Запада	25,0	20,0	348,0	29,0	30,0	420,0	130,0	1002,0
ГАЭС						390,0		390,0
ТЭС	25,0	18,0	348,0	6,0	30,0	30,0	30,0	487,0
в т.ч. ТЭЦ	25,0	18,0	348,0	6,0	30,0	30,0	30,0	487,0
ВИЭ		2,0		23,0			100,0	125,0
в т.ч. замена	25,0		60,0					85,0
ТЭС	25,0		60,0					85,0
в т.ч. ТЭЦ	25,0		60,0					85,0
ОЭС Центра		1008,5	653,6	311,9	17,2	1011,1	1129,9	4132,2
ТЭС		1008,5	653,6	311,9	17,2	1011,1	1129,9	4132,2
в т.ч. ТЭЦ		851,0	613,6	286,9	17,2	441,1	1129,9	3339,7
КЭС		157,5	40,0	25,0		570,0		792,5
ОЭС Средней Волги		815,0	620,0	450,0		400,0		2285,0
ТЭС		815,0	620,0	450,0		400,0		2285,0
в т.ч. ТЭЦ		660,0	510,0	450,0				1620,0
КЭС		155,0	110,0			400,0		665,0
ОЭС Юга	5,3	84,0	380,0	174,0			570,0	1213,3
ТЭС	5,3		323,0	141,0			570,0	1039,3
в т.ч. ТЭЦ	5,3		323,0	141,0				469,3
КЭС							570,0	570,0
ВИЭ		84,0	57,0	33,0				174,0
ОЭС Урала		547,5	493,0	850,0	138,0	2112,0	1449,0	5589,5
ТЭС		547,5	493,0	850,0	138,0	2112,0	1289,0	5429,5
в т.ч. ТЭЦ		511,5	297,0	850,0	138,0	792,0	539,0	3127,5
КЭС		36,0	196,0			1320,0	750,0	2302,0
ВИЭ							160,0	160,0
в т.ч. замена		30,0		10,0			225,0	265,0
ТЭС		30,0		10,0			225,0	265,0

	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Всего за 2013-2019 годы
в т.ч. ТЭЦ		30,0		10,0				40,0
КЭС							225,0	225,0
ОЭС Сибири	120,0	141,0	33,0	966,0	1264,0	365,0	899,0	3788,0
ГЭС	24,0		10,0	24,0	12,0			70,0
ТЭС	96,0	118,0		919,0	1229,0	365,0	899,0	3626,0
в т.ч. ТЭЦ	96,0	118,0			140,0	140,0	140,0	634,0
КЭС				919,0	1089,0	225,0	759,0	2992,0
ВИЭ		23,0	23,0	23,0	23,0			92,0
ОЭС Востока				490,0	115,0	235,0	105,0	945,0
ТЭС				490,0	115,0	235,0	105,0	945,0
в т.ч. ТЭЦ				490,0	115,0	235,0	105,0	945,0
в т.ч. замена				120,0	115,0	235,0	105,0	575,0
ТЭС				120,0	115,0	235,0	105,0	575,0
в т.ч. ТЭЦ				120,0	115,0	235,0	105,0	575,0

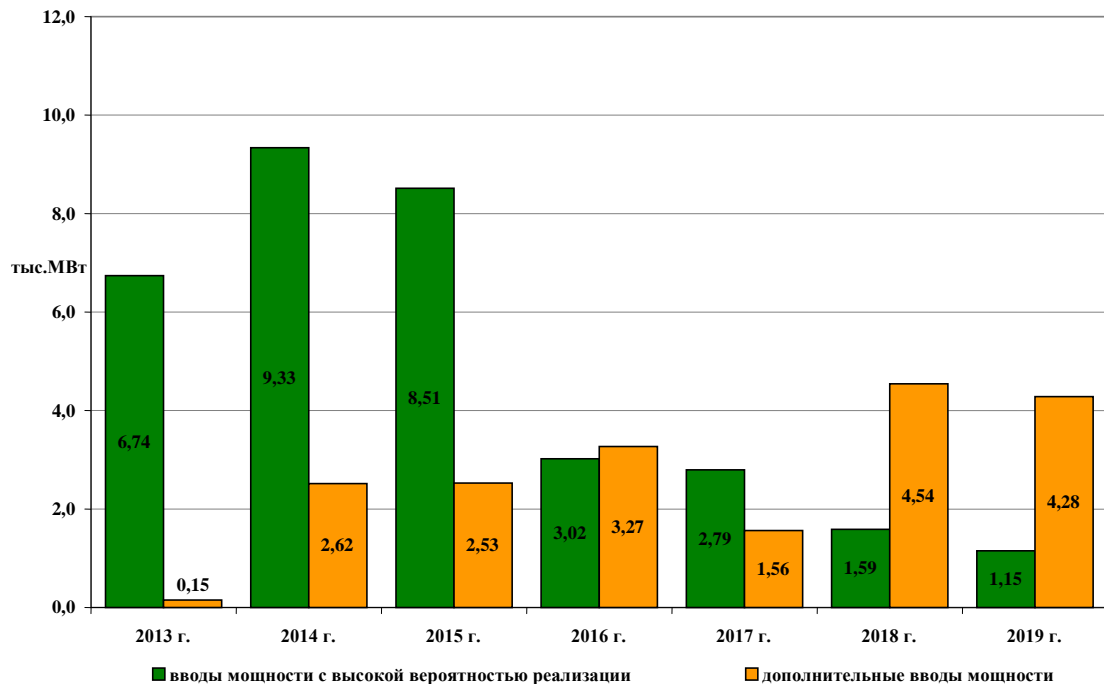


Рисунок 5.6. Дополнительные вводы мощности на электростанциях ЕЭС России

Развитие атомной энергетики в период 2013 – 2019 годов предусматривается на существующих и новых площадках в:

ОЭС Юга – Ростовской АЭС – энергоблоки № 3, № 4 типа ВВЭР мощностью 1100 МВт в 2014 и 2017 годах;

ОЭС Урала – Белоярской АЭС – энергоблок № 4 типа БН-880 мощностью 880 МВт в 2014 году;

ОЭС Северо-Запада – Балтийской АЭС в Калининградской области (с вводом энергоблоков № 1 и № 2 типа ВВЭР-1200 мощностью 1150 МВт в 2017 и 2018 годах) и Ленинградской АЭС-2 в Ленинградской области (с вводом энергоблоков № 1 и № 2 типа ВВЭР-1200 мощностью 1170 МВт в 2015 и 2016 годах).

годах взамен выводимых из эксплуатации в период 2013 – 2017 годов энергоблоков Ленинградской АЭС);

ОЭС Центра – Нововоронежской АЭС-2 с вводом двух энергоблоков типа ВВЭР-1200 мощностью 1198,8 МВт в 2014 и 2015 годах;

ОЭС Средней Волги – Нижегородской АЭС с вводом первого энергоблока типа ВВЭР-1200 мощностью 1150 МВт в 2019 году.

Кроме того, в связи с планируемым выводом из эксплуатации Кольской АЭС (в рассматриваемый перспективный период предполагается вывод из эксплуатации первого энергоблока мощностью 440 МВт в 2019 году, энергоблоков № 2 и № 4 мощностью по 440 МВт – в период до 2030 года) при отсутствии замещающих мощностей в целях предотвращения возникновения непокрываемого дефицита мощности на севере Мурманской области необходимо рассмотреть вопрос о сооружении замещающей мощности на Кольской АЭС-2 со строительством объектов 330 кВ и выше схемы выдачи мощности.

Вводы мощности на ГЭС в ЕЭС России в период 2013-2019 годов предусматриваются в объеме 2483,5 МВт, при этом приоритетной задачей является завершение строительства ГЭС с высоким уровнем готовности к вводу в эксплуатацию. Так, в ОЭС Сибири планируется завершение строительства Богучанской ГЭС с вводом в эксплуатацию пяти энергоблоков (5x333 МВт в 2013 году) и достижением проектной установленной мощности 3000 МВт, в ОЭС Юга – Гоцатлинской ГЭС каскада Зирани (2x50 МВт в 2013 году).

В связи с планируемым развитием атомной энергетики и, как следствие, увеличением потребности в маневренной мощности в европейской части России в период 2013 – 2019 годов предусматривается завершение строительства Загорской ГАЭС-2 в энергосистеме Московской области и г. Москвы в ОЭС Центра (3x210 МВт в 2013 году и 210 МВт в 2014 году) и Зеленчукской ГЭС-ГАЭС в энергосистеме Республики Карачаево-Черкесия в ОЭС Юга (2x70 МВт в 2014 году).

Строительство новых ГЭС в рассматриваемый перспективный период предусматривается в: ОЭС Юга – Зарамагской ГЭС-1 (2x171 МВт в конце 2017 года) и в ОЭС Востока – Нижне-Бурейской ГЭС (2x80 МВт в 2015 году и 2x80 в 2016 году).

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

В рассматриваемый перспективный период до 2019 года предусматривается ввод в эксплуатацию новых крупных энергоблоков (единичной мощностью 200 МВт и выше) с использованием парогазовых технологий с высокой вероятностью ввода:

- в ОЭС Северо-Запада: на Юго-Западной ТЭЦ (ПГУ-300(Т));
- в ОЭС Центра: на Владимирской ТЭЦ-2 (ПГУ-230(Т)), Череповецкой ГРЭС (ПГУ-420), Воронежской ТЭЦ-1 (ПГУ-223(Т)), Хуадянь-Тенинской ТЭС (ПГУ-450(Т)), а также на электростанциях ОАО «Мосэнерго»: ТЭЦ-12

(ПГУ-220(Т)), ТЭЦ-16 (ПГУ-420(Т)), ТЭЦ-20 (ПГУ-420(Т));

– в ОЭС Юга: на Ставропольской ГРЭС (ПГУ-420, возможно принятие решения о переносе площадки строительства энергоблока);

– в ОЭС Урала: на Ново-Салаватской ТЭЦ (ПГУ-410(Т)), Кировской ТЭЦ-3 (ПГУ-200(Т)), Пермской ГРЭС (ПГУ-800), Верхнетагильской ГРЭС (ПГУ-420), Серовской ГРЭС (ПГУ-420), Нижнетуринской ГРЭС (2хПГУ-230), Ново-Богословской ТЭЦ (ПГУ-230(Т)), Академической ТЭЦ-1 (ПГУ-200(Т)), Нижневартовской ГРЭС (ПГУ-410), Няганской ГРЭС (3хПГУ-418), Ижевской ТЭЦ-1 (ПГУ-230(Т)), Челябинской ГРЭС (2хПГУ-225(Т)), Южно-Уральской ГРЭС-2 (2хПГУ-400).

Также в период 2013 – 2019 годов планируется ввод крупных (единичной мощностью 200 МВт и выше) энергоблоков на угле:

– в ОЭС Центра: на Черепетской ГРЭС (2хК-213,8-130);

– 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 Северной ПЭС в Мурманской области в ОЭС Северо-Запада (12 МВт в 2016 году).

В настоящее время Центральный энергорайон Якутской энергосистемы и Западный энергорайон Якутской энергосистемы работают изолированно от ЕЭС России. Южно-Якутский энергорайон работает в составе ОЭС Востока. В рассматриваемый перспективный период в Центральном энергорайоне предполагается строительство Якутской ГРЭС-2 с вводом четырех ГТУ-42,5 (170 МВт) и еще трех ГТУ-42,5 (127,5 МВт) (по планам ОАО «РАО ЭС Востока»).

Объединение Центрального и Южно-Якутского энергорайонов намечается посредством сооружения воздушной линии (ВЛ) 220 кВ Томмот – Майя, объединение Западного энергорайона Якутской энергосистемы с Иркутской энергосистемой ОЭС Сибири за счет сооружения ВЛ 220 кВ Пеледуй – Чертово Кoryто – Сухой Лог – Мамакан.

В настоящее время энергорайон г. Салехарда работает изолированно от ЕЭС России. ОАО «Корпорация Урал Промышленный – Урал Полярный» в 2013 – 2014 годах планирует ввод ТЭС «Полярная» мощностью 268 МВт в данном регионе. В рассматриваемом периоде предполагается присоединение энергорайона г. Салехарда к ЕЭС России путем строительства ВЛ 220 кВ Салехард – Надым.

При формировании балансов мощности и электрической энергии Центральный и Западный энергорайоны Якутской энергосистемы, а также энергорайон г. Салехарда не учитывались в установленной мощности ОЭС и ЕЭС России.

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 2019 году на 14709,7 МВт (6,6 %) и составит 237780,5 МВт. К

2019 году в структуре генерирующих мощностей ЕЭС России по сравнению с 2012 годом незначительно увеличится доля АЭС с 11,3 % до 11,9 % и доля ГЭС и ГАЭС с 20,6 % до 20,9 %, доля ТЭС снизится с 68,1 % до 67,2 %. Доля ВИЭ остается практически неизменной (0,004–0,009 %) на протяжении всего рассматриваемого периода.

Структура установленной мощности электростанций по ОЭС и ЕЭС России в период 2012 – 2019 годов представлена в таблице 5.7 и на рисунке 5.7.

Таблица 5.7. Установленная мощность электростанций по ОЭС и ЕЭС России, МВт

	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
ЕЭС России	223070,8	227745,0	232724,6	237774,6	238710,8	239698,0	238631,5	237780,5
АЭС	25266,0	24266,0	25444,8	26813,6	27983,6	28816,6	28549,6	28259,6
ГЭС	44767,3	46638,3	46703,3	46924,3	47171,4	47596,0	47596,0	47596,0
ГАЭС	1200,0	1970,0	2180,0	2180,0	2180,0	2180,0	2180,0	2180,0
ТЭС	151827,9	155001,1	158386,9	161847,0	161354,2	161083,7	160284,2	159723,2
в т.ч. ТЭЦ	83555,7	84781,9	86817,9	86949,2	85800,4	85529,9	85178,4	84812,4
КЭС	68135,5	70303,0	71433,3	74762,1	75418,1	75418,1	74970,1	74775,1
дизельные	136,7	136,7	136,7	136,7	136,7	136,7	136,7	136,7
ВИЭ	9,6	9,6	9,6	9,6	21,6	21,6	21,6	21,6
в т.ч. ВЭС	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
ПЭС	1,1	1,1	1,1	1,1	13,1	13,1	13,1	13,1
ОЭС Северо-Запада	23389,9	22335,9	21559,9	22603,6	23850,1	23926,6	24039,6	23599,6
АЭС	5760,0	4760,0	3760,0	4930,0	6100,0	6250,0	6400,0	5960,0
ГЭС	2941,6	2946,6	2945,6	2945,6	2945,6	2945,6	2945,6	2945,6
ТЭС	14681,9	14622,9	14847,9	14721,6	14786,1	14712,6	14675,6	14675,6
в т.ч. ТЭЦ	10343,6	10334,6	10609,6	10483,3	10547,8	10474,3	10437,3	10437,3
КЭС	4251,3	4201,3	4151,3	4151,3	4151,3	4151,3	4151,3	4151,3
дизельные	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9
ВИЭ	6,4	6,4	6,4	6,4	18,4	18,4	18,4	18,4
в т.ч. ВЭС	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
ПЭС	1,1	1,1	1,1	1,1	13,1	13,1	13,1	13,1
ОЭС Центра	51290,1	52619,8	54779,3	55581,6	55356,6	54759,6	54237,6	52982,6
АЭС	12834,0	12834,0	13032,8	13231,6	13231,6	12814,6	12397,6	11397,6
ГЭС	638,6	638,6	648,6	648,6	658,6	658,6	658,6	658,6
ГАЭС	1200,0	1830,0	2040,0	2040,0	2040,0	2040,0	2040,0	2040,0
ТЭС	36617,5	37317,2	39057,9	39661,4	39426,4	39246,4	39141,4	38886,4
в т.ч. ТЭЦ	19868,6	20382,0	21809,0	22412,5	22177,5	21997,5	21892,5	21637,5
КЭС	16748,9	16935,2	17248,9	17248,9	17248,9	17248,9	17248,9	17248,9
ОЭС Средней Волги	25951,3	26013,3	25962,3	26033,3	25780,8	25722,3	25558,3	26653,3
АЭС	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	5222,0
ГЭС	6796,0	6835,0	6856,0	6878,0	6915,5	6962,0	6962,0	6962,0
ТЭС	15083,3	15106,3	15034,3	15083,3	14793,3	14688,3	14524,3	14469,3
в т.ч. ТЭЦ	12772,3	12795,3	12723,3	12442,3	12152,3	12047,3	11883,3	11828,3
КЭС	2311,0	2311,0	2311,0	2641,0	2641,0	2641,0	2641,0	2641,0
ОЭС Юга	18605,9	19717,8	21123,9	21310,7	21752,3	23225,4	23055,4	23055,4
АЭС	2000,0	2000,0	3100,0	3100,0	3100,0	4200,0	4200,0	4200,0
ГЭС	5609,2	5760,2	5786,2	5817,2	5838,8	6212,0	6212,0	6212,0
ГАЭС			140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0
ТЭС	10995,7	11956,6	12096,7	12252,5	12672,5	12672,5	12502,5	12502,5
в т.ч. ТЭЦ	4487,3	4919,3	5042,3	4947,3	4947,3	4947,3	4947,3	4947,3
КЭС	6508,4	7037,3	7054,4	7305,2	7725,2	7725,2	7555,2	7555,2

	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
ВИЭ	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
в т.ч. ВЭС	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
ОЭС Урала	46240,0	47701,8	50614,8	52689,4	51746,1	51884,1	51544,1	51373,1
АЭС	600,0	600,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ГЭС	1840,4	1846,4	1855,4	1858,4	1871,4	1871,4	1871,4	1871,4
ТЭС	43797,3	45253,1	47277,1	49348,7	48392,4	48530,4	48190,4	48019,4
в т.ч. ТЭЦ	15964,5	16174,5	17068,5	17142,1	15925,8	16063,8	16001,8	15995,8
КЭС	27832,9	29078,7	30208,7	32206,7	32466,7	32466,7	32188,7	32023,7
ВИЭ	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
в т.ч. ВЭС	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
ОЭС Сибири	48532,7	50245,7	49614,7	50203,7	50208,7	50213,7	50213,7	50163,7
ГЭС	23601,4	25271,4	25271,4	25276,4	25281,4	25286,4	25286,4	25286,4
ТЭС	24931,3	24974,3	24343,3	24927,3	24927,3	24927,3	24927,3	24877,3
в т.ч. ТЭЦ	16407,0	16414,0	15803,0	15587,0	15587,0	15587,0	15587,0	15537,0
КЭС	8478,0	8514,0	8494,0	9294,0	9294,0	9294,0	9294,0	9294,0
дизельные	46,3	46,3	46,3	46,3	46,3	46,3	46,3	46,3
ОЭС Востока	9061,0	9110,8	9069,8	9352,3	10016,3	9966,3	9982,8	9952,8
ГЭС	3340,0	3340,0	3340,0	3500,0	3660,0	3660,0	3660,0	3660,0
ТЭС	5721,0	5770,8	5729,8	5852,3	6356,3	6306,3	6322,8	6292,8
в т.ч. ТЭЦ	3712,5	3762,3	3762,3	3934,8	4462,8	4412,8	4429,3	4429,3
КЭС	2005,0	2005,0	1964,0	1914,0	1890,0	1890,0	1890,0	1860,0
дизельные	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5

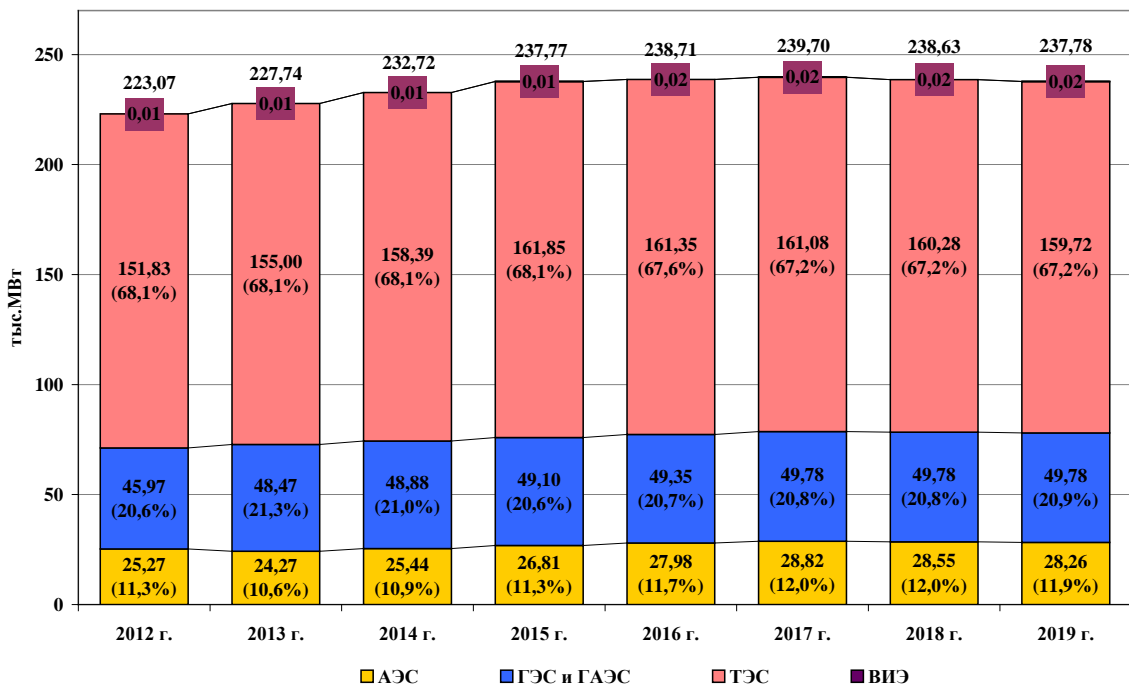


Рисунок 5.7. Структура установленной мощности на электростанциях ЕЭС России

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 контролируемому сечению «Таксимо – Мамакан», состоящему из следующих линий электропередачи:

- ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан;
- ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамаканская ГЭС.

Существующая пропускная способность контролируемого сечения (после выполнения перевода ВЛ Таксимо – Мамакан на напряжение 220 кВ) – 65 МВт не позволяет обеспечить надежное электроснабжение потребителей Бодайбинского и Мамско-Чуйского энергорайонов.

Прогнозируемый дефицит активной мощности указанных энергорайонов (81 МВт), определяемый прогнозным потреблением на ОЗП 2012/2013 (87 МВт) и характерной для зимнего периода генерацией Мамаканской ГЭС (6 МВт) превышает максимально допустимый переток (МДП) в нормальной схеме на 16 МВт, а в единичной ремонтной (послеаварийной) схеме – на 26 МВт.

В целях минимизации объема ввода графиков аварийного ограничения режима потребления в нормальной схеме электрической сети в 2012 году на связях Бодайбинского и Мамско-Чуйского энергорайонов с Иркутской энергосистемой осуществлялась длительная работа в вынужденном режиме с существенными рисками полного погашения потребителей энергорайонов при единичном аварийном возмущении.

Реализация технологических мероприятий в целях обеспечения надежного электроснабжения регионов с высокими рисками нарушения электроснабжения, разработанных и рекомендованных к осуществлению Министерством энергетики Российской Федерации, позволит снизить, но не исключить необходимость ввода графиков аварийного ограничения режима потребления.

Учитывая значительный объем технических условий на технологическое присоединение потребителей к электрическим сетям в указанных районах (в объеме более 250 МВт), на территории Бодайбинского и Мамско-Чуйского энергорайонов необходимо строительство тепловой электростанции установленной мощностью не менее 200 МВт в совокупности с развитием электрической сети 220 кВ.

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 Тихорецк – Кубанская;
- ВЛ 220 кВ Афипская – Кубанская;
- ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Кирилловская;
- ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – Славянская;
- ВЛ 110 кВ Ильская – Холмская;
- ВЛ 110 кВ Новомышастовская – ВНИИРИС;

- ВЛ 110 кВ Забойская – Гривенская.

Основные показатели баланса мощности Юго-западного энергорайона на перспективу до 2019 года приведены в таблице 5.8.

При определении максимально допустимых перетоков (МДП) в контролируемом сечении «Юго-Запад» учтено:

- ввод в работу автотрансформатора (АТ) номер 3 220/110 кВ на подстанции (ПС) 220 кВ Крымская (2013 год);
- ввод в работу 3 автотрансформаторной группы (АТГ) 500/220 кВ на ПС 500 кВ Кубанская (2013 год);
- ввод в работу ПС 220 кВ Бужора с заходами ВЛ 110 кВ и 220 кВ (2013 год);
- строительство ВЛ 220 кВ Бужора – Кубанская (в габаритах 500 кВ) (2014 год). Перевод ВЛ Бужора (Анапа) – Кубанская на номинальное напряжение 500 кВ;
- ВЛ 500 кВ Анапа (Бужора) – Андреевская (2019 год).

Таблица 5.8. Баланс мощности Юго-Западного энергорайона на 2013 – 2019 годы, МВт

	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Потребление мощности	1107	1356	1464	1542	1630	1703	1769
Располагаемая мощность электростанций	73	73	73	73	73	73	73
Покрытие спроса (переток в сечении Юго-Запад)	1034	1283	1391	1469	1557	1630	1696
МДП в нормальной схеме	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1800
Запас по пропускной способности сечения «Юго-Запад» в нормальной схеме	366	117	9	-69	-157	-230	104
МДП в ремонтной схеме (откл. ВЛ 500 кВ)	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1400
Запас по пропускной способности сечения «Юго-Запад» в ремонтной схеме	-34	-283	-391	-469	-557	-630	-296

Анализ баланса мощности Юго-Западного энергорайона на перспективу до 2019 года показывает на наличие непокрываемого дефицита активной мощности:

- в нормальной схеме – на этапе 2016 года;
- в единичной ремонтной схеме (ремонт ВЛ 500 кВ Тихорецк – Кубанская) – на этапе 2013 года.

Максимальная величина дефицита наблюдается на этапе 2018 года и составляет 230 МВт (для нормальной схемы) и 630 МВт (для единичной ремонтной схемы).

Учитывая изложенное, для обеспечения надежного электроснабжения потребителей и обеспечения возможности демонтажа неэкономичных Мобильных ГТУ, в Юго-Западном энергорайоне необходимо строительство тепловой электростанции установленной мощностью 600 МВт, в том числе не менее 200

МВт (2х100 МВт) в Новороссийском энергоузле Юго-Западного энергорайона.

5.1.3. Территория юго-восточной части ОЭС Юга (энергосистемы Республики Дагестан, Чеченской Республики, Республики Ингушетия, Республики Северная Осетия – Алания)

Электроснабжение потребителей Чеченской Республики в составе юго-восточной части ОЭС Юга осуществляется по ВЛ 330-500 кВ, входящим в состав нескольких последовательных контролируемых сечений:

- Терек (МДП – 1200 МВт);
- Восток (МДП – 2300 МВт).

Более 90% установленной мощности электростанций на территории юго-восточной части ОЭС Юга составляют ГЭС, загрузка и длительность работы которых зависит от запасов гидроресурсов.

Электроснабжение потребителей Республики Дагестан, Чеченской Республики, Республики Ингушетия, Республики Северная Осетия – Алания осуществляется по ВЛ, входящим в контролируемое сечение «Терек», состоящее из следующих линий электропередачи:

- ВЛ 330 кВ Невинномысск – Владикавказ-2;
- ВЛ 330 кВ Прохладная-2 – Моздок;
- ВЛ 330 кВ Буденновск – Чирюрт.

Максимально допустимый переток в контролируемом сечении «Терек» составляет:

- 1200 МВт – в нормальной схеме электрической сети;
- 750 МВт – в схеме отключенного состояния ВЛ 330 кВ Невинномысск – Владикавказ-2.

При аварийном отключении одной из ВЛ 330 кВ, входящих в контролируемое сечение, требуется использование резервов мощности ГЭС, объем и возможность продолжительной реализации которых существенно ограничены вследствие недостаточности гидроресурсов на длительном интервале времени, с последующим вводом графиков аварийного ограничения режима потребления.

Основные показатели баланса мощности юго-восточной части ОЭС Юга на перспективу до 2019 года приведены в таблице 5.9.

При определении МДП в контролируемом сечении «Терек» учтено:

- строительство ВЛ 500 кВ Невинномысск – Моздок (2016 год);
- строительство ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 (2015 год).

Таблица 5.9. Баланс мощности юго-восточной части ОЭС Юга, МВт

	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Потребление мощности с учетом коэффициента совмещения *	2224	2291	2353	2406	2451	2500	2548
Экспорт (Южная Осетия)	35	35	35	40	40	40	40
Требуемая мощность	2259	2326	2388	2446	2491	2540	2588
Установленная мощность	2025	2035	2045	2045	2391	2391	2391
Располагаемая мощность	715	715	715	715	742	742	742

	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
**							
Переток по сечению «Терек»	1544	1611	1673	1731	1749	1798	1846
Пропускная способность сечения «Терек» в нормальной схеме	1200	1200	1400	1700	1700	1700	1700
Запас перетока по сечению «Терек» в нормальной схеме	-344	-411	-273	-31	-49	-98	-146
Пропускная способность сечения «Терек» в ремонтной схеме сети	750	750	1200	1400	1400	1400	1400
Запас перетока по сечению «Терек» в ремонтной схеме сети	-794	-861	-473	-331	-349	-398	-446

* - прогноз потребления приведен для среднемноголетней температуры наружного воздуха

** - располагаемая мощность ГЭС принята по усредненным фактическим режимам работы с учетом имеющихся ограничений гидроресурсов Сулакского каскада

Обеспечение надежного электроснабжения потребителей возможно за счет сооружения тепловой электростанции в юго-восточной части ОЭС Юга установленной мощностью не менее 400 МВт (2x200 МВт).

Наличие дополнительной генерирующей мощности в юго-восточной части ОЭС Юга (не менее 400 МВт) позволит обеспечить надежное электроснабжение потребителей и допустимые параметры электроэнергетического режима как в нормальной, так и в единичной ремонтной схеме.

Наиболее оптимальным местом размещения тепловой электростанции (установленной мощностью не менее 2x200 МВт) является энергосистема Чеченской Республики в связи со следующим:

- энергосистема Чеченской Республики характеризуется недостаточно надежной схемой электроснабжения. В настоящее время электроснабжение потребителей осуществляется от ПС 330 кВ Грозный, а также по слабым связям 110 кВ со смежными энергосистемами. Погашение ПС 330 кВ Грозный приведет к невозможности осуществления электроснабжения потребителей Чеченской Республики в полном объеме;
- наличие готовой площадки для сооружения ТЭС (на площадке бывшей Грозненской ТЭЦ-3);
- возможность выдачи мощности в сеть 110 и 330 кВ с минимальным объемом сетевого строительства;
- возможность бесперебойного получения резервного (аварийного) топлива от планируемого Грозненского НПЗ;
- возможность повышения эффективности производства электрической энергии за счет применения когенерации с отпуском пара промышленных параметров Грозненскому НПЗ.

Выводы.

1. Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 2013 – 2019 годы сформирована с учетом вводов новых генерирующих мощностей в 2013 – 2019 годах 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 2013 – 2019 годы составят 18985,8 МВт, в том числе на АЭС – 8274 МВт и на ТЭС – 10711,8 МВт, в том числе под замену – 495 МВт.

3. Объем оборудования, не соответствующего минимальным техническим требованиям для участия в КОМ, составит суммарно за период 2013 – 2016 годов 7853,9 МВт, из них запланировано собственниками к выводу из эксплуатации 1731,5 МВт.

4. Вводы новых генерирующих мощностей (с высокой вероятностью реализации) на электростанциях ЕЭС России в период 2013 – 2019 годов предусматриваются в объеме 33136,9 МВт, в т.ч. на АЭС – 11267,6 МВт, на ГЭС – 2483,5 МВт, на ГАЭС – 980 МВт, на ТЭС – 18393,8 МВт и на ВИЭ – 12 МВт.

5. 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 2019 году на 14709,7 МВт (6,6 %) и составит 237780,5 МВт, в том числе: АЭС – 28259,6 МВт, ГЭС – 47596 МВт, ГАЭС – 2180 МВт, ТЭС – 159723,2 МВт и ВИЭ – 21,6 МВт.

6. Балансы мощности и электрической энергии ОЭС и ЕЭС России на 2013 – 2019 годы

6.1. Балансы мощности

Балансы мощности по ОЭС Северо-Запада, Центра, Средней Волги, Юга и Урала сформированы на час прохождения совмещенного максимума потребления в ЕЭС России. По ОЭС Сибири и ОЭС Востока рассмотрены перспективные балансы мощности на час совмещенного максимума ЕЭС и 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.

При прогнозируемом совмещенном максимуме потребления, нормативном расчетном резерве мощности и заданных объемах экспорта мощности спрос на мощность по ЕЭС России увеличится с ожидаемого 194929,7 МВт в 2013 году до 215584,7 МВт на уровне 2019 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 (приложения № 2, № 4, № 5, № 6, № 7).

Мероприятия по дополнительной реконструкции, модернизации, перемаркировке (приложения № 9, № 10, № 11), а также дополнительному демонтажу в балансах мощности не учтены.

В целом по ЕЭС России установленная мощность электростанций при заданном развитии генерирующих мощностей за 2013 – 2019 годы возрастет с фактической величины 223070,8 МВт в 2012 году на 14709,7 МВт и составит 237780,5 МВт в 2019 году. В структуре установленной мощности доля АЭС увеличится относительно фактических 11,3 % в 2012 году до прогнозных 11,9 % в 2019 году, доля ТЭС снизится с 68,1 % до 67,2 %, доля мощности ГЭС (с учетом ГАЭС и малых ГЭС) увеличится незначительно с 20,6 % в 2012 году до 20,9 % в 2019 году.

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;
- негарантированность использования мощности возобновляемых источников энергии в час максимума потребления (ветровые 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 2013 – 2019 годах составляют от 1150 до 8240,4 МВт.

Избытки мощности в ряде энергосистем при недостаточной пропускной способности внешних электрических связей приводят к наличию «запертой» мощности. В период до 2019 года прогнозируется наличие «запертой» мощности в энергосистемах ОЭС Северо-Запада (энергосистемы Республики Коми, Архангельской и Мурманской областей) и в энергосистеме Иркутской области ОЭС Сибири. Величина «запертой» мощности с ростом потребления и развитием электрических связей снижается с 3000 МВт в 2013 году до 389 МВт в 2019 году.

Располагаемая мощность ветровых и приливных электростанций в период прохождения максимума нагрузки 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 16105,2 – 23976,4 МВт, что составляет 6,7 – 10,3% от установленной мощности электростанций ЕЭС России.

В результате, в обеспечении балансов мощности может участвовать мощность электростанций ЕЭС России в размере 207700,5 МВт на уровне 2013 года и 221157,3 МВт на уровне 2019 года, что превышает спрос на мощность на 5572,6 – 14877,3 МВт в рассматриваемый период (порядка 2,6 – 7,2% от прогнозируемого спроса).

Баланс мощности по ЕЭС России без ОЭС Востока в период до 2019 года складывается с избытком резерва мощности в размере 3573,1 – 12619,2 МВт, что составляет 1,7-6,3% от спроса на мощность.

Баланс мощности по Европейской части ЕЭС России (с ОЭС Урала) в 2013 – 2019 годах складывается с избытком резерва мощности в объеме 2237,9 – 10582 МВт (1,4 – 6,6%).

В приложении № 12 приведены перспективные балансы мощности по ОЭС и ЕЭС России на 2013 – 2019 годы.

Сводные балансы мощности по ЕЭС России, а также ЕЭС России без ОЭС Востока и по Европейской зоне ЕЭС России представлены в таблицах 6.1 – 6.3.

В приложении № 13 приведены данные по региональной структуре перспективных балансов мощности на 2013 – 2019 годы.

При прогнозируемой потребности в ОЭС Северо-Запада баланс мощности в 2013 году складывается с превышением нормативного резерва мощности 332,0

МВт, что составляет 1,7 % от спроса на мощность. С выводом из эксплуатации двух энергоблоков на Ленинградской АЭС в период 2014 – 2015 годов в ОЭС Северо-Запада возникает дефицит мощности в размере 860-894,5 МВт (4,3-4,4% от спроса на мощность). Покрытие дефицита мощности может быть обеспечено из ОЭС Центра. В период 2016 – 2017 годов энергообъединение практически самобалансируется. В период 2018 – 2019 годов баланс мощности ОЭС Северо-Запада складывается с дефицитом нормативного резерва мощности 1011 – 1324 МВт (4,8-6,2 % от спроса на мощность), покрытие которого может быть обеспечено за счет избытков мощности ОЭС Средней Волги и ОЭС Урала.

В ОЭС Центра при заданном развитии электростанций баланс мощности в 2013 – 2018 годы складывается с превышением нормативного резерва мощности на 1796,3-4416,3 МВт, что составляет 3,5-8,8% от спроса на мощность. Однако к 2019 году в энергообъединении возникает дефицит мощности в размере 193,7 МВт или 0,4% от спроса на мощность.

В ОЭС Юга баланс мощности в период 2013 – 2014 годы складывается с дефицитом нормативного резерва мощности порядка 370,1 – 626,9 МВт, покрытие которого может быть обеспечено из ОЭС Центра и ОЭС Средней Волги. В последующий рассматриваемый перспективный период 2015 – 2019 годы развитие электростанций ОЭС Юга обеспечивает потребность региона в мощности.

В ОЭС Средней Волги и ОЭС Урала при заданном развитии электростанций балансы мощности в 2013 – 2019 годы складываются с превышением нормативного расчетного резерва мощности.

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения максимума нагрузки ЕЭС в период 2013 – 2019 годов складывается с превышением нормативного резерва мощности на 1335,2-2570,2 МВт (3,2-6,5 % от спроса на мощность).

Восстановление Саяно-Шушенской ГЭС, ввод Богучанской ГЭС и энергоблока №3 (800 МВт) на Березовской ГРЭС позволит обеспечить бездефицитный баланс мощности ОЭС Сибири в 2013 – 2018 годах. В 2019 году в ОЭС Сибири на час собственного максимума возможно возникновение дефицита мощности в размере 403,8 МВт (0,9% от спроса на мощность). Покрытие этого дефицита может обеспечиваться напрямую из ОЭС Урала с учетом строящихся на территории России транзитов 500 кВ Восход – Ишим (Витязь) – Курган и Томская – Парабель – Советско-Соснинская (Чапаевск) – Нижневартовская ГРЭС.

Тем не менее, одной из основных проблем ОЭС Сибири в рассматриваемый период остается проблема недостатка генерирующих мощностей, работающих в базовой части графика нагрузки, особенно в западной части ОЭС, вследствие чего в маловодные годы в ОЭС Сибири складывается напряженная режимно-балансовая ситуация. В условиях переноса на неопределенный срок сооружения энергоблоков Северной АЭС возникает потребность в строительстве дополнительных энергоблоков ТЭС, преимущественно, пылеугольных, в западной части ОЭС.

Баланс мощности ОЭС Востока на собственный максимум потребления до 2019 года складывается с превышением прогнозируемого спроса на мощность на 464,5-1405,4 МВт (5,0-18,4 % от спроса на мощность).

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

	Ед. измер.	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	1033672,0	1057117,0	1080020,0	1103165,0	1123653,0	1139832,0	1153577,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,3	2,2	2,1	1,9	1,4	1,2
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	3614,0	4278,0	4278,0	4278,0	4278,0	4278,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	158792,0	162509,0	166054,0	168996,0	171468,0	173589,0	175679,0
Экспорт мощности	тыс.кВт	3660,7	3660,7	3660,7	3665,7	3665,7	3965,7	3965,7
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	32477,0	33253,0	33986,0	34607,0	35110,0	35533,0	35940,0
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	194929,7	199422,7	203700,7	207268,7	210243,7	213087,7	215584,7
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	227745,0	232724,6	237774,6	238710,8	239698,0	238631,5	237780,5
АЭС	тыс.кВт	24266,0	25444,8	26813,6	27983,6	28816,6	28549,6	28259,6
ГЭС	тыс.кВт	48468,3	48883,3	49104,3	49351,4	49776,0	49776,0	49776,0
ТЭС	тыс.кВт	155001,1	158386,9	161847,0	161354,2	161083,7	160284,2	159723,2
ВИЭ	тыс.кВт	9,6	9,6	9,6	21,6	21,6	21,6	21,6
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	14662,1	13092,0	12866,0	12775,8	12790,3	13934,2	15084,2
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2382,4	8240,4	4645,4	2137,0	2792,4	1363,0	1150,0
Запертая мощность	тыс.кВт	3000,0	2644,0	2297,0	1652,0	1011,0	808,0	389,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	207700,5	208748,3	217966,2	222146,0	223104,3	222526,3	221157,3
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ (-) резервов	тыс.кВт	12770,8	9325,6	14265,5	14877,3	12860,6	9438,6	5572,6

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

	Ед. измер.	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	1000420,0	1022228,0	1043694,0	1064547,0	1082893,0	1098273,0	1111181,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,2	2,1	2,0	1,7	1,4	1,2
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	3614,0	4278,0	4278,0	4278,0	4278,0	4278,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	154090,0	157542,0	160761,0	163468,0	165811,0	167779,0	169771,0
Экспорт мощности	тыс.кВт	2980,7	2980,7	2980,7	2985,7	2985,7	3285,7	3285,7
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	31396,0	32111,0	32769,0	33336,0	33809,0	34197,0	34581,0
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	188466,7	192633,7	196510,7	199789,7	202605,7	205261,7	207637,7
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	218634,2	223654,8	228422,3	228694,5	229731,7	228648,7	227827,7
АЭС	тыс.кВт	24266,0	25444,8	26813,6	27983,6	28816,6	28549,6	28259,6
ГЭС	тыс.кВт	45128,3	45543,3	45604,3	45691,4	46116,0	46116,0	46116,0
ТЭС	тыс.кВт	149230,3	152657,1	155994,7	154997,9	154777,4	153961,4	153430,4
ВИЭ	тыс.кВт	9,6	9,6	9,6	21,6	21,6	21,6	21,6
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	14652,9	13082,8	12856,8	12766,6	12781,1	13927,9	15077,9
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2336,2	8240,4	4485,4	1867,0	2792,4	1150,0	1150,0
Запертая мощность	тыс.кВт	3000,0	2644,0	2297,0	1652,0	1011,0	808,0	389,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	198645,1	199687,7	208783,1	212408,9	213147,2	212762,8	211210,8
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ (-) резервов	тыс.кВт	10178,4	7054,0	12272,4	12619,2	10541,5	7501,1	3573,1

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

	Ед. измер.	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
СПРОС		787876,0	805315,0	821710,0	835594,0	848866,0	861716,0	872448,0
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч		2,2	2,0	1,7	1,6	1,5	1,2
Рост потребления электрической энергии	%	2580,0	3614,0	4278,0	4278,0	4278,0	4278,0	4278,0
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	123181,0	125910,0	128379,0	130235,0	132083,0	133768,0	135400,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	787876,0	805315,0	821710,0	835594,0	848866,0	861716,0	872448,0
Экспорт мощности	тыс.кВт	2755,7	2755,7	2755,7	2760,7	2760,7	3060,7	3060,7
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	24583,0	25142,0	25634,0	26013,0	26382,0	26713,0	27011,0
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	150519,7	153807,7	156768,7	159008,7	161225,7	163541,7	165471,7
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	168388,5	174040,1	178218,6	178485,8	179518,0	178435,0	177664,0
АЭС	тыс.кВт	24266,0	25444,8	26813,6	27983,6	28816,6	28549,6	28259,6
ГЭС	тыс.кВт	19856,9	20271,9	20327,9	20410,0	20829,6	20829,6	20829,6
ТЭС	тыс.кВт	124256,0	128313,9	131067,5	130070,7	129850,2	129034,2	128553,2
ВИЭ	тыс.кВт	9,6	9,6	9,6	21,6	21,6	21,6	21,6
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	6518,0	6368,9	6192,3	6104,1	6118,7	7265,5	8415,5
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2336,2	7960,4	4485,4	1747,0	2792,4	1150,0	1150,0
Запертая мощность	тыс.кВт	1268,0	1144,0	1070,0	1044,0	1011,0	808,0	389,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	158266,3	158566,9	166470,9	169590,7	169596,0	169211,6	167709,6
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ (-) резервов	тыс.кВт	7746,6	4759,2	9702,2	10582,0	8370,3	5669,9	2237,9

Дополнительно сформирован вариант балансов мощности по ОЭС и ЕЭС России, скорректированный в части уменьшения заявленных объемов демонтажей генерирующего оборудования в соответствии с заключением Минэнерго России об отказе в выводе ряда генерирующих объектов из эксплуатации в размере в 3287,2 МВт (глава 5). В балансе учтены сроки изменения демонтажей (суммарной величиной 474 МВт) относительно сроков предлагаемых генерирующими компаниями по Богословской ТЭЦ, Серовской ГРЭС, Омской ТЭЦ-3, Омской ТЭЦ-4 в соответствии со сроками выполнения мероприятий по электросетевому строительству и вводу замещающих генерирующих мощностей, обеспечивающих возможность вывода существующего генерирующего оборудования из эксплуатации.

Баланс мощности по ЕЭС России к 2019 году по этому варианту складывается с превышением нормативного резерва мощности на 8669,2 МВт или 4,0% от спроса на мощность.

В варианте со скорректированным объемом вывода из эксплуатации генерирующих объектов балансы мощности по всем энергообъединениям, за исключением ОЭС Северо-Запада, складываются без дефицита нормативного резерва мощности.

Баланс мощности ОЭС Северо-Запада по этому варианту на уровне 2019 года складывается с дефицитом нормативного резерва мощности 1215 МВт или 5,7 % от спроса на мощность.

Сводные балансы мощности по ЕЭС России, а также ЕЭС России без ОЭС Востока и по Европейской зоне ЕЭС России представлены в таблицах 6.4 – 6.6, по энергообъединениям – в приложении № 14.

Таблица 6.4. Баланс мощности ЕЭС России с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации и заключения Минэнерго России об отказе в выводе генерирующих объектов из эксплуатации

	Ед. измер.	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	1033672,0	1057117,0	1080020,0	1103165,0	1123653,0	1139832,0	1153577,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,3	2,2	2,1	1,9	1,4	1,2
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	3614,0	4278,0	4278,0	4278,0	4278,0	4278,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	158792,0	162509,0	166054,0	168996,0	171468,0	173589,0	175679,0
Экспорт мощности	тыс.кВт	3660,7	3660,7	3660,7	3665,7	3665,7	3965,7	3965,7
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	32477,0	33253,0	33986,0	34607,0	35110,0	35533,0	35940,0
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	194929,7	199422,7	203700,7	207268,7	210243,7	213087,7	215584,7
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	228377,3	234898,9	240610,8	242136,0	242948,2	241918,7	241067,7
АЭС	тыс.кВт	24266,0	25444,8	26813,6	27983,6	28816,6	28549,6	28259,6
ГЭС	тыс.кВт	48468,3	48883,3	49104,3	49351,4	49776,0	49776,0	49776,0
ТЭС	тыс.кВт	155633,4	160561,2	164683,2	164779,4	164333,9	163571,4	163010,4
ВИЭ	тыс.кВт	9,6	9,6	9,6	21,6	21,6	21,6	21,6
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	14690,4	13226,1	13077,3	13030,4	12980,9	14124,8	15274,8
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2382,4	8240,4	4645,4	2137,0	2792,4	1363,0	1150,0
Запертая мощность	тыс.кВт	3000,0	2644,0	2297,0	1652,0	1011,0	808,0	389,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	208304,5	210788,5	220591,1	225316,6	226163,9	225622,9	224253,9
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	13374,8	11365,8	16890,4	18047,9	15920,2	12535,2	8669,2

Таблица 6.5. Баланс мощности ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации и заключения Минэнерго России об отказе в выводе генерирующих объектов из эксплуатации

	Ед. измер.	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	1000420,0	1022228,0	1043694,0	1064547,0	1082893,0	1098273,0	1111181,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,2	2,1	2,0	1,7	1,4	1,2
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	3614,0	4278,0	4278,0	4278,0	4278,0	4278,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	154090,0	157542,0	160761,0	163468,0	165811,0	167779,0	169771,0
Экспорт мощности	тыс.кВт	2980,7	2980,7	2980,7	2985,7	2985,7	3285,7	3285,7
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	31396,0	32111,0	32769,0	33336,0	33809,0	34197,0	34581,0
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	188466,7	192633,7	196510,7	199789,7	202605,7	205261,7	207637,7
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	219266,5	225788,1	231217,5	232078,7	232940,9	231894,9	231073,9
АЭС	тыс.кВт	24266,0	25444,8	26813,6	27983,6	28816,6	28549,6	28259,6
ГЭС	тыс.кВт	45128,3	45543,3	45604,3	45691,4	46116,0	46116,0	46116,0
ТЭС	тыс.кВт	149862,6	154790,4	158789,9	158382,1	157986,6	157207,6	156676,6
ВИЭ	тыс.кВт	9,6	9,6	9,6	21,6	21,6	21,6	21,6
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	14681,2	13216,9	13068,1	13021,2	12971,7	14118,5	15268,5
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2336,2	8240,4	4485,4	1867,0	2792,4	1150,0	1150,0
Запертая мощность	тыс.кВт	3000,0	2644,0	2297,0	1652,0	1011,0	808,0	389,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	199249,1	201686,9	211367,0	215538,5	216165,8	215818,4	214266,4
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ (-) резервов	тыс.кВт	10782,4	9053,2	14856,3	15748,8	13560,1	10556,7	6628,7

Таблица 6.6. Баланс мощности Европейской части ЕЭС России с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации и заключения Минэнерго России об отказе в выводе генерирующих объектов из эксплуатации

	Ед. измер.	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	787876,0	805315,0	821710,0	835594,0	848866,0	861716,0	872448,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,2	2,0	1,7	1,6	1,5	1,2
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	3614,0	4278,0	4278,0	4278,0	4278,0	4278,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	123181,0	125910,0	128379,0	130235,0	132083,0	133768,0	135400,0
Экспорт мощности	тыс.кВт	2755,7	2755,7	2755,7	2760,7	2760,7	3060,7	3060,7
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	24583,0	25142,0	25634,0	26013,0	26382,0	26713,0	27011,0
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	150519,7	153807,7	156768,7	159008,7	161225,7	163541,7	165471,7
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	168945,8	175150,4	179947,8	180804,0	181836,2	180790,2	180019,2
АЭС	тыс.кВт	24266,0	25444,8	26813,6	27983,6	28816,6	28549,6	28259,6
ГЭС	тыс.кВт	19856,9	20271,9	20327,9	20410,0	20829,6	20829,6	20829,6
ТЭС	тыс.кВт	124813,3	129424,2	132796,7	132388,9	132168,4	131389,4	130908,4
ВИЭ	тыс.кВт	9,6	9,6	9,6	21,6	21,6	21,6	21,6
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	6546,3	6434,0	6334,6	6289,7	6304,3	7451,1	8601,1
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2336,2	7960,4	4485,4	1747,0	2792,4	1150,0	1150,0
Запертая мощность	тыс.кВт	1268,0	1144,0	1070,0	1044,0	1011,0	808,0	389,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	158795,3	159612,1	168057,8	171723,3	171728,6	171381,2	169879,2
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ (-) резервов	тыс.кВт	8275,6	5804,4	11289,1	12714,6	10502,9	7839,5	4407,5

Наличие дополнительной резервной мощности может служить базой для проведения генерирующими компаниями программ по выводу из эксплуатации неэффективного и выработавшего свой ресурс генерирующего оборудования, а также для надежного функционирования ЕЭС в условиях формирующегося конкурентного рынка мощности и электрической энергии.

В рамках формирования генерирующими компаниями программ по выводу из эксплуатации неэффективного и выработавшего свой ресурс генерирующего оборудования рекомендуется дополнительно к выводу из эксплуатации оборудования, предложенного генерирующими компаниями, рассматривать вывод из эксплуатации оборудования, не соответствующего минимальным техническим требованиям для участия в КОМ.

Суммарный объем оборудования, не соответствующего минимальным техническим требованиям для участия в КОМ, составит на период до 2016 года

7853,9 МВт, включая запланированный собственниками вывод из эксплуатации генерирующего оборудования в объеме 1731,5 МВт (подробнее – в главе 5).

При этом для принятия решения о возможности вывода из эксплуатации оборудования необходимо учитывать следующие факторы:

- обеспечение надежного тепло- и энергоснабжения потребителей в соответствующем энергоузле (энергорайоне);
- необходимость продолжения эксплуатации распределительного устройства электростанции;
- обеспечение поддержания требуемых уровней напряжения (необходимость продолжения эксплуатации части генерирующего оборудования в режиме синхронных компенсаторов или обеспечения ввода новых сетевых элементов, позволяющих поддерживать требуемые режимы производства/потребления реактивной мощности);
- необходимость пересмотра ранее выданных технических условий на присоединение энергопринимающих устройств потребителей.

В случае реализации дополнительного вывода из эксплуатации генерирующих мощностей дополнительное снижение установленной мощности оценивается 2159,1 МВт (глава 5).

6.2 Балансы электрической энергии

Балансы электрической энергии по ЕЭС и ОЭС России рассчитаны для варианта развития генерирующих мощностей, учитывающего вводы и мероприятия по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации. Балансы электрической энергии сформированы с учетом следующих расчетных условий:

- потребность в электрической энергии по ЕЭС России формируется из величины электропотребления и прогнозируемого экспорта-импорта электрической энергии (сальдо экспорта-импорта) по энергообъединениям;
- выработка электрической энергии по ГЭС учтена среднесрочной величиной. Для ОЭС Сибири и Востока с большой долей ГЭС в структуре генерирующих мощностей выполнен также расчет на маловодные условия;
- выработка АЭС определена с учетом предложений ОАО «Концерн Росэнергоатом» по прогнозу выработки электрической энергии на действующих и новых АЭС в 2013 – 2019 годах;
- выработка экспортно-ориентированной Балтийской АЭС вместе с планируемыми соответствующими объемами экспорта электрической энергии не учитывается в балансе электрической энергии Калининградской области. При этом в балансе мощности Калининградской энергосистемы Балтийская АЭС учтена только величиной установленной мощности, а потребление на собственные и производственные нужды энергоблоков электростанции учтено в потреблении электрической энергии анклава.

Структура производства электрической энергии по ОЭС и ЕЭС России приведена в таблице 6.7.

Производство электрической энергии электростанциями ЕЭС России

относительно фактических величин 2012 года (1032,3 млрд. кВт.ч) возрастет на 140,3 млрд. кВт.ч (до 1172,6 млрд. кВт.ч) в 2019 году. Прирост выработки будет обеспечен на 6% от АЭС, на 73% – от ТЭС и на 21% – от ГЭС.

Таблица 6.7. Структура производства электрической энергии по ОЭС и ЕЭС России с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации

ОЭС	Единицы измерения	ПРОГНОЗ											
		2013 г.				2016 г.				2019 г.			
		АЭС	ГЭС	ТЭС	Всего	АЭС	ГЭС	ТЭС	Всего	АЭС	ГЭС	ТЭС	Всего
Северо-Запада	млрд. кВт.ч	27,3	12,7	60,3	100,3	31,1	12,7	63,7	107,5	27,7	12,7	66,6	107,0
	%	27,2	12,7	60,1	100,0	28,9	11,8	59,2	100,0	25,9	11,9	62,2	100,0
Центра	млрд. кВт.ч	89,2	3,4	156,3	248,8	95,8	4,4	160,7	260,9	86,9	4,4	180,3	271,5
	%	35,8	1,4	62,8	100,0	36,7	1,7	61,6	100,0	32,0	1,6	66,4	100,0
Средней Волги	млрд. кВт.ч	30,7	20,3	57,2	108,2	30,9	20,3	59,4	110,6	31,0	20,3	62,4	113,7
	%	28,4	18,8	52,9	100,0	27,9	18,3	53,7	100,0	27,3	17,8	54,9	100,0
Юга	млрд. кВт.ч	15,4	20,6	48,8	84,8	23,1	21,0	54,2	98,2	31,0	21,9	51,6	104,5
	%	18,1	24,3	57,6	100,0	23,5	21,4	55,1	100,0	29,7	20,9	49,4	100,0
Урала	млрд. кВт.ч	4,3	5,0	252,8	262,1	10,8	5,0	260,7	276,6	9,8	5,0	279,3	294,1
	%	1,6	1,9	96,4	100,0	3,9	1,8	94,3	100,0	3,3	1,7	95,0	100,0
Европейская часть ЕЭС	млрд. кВт.ч	166,8	62,0	575,4	804,2	191,7	63,4	598,6	853,8	186,3	64,3	640,2	890,9
	%	20,7	7,7	71,5	100,0	22,5	7,4	70,1	100,0	20,9	7,2	71,9	100,0
Сибири	млрд. кВт.ч	0,0	99,5	111,6	211,1	0,0	107,6	117,9	225,5	0,0	107,6	127,7	235,3
	%	0,0	47,1	52,9	100,0	0,0	47,7	52,3	100,0	0,0	45,7	54,3	100,0
Востока	млрд. кВт.ч	0,0	11,3	25,0	36,3	0,0	11,6	31,0	42,6	0,0	12,9	33,5	46,4
	%	0,0	31,0	69,0	100,0	0,0	27,2	72,8	100,0	0,0	27,8	72,2	100,0
ЕЭС России, всего	млрд. кВт.ч	166,8	172,8	712,0	1051,5	191,7	182,7	747,6	1122,0	186,3	184,8	801,4	1172,6
	%	15,9	16,4	67,7	100,0	17,1	16,3	66,6	100,0	15,9	15,8	68,3	100,0

Укрупненная структура изменения производства электрической энергии в ЕЭС России по типам электростанций в рассматриваемый период приведена в таблице 6.8 и рисунке 6.1.

Таблица 6.8. Укрупнённая 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 2012 г.	Прирост за 2013-2019 годы	Выработка электрической энергии 2019 г.
Всего, в т.ч.	млрд. кВт.ч	1032,27	140,3	1172,57
	%	100,0	100,0	100,0
АЭС	млрд. кВт.ч	177,45	8,88	186,33
	%	17,2	6,3	15,9
ГЭС	млрд. кВт.ч	155,36	29,48	184,84
	%	15,0	21,0	15,8
ТЭС	млрд. кВт.ч	699,46	101,94	801,4
	%	67,8	72,7	68,3

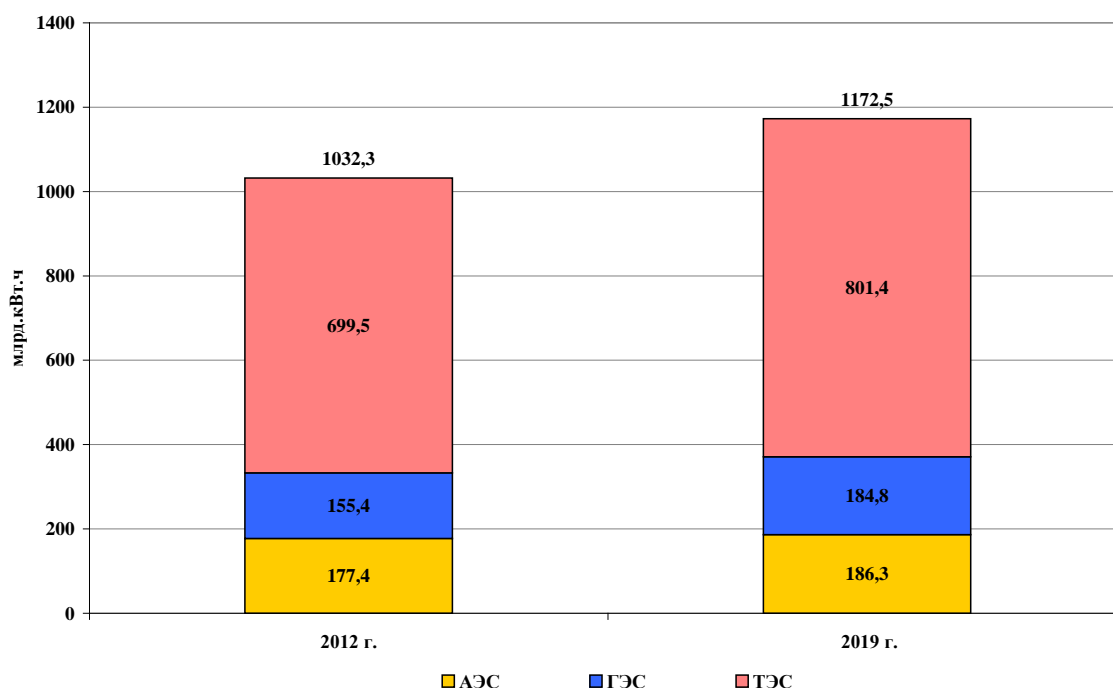


Рисунок 6.1. Укрупнённая структура производства электрической энергии в ЕЭС России с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации

В прогнозируемой структуре производства электрической энергии по ЕЭС России доля ТЭС увеличится с 67,8% в 2012 году до 68,3% в 2019 году, доля ГЭС –

с 15% до 15,8%, доля АЭС снизится с 17,2% до 15,9% (таблица 6.8).

По энергообъединениям прогнозируется следующая динамика изменения структуры производства электрической энергии за период с 2012 по 2019 год:

- в ОЭС Северо-Запада прогнозируемое развитие АЭС приведет к снижению доли выработки АЭС на 6,9% (с 32,8% в 2012 году до 25,9% к 2019 году) с соответствующим увеличением доли ТЭС – с 54,3% до 62,2%;
- в ОЭС Центра прирост выработки на ТЭС связан с ростом потребности региона в электрической энергии и необходимостью компенсации вывода из эксплуатации ряда блоков АЭС. При этом доля ТЭС увеличится с 61,1% в отчетном 2012 году до 66,4% в 2019 году. Снижение доли АЭС оценивается 5,5% (с 37,5% в отчетном 2012 году до 32,0% в 2019 году);
- в ОЭС Средней Волги прирост производства электрической энергии будет обеспечен от ТЭС, долевое участие которых возрастет с 51,3% (56,5 млрд. кВт.ч) в 2012 году до 54,9% (62,4 млрд. кВт.ч) в 2019 году;
- в ОЭС Юга прирост производства электрической энергии на АЭС за рассматриваемый период составит 15,3 млрд. кВт.ч (с 19,8% в 2012 году до 29,7% в 2019 году). Долевое участие ТЭС снизится с 56,2% в 2012 году до 49,4% в 2019 году при росте абсолютной величины выработки ТЭС с 44,7 млрд. кВт.ч до 51,6 млрд. кВт.ч;
- в ОЭС Урала доля АЭС в производстве электрической энергии с расширением Белоярской АЭС увеличится с 1,6% (4,3 млрд. кВт.ч) в 2012 году до 3,3% (9,8 млрд. кВт.ч) в 2019 году с соответствующим снижением доли ТЭС (96,4% в 2012 году до 95,0% в 2019 году);
- в ОЭС Сибири долевое участие ГЭС с вводом Богучанской ГЭС и восстановлением Саяно-Шушенской ГЭС увеличится с 40,3% в 2012 году до 45,7% в 2019 году;
- в ОЭС Востока доля ТЭС в рассматриваемый период увеличится с 66,2% в 2012 году до 72,2% в 2019 году.

В условиях маловодного года снижение выработки ГЭС ОЭС Сибири оценивается 10-12 млрд. кВт.ч, ГЭС ОЭС Востока – около 4 млрд. кВт.ч, что потребует дополнительной выработки на тепловых электростанциях соответствующих объемов электрической энергии (приложение № 15).

В целом по ЕЭС России баланс электрической энергии в 2013 – 2019 годах обеспечивается при следующем годовом числе часов использования установленной мощности АЭС и ТЭС (таблица 6.9, с округлением):

Таблица 6.9. 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 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
АЭС	7125	7020	6870	6040	6260	6850	6690	6580	6590
ТЭС	4630	4610	4590	4710	4630	4630	4760	4900	5020

Годовая загрузка ТЭС для обеспечения баланса электрической энергии характеризуется числом часов использования установленной мощности, которое в ЕЭС России в период до 2019 года изменяется в диапазоне 4600-5000 часов/год.

При этом в ОЭС Северо-Запада число часов использования установленной мощности ТЭС будет составлять порядка 4100-4500 часов/год, в ОЭС Центра – 4100-4600 часов/год, в ОЭС Юга – 4100-4500 часов/год, в ОЭС Средней Волги – 3800-4300 часов/год, в ОЭС Урала – 5300-5800 часов/год, в ОЭС Сибири – 4500-5100 часов/год и в ОЭС Востока – 4300-5300 часов/год.

В приложении № 15 представлены перспективные балансы электрической энергии по ОЭС и ЕЭС России на 2013 – 2019 годы, баланс электрической энергии по ЕЭС России – в таблице 6.10. Кроме того, в приложении № 16 приведены данные по региональной структуре перспективных балансов электрической энергии на 2013 – 2019 годы.

Таблица 6.10. Баланс электрической энергии ЕЭС России с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Потребление электрической энергии	млрд. кВт.ч	1033,67	1057,12	1080,02	1103,17	1123,65	1139,83	1153,58
в том числе заряд ГАЭС	млрд. кВт.ч	2,58	3,61	4,28	4,28	4,28	4,28	4,28
Экспорт	млрд. кВт.ч	17,84	18,86	18,89	18,79	18,79	18,99	18,99
Потребность	млрд. кВт.ч	1051,51	1075,98	1098,91	1121,96	1142,45	1158,83	1172,57
Производство электрической энергии - всего	млрд. кВт.ч	1051,51	1075,98	1098,91	1121,96	1142,45	1158,83	1172,57
ГЭС	млрд. кВт.ч	172,76	176,46	182,27	182,65	183,01	184,81	184,81
АЭС	млрд. кВт.ч	166,77	153,73	167,75	191,72	192,88	187,85	186,33

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
ТЭС	млрд. кВт.ч	711,97	745,79	748,89	747,58	766,53	786,14	801,40
ВИЭ	млрд. кВт.ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,03	0,03	0,03
Установленная мощность - всего	МВт	227745,0	232724,6	237774,6	238710,8	239698,0	238631,5	237780,5
ГЭС	МВт	48468,3	48883,3	49104,3	49351,4	49776,0	49776,0	49776,0
АЭС	МВт	24266,0	25444,8	26813,6	27983,6	28816,6	28549,6	28259,6
ТЭС	МВт	155001,1	158386,9	161847,0	161354,2	161083,7	160284,2	159723,2
ВИЭ	МВт	9,6	9,6	9,6	21,6	21,6	21,6	21,6
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	6873	6042	6256	6851	6693	6580	6594
ТЭС	час/год	4593	4709	4627	4633	4759	4905	5017

Выводы.

1. В обеспечении балансов мощности может участвовать мощность электростанций ЕЭС России в размере 207700,5 МВт на уровне 2013 года и 221157,3 МВт на уровне 2019 года, что превышает спрос на мощность на 5572,6-14877,3 МВт в рассматриваемый период (порядка 2,6-7,2% от прогнозируемого спроса).

2. Баланс мощности по ЕЭС России без ОЭС Востока в период до 2019 года складывается с избытком нормативного резерва мощности в размере 3573,1 – 12619,2 МВт, что составляет 1,7 – 6,3% от спроса на мощность.

3. Баланс мощности по всем ОЭС на период до 2019 года показывает отсутствие непокрываемых дефицитов мощности. Имеющий место в отдельные годы дефицит нормативного резерва мощности в ряде ОЭС покрывается за счет перетоков по электрическим связям из соседних ОЭС. 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. Производство электрической энергии электростанциями ЕЭС России относительно фактических величин 2012 года (1032,3 млрд. кВт.ч) возрастет на 140,3 млрд. кВт.ч (до 1172,6 млрд. кВт.ч) в 2019 году. Прирост выработки будет обеспечен на 6% от АЭС, на 73% – от ТЭС и на 21% – от ГЭС.

5. В прогнозируемой структуре производства электрической энергии по ЕЭС России доля ТЭС увеличится с 67,8% в 2012 году до 68,3% в 2019 году, доля ГЭС – с 15% до 15,8%, доля АЭС снизится с 17,2% до 15,9%.

6. Годовая загрузка электростанций для обеспечения баланса электрической энергии характеризуется числом часов использования установленной мощности, которое в ЕЭС России в период до 2019 года изменяется в диапазоне 4600 – 5000 часов/год по тепловым электростанциям и 6000 – 6900 часов/год по атомным

электростанциям. При этом в ОЭС Северо-Запада число часов использования установленной мощности ТЭС будет составлять порядка 4100-4500 часов/год, в ОЭС Центра – 4100-4600 часов/год, в ОЭС Юга – 4100-4500 часов/год, в ОЭС Средней Волги – 3800-4300 часов/год, в ОЭС Урала – 5300-5800 часов/год, в ОЭС Сибири – 4500-5100 часов/год и в ОЭС Востока – 4300-5300 часов/год.

	ПРОГНОЗ						
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
в топливе, %							
Газ	71,2	71,6	71,9	71,4	71,4	71,6	71,8
Нефтепродукты	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Прочее топливо	3,0	2,9	2,9	2,9	2,9	2,8	2,8
Уголь	24,9	24,5	24,3	24,7	24,8	24,6	24,4

* тут – тонны условного топлива

Потребность в топливе ТЭС ЕЭС России увеличивается с 302,8 млн.тут в 2011 году до 328,9 млн.тут в 2019 году, в том числе: в газе – с 214,2 млн.тут до 236,2 млн.тут, в угле – с 75,4 млн.тут до 80,4 млн.тут. Потребность в нефтепродуктах снизится с 3,9 млн.тут в отчетном 2011 году до 3,1-3,2 млн.тут в период 2013 – 2019 годов. Потребность в прочем топливе прогнозируется на уровне 9,0 – 9,1 млн.тут.

Прирост потребности ТЭС в топливе к 2019 году составит 26,1 млн.тут или 8,6% по отношению к 2011 году. При этом удельные расходы топлива на отпущенную электрическую энергию будут снижаться с 332,0 г/кВт.ч в 2011 году до 310,3 г/кВт.ч в 2019 году.

Структура топлива в течение всего рассматриваемого периода практически не меняется. Основным видом топлива в ЕЭС России является природный газ, его доля составляет 71-72%.

При маловодных условиях с гарантированной выработкой на ГЭС ОЭС Сибири и ОЭС Востока потребуется дополнительное топливо для покрытия прогнозируемого уровня электропотребления (таблица 7.3).

Таблица 7.3. Потребность тепловых электростанций в дополнительном топливе при маловодных условиях в 2013 – 2019 годах, млн. тут

	ПРОГНОЗ						
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
ОЭС Урала	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,5
ОЭС Сибири	3,2	3,5	3,7	3,7	3,4	3,4	3,1
ОЭС Востока	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1

Прогноз потребности тепловых электростанций в различных видах органического топлива по ОЭС приведен в таблице 7.4.

Таблица 7.4. Потребность тепловых электростанций в органическом топливе по ОЭС в 2013 – 2019 годах

ОЭС	Годы	Расход топлива, тыс.тут	Газ, тыс.тут	Нефтепродукты, тыс.тут	Прочее топливо, тыс.тут	Уголь, тыс.тут
ОЭС Северо-Запада	2013	26828	21704	960	1872	2292
	2014	27646	22487	954	1876	2330
	2015	27743	22448	942	1880	2473
	2016	27948	22553	946	1883	2566
	2017	27882	22463	942	1889	2588
	2018	28471	22974	957	1892	2649
	2019	28913	23406	966	1894	2647
ОЭС Центра	2013	63830	56403	410	2817	4200

ОЭС	Годы	Расход топлива, тыс.тут	Газ, тыс.тут	Нефте-топливо, тыс.тут	Прочее топливо, тыс.тут	Уголь, тыс.тут
	2014	66696	59128	404	2819	4345
	2015	65605	58152	343	2816	4294
	2016	62702	55400	323	2816	4163
	2017	64184	56806	331	2816	4231
	2018	67053	59565	343	2816	4329
	2019	69301	61653	355	2819	4474
ОЭС Средней Волги	2013	30084	29438	589	53	5
	2014	30827	30174	594	55	5
	2015	30690	30039	592	54	5
	2016	30581	29931	591	54	5
	2017	30545	29967	520	53	5
	2018	30600	30021	520	53	5
	2019	31620	31028	533	53	5
ОЭС Юга	2013	18700	16926	104	26	1644
	2014	20356	18563	190	23	1579
	2015	20138	18368	56	6	1708
	2016	20034	17999	56	6	1973
	2017	20012	18011	55	6	1940
	2018	20055	18045	55	6	1949
	2019	19127	17266	55	6	1801
ОЭС Урала	2013	100671	85707	282	2102	12580
	2014	102964	87970	287	2105	12602
	2015	101226	87433	302	2069	11422
	2016	99330	86970	297	2066	9997
	2017	101447	89039	302	2055	10050
	2018	103258	90948	304	2058	9948
	2019	104791	92389	313	2061	10028
ОЭС Сибири	2013	54217	4346	524	2168	47180
	2014	54944	4135	518	2214	48077
	2015	54853	4511	622	2181	47539
	2016	56597	4642	629	2203	49123
	2017	58524	4965	639	2248	50672
	2018	59536	5057	645	2267	51566
	2019	60308	5102	658	2289	52260
ОЭС Востока	2013	11740	3317	248	0	8175
	2014	12801	4063	255	0	8482
	2015	13320	4393	256	0	8671
	2016	14030	4872	256	0	8902
	2017	14699	5391	257	0	9051
	2018	14557	5151	255	0	9151
	2019	14798	5379	249	0	9170

Выводы.

1. При заданных уровнях электропотребления потребность в органическом топливе тепловых электростанций ЕЭС России увеличивается с 302,8 млн.тут в 2011 году до 328,9 млн.тут в 2019 году (на 8,6%). Структура топлива на прогнозируемый период 2013 – 2019 годов практически не меняется и основную его долю составляет газ (71 – 72%).

2. Удельные расходы топлива на отпущенную электрическую энергию будут снижаться в среднем по ЕЭС России с 332,0 г/кВт.ч в 2011 году до 310,3 г/ кВт.ч в 2019 году.

8. Развитие магистральных и распределительных сетей с учетом требований по обеспечению регулирования (компенсации) реактивной электрической мощности на 2013 – 2019 годы

Развитие электрической сети напряжением 220 кВ и выше ЕЭС России в период 2013 – 2019 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;
- выдача «запертой» мощности существующих электростанций;
- снятие сетевых ограничений в существующей электрической сети, а также исключение возможности появления «узких мест» на перспективу из-за изменения структуры сети и электростанций;
- развитие межсистемных связей для обеспечения эффективной работы ЕЭС России в целом;
- обеспечение запланированных поставок мощности и электрической энергии на экспорт/импорт;
- 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 2013 – 2019 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 ОАО «ФСК ЕЭС».

При определении объемов вводов объектов электросетевого хозяйства в период до 2017 года за основу приняты материалы инвестиционных программ (или их проекты) ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Холдинг МРСК», а также иных сетевых компаний, которые предусматривают ввод электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше.

В период 2013 – 2019 годов намечается сооружение основных объектов электросетевого хозяйства, обеспечивающих выдачу мощности следующих электростанций:

АЭС: Балтийской АЭС, Ленинградской АЭС-2, Калининской АЭС, Нововоронежской АЭС-2, Ростовской АЭС, Балаковской АЭС, Нижегородской

АЭС, Белоярской АЭС-2.

В ОЭС Северо-Запада для выдачи мощности Ленинградской АЭС-2 предусматривается сооружение заходов ВЛ 750 кВ Ленинградская АЭС – ПС Ленинградская на открытое распределительное устройство (ОРУ) 750 кВ Ленинградской АЭС-2, а также сооружение новой ВЛ 750 кВ ЛАЭС-2 – ПС Ленинградская, сооружение трех ВЛ 330 кВ, сооружение передачи постоянного тока напряжением ± 300 кВ ЛАЭС-2 – Выборг пропускной способностью 1000 МВт.

При этом, учитывая планы ОАО «Концерн Росэнергоатом» по ускоренному выводу из эксплуатации всех четырех энергоблоков Ленинградской АЭС до 2018 года и, как следствие, снижение максимальной выдаваемой мощности обеих АЭС, необходимо актуализировать технические решения по схеме выдачи мощности Ленинградской АЭС-2 в части возможного уменьшения объемов сетевого строительства.

- ТЭС: Киришской ГРЭС, ТЭЦ–12 ОАО «Мосэнерго», ТЭЦ–16 ОАО «Мосэнерго», ТЭЦ–20 ОАО «Мосэнерго», ГТЭС Варшавская (Щербинка), Череповецкой ГРЭС, Владимирской ТЭЦ-2, Хуадянь-Тенинской ТЭЦ, Кудепстинской ТЭС, Джубгинской ТЭС, ПГУ на территории Центральной котельной г. Астрахани, Ставропольской ГРЭС, Новогорьковской ТЭЦ, Нижневартовской ГРЭС, Няганской ГРЭС, Южно-Уральской ГРЭС-2, Челябинской ГРЭС, Ново-Салаватской ПГУ, Серовской ГРЭС, Березовской ГРЭС-1, Кузнецкой ТЭЦ, ТЭС ЗАО «ВНХК»;

- ГЭС и ГАЭС: Загорской ГАЭС-2, Зарамагской ГЭС, Зеленчукской ГЭС-ГАЭС, Богучанской ГЭС, Нижнебурейской ГЭС.

Развитие электрических сетей 750 кВ предусматривается в Европейской части ЕЭС России.

Для усиления межсистемной связи ОЭС Северо-Запада и ОЭС Центра намечается строительство ВЛ 750 кВ Ленинградская – Белозерская.

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 Средней Волги, ОЭС Урала, ОЭС Сибири и ОЭС Востока, а также развития межсистемных связей.

Ниже представлены наиболее значимые вводы электросетевых объектов в период до 2019 года:

- в ОЭС Центра: вторая ВЛ 500 кВ Грибово – Дорохово, ВЛ 500 кВ Дорохово – Панино с сооружением ПП 500 кВ Панино – для выдачи мощности Калининской АЭС; ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-2 – Елецкая (Борино), вторая ВЛ 500 кВ Нововоронежской АЭС-2 – Старый Оскол – для выдачи мощности Нововоронежской АЭС-2; две ВЛ 500 кВ Загорская ГАЭС-2 – Ярцево с ПС 500 кВ Ярцево, вторая ВЛ 500 кВ Загорская ГАЭС-2 – Трубино – для выдачи мощности Загорской ГАЭС-2; комплексное технической перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ: Чагино, Ногинск, Пахра, Трубино; ПС 500 кВ Каскадная с заходами ВЛ 500 кВ Чагино – Ногинск, переключательный пункт (ПП) 500 кВ Ожерелье с заходами ВЛ 500 кВ Чагино – Михайловская и участком ВЛ 750 кВ отв. Кашира – ПП Ожерелье, ОРУ 220 кВ на ПС 750 кВ Белый Раст с установкой АТ 500/220 кВ, ПС 500 кВ Бутырки с кабельной линией (КЛ) 500 кВ Бескудниково – Бутырки – для повышения

надёжности электроснабжения потребителей Москвы и Московской области; ПС 500 кВ Софьино с заходами ВЛ 500 кВ Дорохово – Панино – для обеспечения возможности подключения потребителей новой территории г. Москвы; ПС 500 кВ Обнинская с заходами ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Калужская и ВЛ 500 кВ Дорохово – Обнинская – для повышения надёжности электроснабжения существующих и обеспечения возможности присоединения новых потребителей в северной части Калужской области; ПС 500 кВ Белобережская с заходами ВЛ 500 кВ Новобрянская – Елецкая – для повышения надёжности электроснабжения потребителей Брянской области; установка третьего АТ 500/110 кВ на ПС 500 кВ Старый Оскол – для электроснабжения Стойленского ГОК;

– в ОЭС Юга: вторая ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецкая и ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Ростовская – для выдачи мощности энергоблоков № 3 и № 4 Ростовской АЭС; ВЛ 500 кВ Невинномысск – Моздок с ПС 500 кВ Моздок – для усиления электрической сети ОЭС Юга в направлении Дагестанской и Северокавказской энергосистем; ВЛ 500 кВ Ростовская – Андреевская с ПС 500 кВ Андреевская и заходами ВЛ 500 кВ Тихорецк – Кубанская – для повышения пропускной способности сети между энергосистемами Ростовской области и Краснодарского края с Республикой Адыгея, а также для усиления питания электрических сетей в районе г. Краснодара; ВЛ 500 кВ Ростовская – Шахты – для повышения надёжности электроснабжения потребителей энергосистемы Ростовской области; ПС 500 кВ Бужора с питающей ВЛ 500 кВ Кубанская – Бужора и ВЛ 500 кВ Бужора – Андреевская для обеспечения присоединения новых потребителей в юго-западном районе энергосистемы Краснодарского края; ПС 500 кВ Вардане с переводом ВЛ Центральная – Вардане на номинальное напряжение 500 кВ, ВЛ 500 кВ Невинномысск – распределительный пункт (РП) Новосвободный и ВЛ 500 кВ РП Новосвободный – Черноморская с ПС 500 кВ Черноморская – для обеспечения надёжного электроснабжения потребителей Сочинского энергорайона;

– в ОЭС Средней Волги: ПС 500 кВ Баташево с ВЛ 500 кВ Баташево-Владимирская – для обеспечения возможности присоединения новых потребителей в Выксунском энергоузле; ВЛ 500 кВ Нижегородская АЭС – Баташево и заход ВЛ 500 кВ Радуга – Арзамасская на Нижегородскую АЭС – для выдачи мощности блока № 1 Нижегородской АЭС; ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Нижегородская – для повышения надёжности электроснабжения потребителей Нижегородского энергоузла и г. Нижнего Новгорода, транзит 500 кВ Балаковская АЭС – Ключики – Пенза-П - для обеспечения возможности выдачи избытков мощности Балаково-Саратовского энергоузла и повышения надёжности электроснабжения потребителей Пензенского энергоузла; ПС 500 кВ Елабуга – для внешнего электроснабжения потребителей свободной экономической зоны (СЭЗ) «Алабуга» и промышленных потребителей г. Нижнекамска;

– в ОЭС Урала: заходы ВЛ 500 кВ Южная – Шагол на Белоярскую АЭС-2, заходы ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС – Козырево на ПП 500 кВ Исеть, ВЛ 500 кВ Белоярская АЭС-2 – Исеть с ПП 500 кВ Исеть – для выдачи мощности Белоярской АЭС-2; шлейфовый заход ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Шагол на распределительное устройство Южноуральской ГРЭС-2 – для выдачи мощности ЮУГРЭС-2; ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Приваловская – для повышения

надежности электроснабжения потребителей Кропачево-Златоустовского энергоузла; вторая цепь ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС – Белозерная – для выдачи мощности Нижневартовской ГРЭС; ПС 500 кВ Преображенская с заходами ВЛ 500 кВ Газовая – Красноармейская – для повышения надежности электроснабжения потребителей Западного энергорайона Оренбургской области и увеличения пропускной способности межсистемного сечения Запад-Урал; ВЛ 500 кВ Трачуковская – Кирилловская – для повышения надежности электроснабжения потребителей Когалымского и Ноябрьского энергоузлов; ПС 500 кВ Святогор с заходами ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Магистральная – для повышения надежности электроснабжения электроустановок ОАО «НК «Роснефть»;

– в ОЭС Сибири: две ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Ангара, ПС 500 кВ Ангара, ВЛ 500 кВ Ангара – Озёрная, ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Озёрная – для выдачи мощности Богучанской ГЭС; третья ВЛ 500 кВ Березовская ГРЭС-1 – Итатская – для выдачи мощности Березовской ГРЭС-1; ВЛ 500 кВ Алюминиевая – Абакан – Итатская – для повышения надежности электроснабжения Саянского и Хакасского алюминиевых заводов; ПС 500 кВ Енисей – для повышения надежности электроснабжения потребителей г. Красноярска, ПС 500 кВ Восход – для повышения надежности электроснабжения потребителей Омской области; ВЛ 500 кВ Енисей – Итатская, ВЛ 500 кВ Енисей – Камала – для повышения надежности транзита Красноярск-Иркутск; перевод на номинальное напряжение ВЛ 500 кВ Ключи – Гусиноозерская – ПП Петровск-Забайкальский – Чита с сооружением ПП 500 кВ Петровск-Забайкальский, ОРУ 500 кВ на ПС Чита, ПС 500 кВ Гусиноозерская с заходами ВЛ 500 кВ Ключи – ПП Петровск-Забайкальский – для увеличения пропускной способности транзита Иркутск-Бурятия – Чита; ПС 500 кВ Усть-Кут, ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская с ПС 500 кВ Нижнеангарская – для повышения надежности электроснабжения потребителей энергосистемы Иркутской области и зоны БАМа; ПС 500 кВ Озерная с ВЛ 500 кВ Тайшет – Озёрная 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 пропускной способности межсистемного транзита; ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Амурская (вторая ВЛ) и ВЛ 500 кВ Зейская – Амурская (вторая ВЛ) – для повышения надежности выдачи мощности Бурейской и Зейской ГЭС.

В 2013 – 2019 годах намечается усиление следующих межсистемных сечений путем сооружения новых линий электропередачи напряжением 500 кВ:

– Урал – Средняя Волга, Центр за счет сооружения ВЛ 500 кВ Помары – Удмуртская и ВЛ 500 кВ Газовая – Красноармейская;

– Сибирь – Урал за счет сооружения ВЛ 500 кВ Восход – Ишим (Витязь) – Курган и ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская.

Электрическая сеть 330 кВ будет продолжать выполнять системообразующие функции и обеспечивать выдачу мощности крупных электростанций в западной части ОЭС Центра, в ОЭС Северо-Запада и ОЭС Юга.

В ОЭС Северо-Запада предусматривается строительство электрической сети напряжением 330 кВ для выдачи первых энергоблоков Ленинградской АЭС-2 и Балтийской АЭС. Продолжается усиление транзита 330 кВ из энергосистемы

Мурманской области в энергосистему Ленинградской области за счет сооружения ВЛ 330 кВ Лоухи – РП Путкинский – РП Ондский – Петрозаводская – Тихвин. Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей Псковской области намечается сооружение ВЛ 330 кВ Новосokolьники – Талашкино.

В ОЭС Центра предусматривается сооружение ПС 330 кВ Тверь с заходами ВЛ 330 кВ Конаковская ГРЭС – Калининская – для обеспечения возможности присоединения новых потребителей Тверского энергоузла, установка дополнительного АТ 330/220 кВ на ПС 330 кВ Железнодорожск – для повышения надежности электроснабжения потребителей Орловской и Брянской областей.

В ОЭС Юга предусматривается сооружение ВЛ 330 кВ Зеленчукская ГЭС-ГАЭС – Черкесск для выдачи мощности Зеленчукской ГЭС-ГАЭС; сооружение заходов ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 на Зарамагскую ГЭС-1 для выдачи ее мощности; ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 – для усиления электрической сети 330 кВ в направлении Северокавказской и Дагестанской энергосистем; сооружение ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС – Чирюрт повысит надежность работы основной электрической сети 330 кВ энергосистемы Республики Дагестан и надежность выдачи мощности Ирганайской ГЭС; ВЛ 330 кВ Артём – Дербент – для повышения надежности электроснабжения потребителей юга Дагестанской энергосистемы; строительство ПС 330 кВ Сунжа с заходами ВЛ 330 кВ Моздок – Артём для повышения надежности электроснабжения потребителей Чеченской республики; ПС 330 кВ Заводская – для внешнего электроснабжения потребителей Армавирского электрометаллургического завода; ввод новых ПС 330 кВ Ильенко, Кизляр, Алагир и ВЛ 330 кВ для присоединения их к энергосистеме также повысит надежность электроснабжения потребителей ОЭС Юга в зоне влияния этих ПС.

Начиная с 2013 года, предполагается объединение на совместную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока за счет установки вставок несинхронной связи (далее – ВНС) проходной мощностью ± 200 МВт на ПС 220 кВ Могоча (ОЭС Сибири) и на ПС 220 кВ Хани (2019 год) с подвеской второй цепи ВЛ 220 кВ Тында – Чара (ОЭС Востока).

Основные тенденции в развитии электрических сетей 220 кВ будут состоять в усилении распределительных функций и обеспечении выдачи мощности электростанций. В изолированных энергосистемах Дальнего Востока, а также энергосистемах Архангельской области и Республики Коми электрические сети 220 кВ будут выступать в качестве основной электрической сети.

В ОЭС Северо-Запада предполагается сооружение вторых ВЛ 220 кВ на одноцепном транзите Печорская ГРЭС – Ухта – Микунь – Заовражье; второй ВЛ 220 кВ Петрозаводская – Суоярви; второй ВЛ 220 кВ Микунь – Сыктывкар с расширением ПС 220 кВ Сыктывкар.

В ОЭС Центра намечается сооружение ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС-2 – Бутурлиновка с ПС 220 кВ Бутурлиновка – для выдачи мощности Нововоронежской АЭС-2; ВЛ 220 кВ Бутурлиновка – Придонская – для повышения надежности электроснабжения потребителей Воронежской области; ВЛ 220 кВ Грибово – Победа для повышения надежности электроснабжения потребителей Ржевско-Нелидовского энергоузла Тверской области; ПС 220 кВ Казинка с заходами двух цепей ВЛ 220 кВ Липецкая – Metallургическая – для электроснабжения особой экономической зоны «Липецк»; ВЛ 220 кВ Восток – Дровнино – для повышения надежности электроснабжения потребителей

восточной части Смоленской области; тяговые ПС 220 кВ: Селезни, Турмасово, Калаис – для электрификации участка железной дороги Ртищево-Кочетовка; значительное усиление электрической сети напряжением 220 кВ предусматривается в Московском регионе, в том числе сооружение ПС 220 кВ Союз (Смирново) и ПС 220 кВ Минская – для электроснабжения инновационного центра «Сколково».

В ОЭС Юга развитие электрической сети 220 кВ предусматривается для выдачи мощности Джубгинской и Кудепстинской ТЭС, Центральной Котельной в г. Астрахани, питания крупных предприятий и нагрузочных узлов: ввод в эксплуатацию ВЛ 220 кВ РП Волгодонск – ГОК и перевод на номинальное напряжение ВЛ 110 кВ Заливская – ГОК для электроснабжения ООО «ЕвроХим-ВолгаКалий», сооружение ПС 220 кВ НПС-7 с заходами ВЛ 220 кВ Брюховецкая – Витаминкомбинат для электроснабжения ЗАО «Каспийский трубопроводный консорциум-Р», ПС 220 кВ Генеральская с питающими ВЛ 220 кВ для электроснабжения потребителей ООО «КЭСК» в г. Ростове; вторая ВЛ 220 кВ Кубанская – Кирилловская с ПС 220 кВ НЦЗ Горный – для внешнего электроснабжения Новороссийского цементного завода, ПС 220 кВ Восточная промзона с заходами 2-х ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Витаминкомбинат, ПС 220 кВ Тамань с заходами ВЛ 220 кВ Бужора – Вышестеблиевская – для внешнего электроснабжения потребителей Таманского полуострова, ПС 220 кВ Западный обход с ВЛ 220 кВ Андреевская – Западный обход и Афипская – Западный обход.

В ОЭС Средней Волги развитие электрической сети 220 кВ, в основном, предусматривается в Нижегородском энергоузле (Борская – Семеновская, Семеновская – Узловая), Нижнекамском энергоузле (ВЛ 220 кВ для внешнего электроснабжения нефтехимического и нефтеперерабатывающих заводов (НХ и НПЗ) в г. Нижнекамске. Кроме этого предусматривается локальное развитие электрической сети 220 кВ в остальных энергосистемах ОЭС Средней Волги.

В ОЭС Урала намечается ввести заходы одной цепи ВЛ 220 кВ Белоярская АЭС-Каменская на Белоярскую АЭС-2 – для выдачи мощности Белоярской АЭС-2; ВЛ 220 кВ Няганская ГРЭС – Картопля – для выдачи мощности Няганской ГРЭС; заходы ВЛ 220 кВ Сосьва – Краснотурьинск на Серовскую ГРЭС – для выдачи мощности Серовской ГРЭС; заходы ВЛ 220 кВ Цинковая – Новометаллургическая и ВЛ 220 кВ Шагол – Новометаллургическая на сооружаемое РУ 220 кВ Челябинской ГРЭС – для выдачи мощности Челябинской ГРЭС; ВЛ 220 кВ Лебяжье – Дубники – для повышения надежности электроснабжения потребителей Южного энергорайона энергосистем Кировской области и Республики Марий Эл ОЭС Средней Волги; для внешнего электроснабжения трубопроводной системы «Заполярье – Пурпе» предполагается сооружение ПС 220 кВ Ермак с заходом одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Мангазея, ВЛ 220 кВ Исконная – Ермак, ПС 220 кВ Славянская с ВЛ 220 кВ Ермак – Славянская; для внешнего электроснабжения трубопроводной системы «Пурпе – Самотлор» предполагается сооружение ПС 220 кВ Андреевская с ВЛ 220 кВ Янга-Яха – Андреевская-1,2, а также ПС 220 кВ Невская с заходом одной цепи ВЛ 220 кВ Варьеган – Мачтовая.

В ОЭС Сибири намечается ввод ВЛ 220 кВ Татаурово – Горячинская – Баргузин, ПС 220 кВ Горячинская, ПС 220 кВ Баргузин – для электроснабжения курортной зоны на оз. Байкал; ВЛ 220 кВ Харанорская ГРЭС – Бугдаинская –

Быстринская – для электроснабжения ГОК; ВЛ 220 кВ Пеледуй – Чертово Корыто – Сухой Лог – Артемовская – Мамакан – для электроснабжения месторождений золота «Сухой Лог» и «Чертово Корыто»; две ВЛ 220 кВ Никольская – Рассоха с ПС 220 кВ Никольская, ПС 220 кВ Рассоха с отпайкой на ПС 220 кВ Надеждинская, ПС 220 кВ Надеждинская, ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Бобровка с ПС Бобровка, двухцепная ВЛ 220 кВ БПП – Табь – Чукша с ПС 220 кВ Табь и Чукша – для внешнего электроснабжения НТС ВСТО-1.

В ОЭС Востока намечается объединение Южного и Центрального энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия) за счет сооружения двухцепной ВЛ 220 кВ Томмот – Майя.

Для обеспечения внешнего электроснабжения нефтяной трубопроводной системы «ВСТО» намечается сооружение следующих ПС 220 кВ:

- ПС НПС-19 - в Южно-Якутском энергорайоне;
- пяти ПС НПС № 22, 23, 25, 26, 28, – в энергосистеме Амурской области;
- трех ПС НПС № 29, 32, 33, - в энергосистеме Хабаровского края;
- четырех ПС НПС № 10, 11, 13, 15 – в западном энергорайоне энергосистемы Республики Саха (Якутия).

Объединение Западного и Южного энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия) намечается путем сооружения ВЛ 220 кВ Ленск – НПС-14 – НПС-15 – НПС-16.

Кроме того, в соответствии с планами ОАО «Роснефть» в энергосистеме Приморского края предполагается строительство НПЗ ЗАО «ВНХК» максимальной заявленной мощностью 367 МВт и собственной электростанцией установленной мощностью 685 МВт, подключаемой на параллельную работу с ОЭС Востока. Для обеспечения внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств ЗАО «ВНХК» и выдачи мощности ТЭС ЗАО «ВНХК» предполагается сооружение трех ВЛ 220 кВ от ПС 500 кВ Лозовая до подстанции заявителя. Окончательный объем мероприятий будет определен по результатам разработки схемы внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств и схемы выдачи мощности ТЭС ЗАО «ВНХК».

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 2013 – 2019 годы приведен в приложении №17.

Всего за период 2013-2019 годов намечается ввод ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 40 630,6 км, трансформаторной мощности 137736 МВА. Такой объем электросетевого строительства потребует 1588,6 млрд.руб. в прогнозных ценах с учетом НДС (18%) и инфляционного удорожания за рассматриваемый расчетный период до 2019 года.

Карты-схемы размещения линий электропередачи, ПС напряжением 220 кВ и выше и электростанций по ОЭС ЕЭС России на 2013 – 2019 годы (с выделением энергосистем г. Москвы и Московской области, г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, Краснодарского края и Республики Адыгея, Тюменской области, Ямало-Ненецкого автономного округа, Ханты-Мансийского автономного

округа - Югры) представлены в разделе 12.

Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 220 кВ и выше представлены в приложении № 18.

В приложении № 19 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 2012 году.

Вывод.

Всего за период 2013 – 2019 годов намечается ввод ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 40 630,6 км, трансформаторной мощности 137736 МВА. Такой объем электросетевого строительства потребует 1 588,6 млрд.руб. в прогнозных ценах с учетом НДС (18%) и инфляционного удорожания за рассматриваемый расчетный период до 2019 года.

9. Предложения по развитию электрических сетей напряжением 220-750 кВ по энергосистеме Московской области и г. Москвы на период 2013 – 2019 годов

Концепция электроснабжения новых потребителей в зоне расширения г. Москвы, представленная в Схеме и программе развития ЕЭС России на период 2012-2018 годов, в условиях отсутствия актуализированной информации по развитию новых территорий г. Москвы не претерпела изменений.

Уточнения предполагаемых объемов строительства объектов электроэнергетики в зоне расширения территории г. Москвы могут быть выполнены после формирования актуализированного Генерального плана развития г. Москвы с учетом расширения территории города и программы его реализации, а также конкретных характеристик и сроков сооружения объектов административно-хозяйственного, жилищного строительства и инженерной инфраструктуры.

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

10.1. Принятые сокращения

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 активной 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;
ДРТ	длительная разгрузка турбин энергоблоков;
ГРАМ	системы группового регулирования активной мощности;
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;
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 выключателей;
УШР	управляемый шунтирующий реактор;
ФОб	фиксация отключения блока;
Фол	фиксация отключения линии;
Фот	фиксация отключения трансформатора;
ЦС АРЧМ	централизованная система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности;
ЦКС АРЧМ	центральной координирующей системы автоматического регулирования частоты и перетоков 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, реконструкции объектов электроэнергетики, предусмотренных схемой и программой развития ЕЭС России, необходимо обеспечить:

- наблюдаемость и управляемость режимов работы объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства;
- повышение надежности функционирования ЕЭС России путем создания (модернизации) релейной защиты, противоаварийной, режимной и сетевой автоматики.

10.3. Обмен технологической информацией электрических станций и объектов электросетевого хозяйства, имеющих в своем составе объекты диспетчеризации, с диспетчерскими центрами ОАО «СО ЕЭС» в настоящее время формализован в виде технических требований ОАО «СО ЕЭС» к объемам, качеству, протоколам передачи информации и функционированию следующих систем:

- систем телефонной связи для ведения оперативных переговоров диспетчерского и оперативного персонала;
- объектов 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;
- объектов систем РАСП, в том числе СМПП на базе векторных измерений.

Данными требованиями определена необходимость организации двух независимых физических каналов связи между объектами электроэнергетики и диспетчерскими центрами ОАО «СО ЕЭС», которые должны обеспечивать качественную передачу всего необходимого объема данных и надежность работы

вышеуказанных систем.

В настоящее время только от электростанций, работающих на оптовом рынке электрической энергии (мощности), поступает достаточный для решения задач оперативно-диспетчерского управления объем телеметрической информации. От электростанций, работающих на розничном рынке электрической энергии, электростанций, принадлежащих промышленным предприятиям, а также подстанций сетевых компаний и потребителей электрической энергии, имеющих немодернизированные ССПИ, получаемый объем телеметрической информации является недостаточным для решения задач диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС».

Средние показатели получаемого диспетчерскими центрами ОАО «СО ЕЭС» объема телеметрической информации характеризуются следующими цифрами (в процентах от необходимого объема с учетом разумной избыточности для решения задач достоверизации и оценивания состояния):

- ТИ значений напряжения 60 % (в распределительных устройствах, являющихся контрольными пунктами по напряжению, до 100 %);
- ТИ значений частоты 80 %;
- ТИ значений токовой нагрузки 50 % (по ЛЭП и оборудованию 500 кВ и выше 80 %);
- ТИ значений активной и реактивной мощности 60 % (по ЛЭП и оборудованию 500 кВ и выше 85 %);
- ТС положения выключателей 75 % (в распределительных устройствах 500 кВ и выше 99 %);
- ТС положения разъединителей 25 % (в распределительных устройствах 500 кВ и выше 55 %).

Для повышения наблюдаемости и управляемости режимов работы объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства необходимо продолжить работу по планированию в инвестиционных программах генерирующих компаний, ОАО «ФСК ЕЭС», сетевых организаций, являющихся дочерними и зависимыми обществами ОАО «Холдинг МРСК», ОАО «РЖД» и других субъектов электроэнергетики, средств на реализацию программ модернизации ССПИ принадлежащих им объектов, на которых не проведена модернизация указанных систем.

Следует отметить, что модернизация ССПИ в генерирующих компаниях, ОАО «ФСК ЕЭС», ДЗО ОАО «Холдинг МРСК» и ряде других сетевых компаний осуществляется по многолетним программам. В ОАО «РЖД» целесообразно разработать аналогичную программу в целях повышения темпов модернизации.

10.4. Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России в 2013 – 2019 годах планируется реализация следующих проектов по развитию ПА в электрической сети 500-750 кВ:

- ввод в промышленную эксплуатацию ЦСПА ОЭС Востока, срок – 2014 год;
- создание ЦСПА ОЭС Северо-Запада, срок – 2016 год;
- перевод ЦСПА ОЭС Урала, ЦСПА ОЭС Юга, ЦСПА ОЭС Средней

Волги, ЦСПА ОЭС Сибири, ЦСПА Тюменской энергосистемы на платформу ЦСПА нового поколения, срок – 2016 – 2018 годы;

- создание низовых устройств ЦСПА ОЭС Юга на ПС 500 кВ Тихорецк, срок – 2013 год, ПС 500 кВ Шахты, срок – 2013 год и ПС 500 кВ Чирюрт, срок – 2014 год;

- модернизация ЛАПНУ на ПС 500 кВ Калино, срок – 2013 год, модернизация ЛАПНУ ПС 500 кВ Тагил, срок – 2013 год, создание ЛАПНУ ПС 500 кВ Камала, срок – 2014 год, создание ЛАПНУ ПС 500 кВ Озерная, срок – 2014 год.

10.5. На объектах электроэнергетики электрической сети 110-220 кВ в части ПА в период времени до 2019 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, реконструкция противоаварийной автоматики в Юго-Западном и Сочинском энергорайонах Кубанской энергосистемы, а также на связях 500–220 кВ ОЭС Урала и ОЭС Сибири с учетом ввода линии 500 кВ Восход-Ишим-Курган;

- развитие противоаварийной автоматики на транзите Иркутск-Бурятия-Чита в Южной и Северной частях энергосистем Республики Бурятия и Забайкальского края;

- разработка и реализация проектов реконструкции противоаварийной автоматики в операционных зонах филиалов ОАО «СО ЕЭС» Амурское РДУ, Курское РДУ, Вологодское РДУ, Саратовское РДУ, Удмуртское РДУ, Свердловское РДУ, Балтийское РДУ.

10.6. Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России в 2013-2019 годах планируется реализация проектов по развитию централизованных систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (таблица 10.1):

- развитие систем АРЧМ в Европейской части ЕЭС России с подключением ГЭС установленной мощностью более 100 МВт и энергоблоков ТЭС;

- выполнение мероприятий, обеспечивающих согласованную работу систем АРЧМ и автоматики управления мощностью ГЭС.

Таблица 10.1. Реализация проектов по развитию ЦС 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	30.10.2013	20.11.2015 (по всем ГА)	ЦС АРЧМ ОЭС Востока
2	Новосибирская ГЭС	455	Выполнено	30.10.2012/ 30.07.2019	ЦС АРЧМ ОЭС Сибири
3	Саяно-Шушенская ГЭС	6400	01.02.2013	Выполнено по ГА № 1,7,8/ 30.06.2014	
4	Богучанская ГЭС	3000	2013	Выполнено по всем ГА	
5	Камская ГЭС	522	31.12.2013	Выполнено по ГА № 20/ 26.12.2017	ЦС АРЧМ ОЭС Урала
6	Нижегородская ГЭС	520	Выполнено	25.12.2013/ 25.12.2015	ЦКС АРЧМ ЕЭС
7	Саратовская ГЭС	1360	Выполнено	Выполнено по ГА № 1÷21/ 31.12.2016	
9	Чебоксарская ГЭС	1370	Выполнено	Выполнено по ГА № 9÷18/ 31.12.2017	
10	Рыбинская ГЭС	346,4	Выполнено	31.12.2013/ 31.12.2019	ЦС АРЧМ ОЭС Юга
11	Угличская ГЭС	110	Выполнено	Выполнено по ГА № 2/ ГА № 1 31.01.2016	
12	Волжская ГЭС	2582,5	12.07.2013	Выполнено по 17-ти ГА / 20.02.2014	
13	Чиркейская ГЭС	1000	30.10.2014	30.06.2014/ 31.12.2015	ЦС АРЧМ ОЭС Юга
14	Зеленчукская ГЭС	160	30.07.2013	31.05.2013 (по всем ГА)	
15	Ирганайская ГЭС	400	20.01.2013	Выполнено по всем ГА	
16	ГЭС-2 Каск. Кубанских ГЭС	184	25.12.2013	10.10.2013 (по всем ГА)	
17	Лесогорская ГЭС(10)	106	10.2013	07.2012/08.2013	

№	Наименование ГЭС* для участия в АВРЧМ**	Установленная мощность, МВт	Срок готовности ГРАМ	Срок готовности ГА (первого/ последнего)	Система АРЧМ для подключения ГЭС
18	Светогорская ГЭС(11)	114,75	04.2013	01.2012/01.2013	ЦС АРЧМ центральной части ОЭС Северо-Запада
19	ГЭС-14 Кривопорожская	180	03.2013	12.2013/12.2018	
20	Верхне-Свирская ГЭС-12	160	09.2012	09.2012/12.2016	
21	Нарвская ГЭС-13	124,8	03.2013	03.2013/12.2016	
22	ГЭС-3 Нива-3	155,5	03.2013	12.2012/12.2017	
23	ГЭС-11 Князегубская	152	03.2013	09.2012/12.2016	
24	ГЭС-12 Верхне-Туломская	268	03.2013	12.2014/12.2017	ЦС АРЧМ Кольской ЭС
25	ГЭС-15 Серебрянская-1	201	03.2013	12.2013/12.2017	
26	ГЭС-16 Серебрянская-2	156	03.2013	12.2015/12.2017	
27	ГЭС-18 Верхне-Териберская	130	03.2013	05.2016 (по всем ГА)	

* энергоблоки ТЭС подключаются к управлению от систем АРЧМ по результатам конкурентных отборов поставщиков услуг по обеспечению системной надежности

** . АВРЧМ - автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности

10.7. Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России в 2013 – 2019 годах в рамках развития СМПП планируется:

- создание программно-технических комплексов СМПП на Конаковской ГРЭС, Невинномысской ГРЭС, Няганской ГРЭС, Загорской ГАЭС-2, Тюменской ТЭЦ-1, ТЭЦ-16 Мосэнерго, Воткинской ГЭС, Южноуральской ГРЭС-2, Белоярской АЭС-2, Гусиноозерской ГРЭС, Березовской ГРЭС, Серовской ГРЭС, а также на строящихся подстанциях напряжением 500 кВ;
- расширение существующих комплексов СМПП на Уренгойской ГРЭС, Волжской ГЭС и Рязанской ГРЭС.

10.8. При создании (модернизации) РЗА, ССПИ и технологической связи рекомендуется выполнение следующих требований:

10.8.1. Основные требования при создании (модернизации) РЗА.

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

Построение комплексов РЗА должно осуществляться 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.

Функционирование комплексов и устройств РЗА при наличии на объекте электроэнергетики автоматизированной системы управления технологическим процессом (далее - АСУ ТП) должно быть автономным и не зависеть от состояния АСУ ТП.

Вновь вводимые (модернизированные) комплексы и устройства РЗА должны предусматривать возможность информационного обмена между собой, а также с автоматизированной системой управления технологическим процессом объекта электроэнергетики. Обмен информацией должен осуществляться с использованием стандартных протоколов обмена информацией.

Комплексы и устройства РЗА должны удовлетворять требованиям защищенности от несанкционированного доступа к информации.

На электростанциях и подстанциях должна создаваться электромагнитная обстановка, обеспечивающая электромагнитную совместимость и устойчивую работу комплексов и устройств РЗА при всех возможных видах электромагнитных воздействий.

10.8.2. Требования по оснащению комплексами и устройствами релейной защиты и сетевой автоматики ЛЭП 110 кВ и выше.

На каждой питающей стороне ЛЭП 110-220 кВ, имеющих питание с двух или более сторон, должны устанавливаться основная и резервная защита. При этом в качестве основной защиты должна предусматриваться защита от всех видов КЗ с абсолютной селективностью.

Две основные защиты необходимо предусматривать на ЛЭП 110-220 кВ в следующих случаях:

- время отключения КЗ на линии при отсутствии основной защиты не удовлетворяет требованиям обеспечения устойчивости генерирующего

оборудования или нагрузки потребителей;

- дальнейшее резервирование при КЗ на линии не обеспечивается;
- линия является кабельной или кабельно-воздушной.

На каждой стороне ЛЭП 330 кВ и выше должно устанавливаться не менее двух основных защит.

На каждой стороне ЛЭП 330 кВ и выше три основные защиты должны устанавливаться:

- на линиях электропередачи, отходящих от АЭС;
- на линиях электропередачи, при КЗ на которых не обеспечивается принцип дальнего резервирования;
- на линиях электропередачи, при КЗ на которых и отказе быстродействующих защит отключение КЗ с выдержкой времени ступенчатыми защитами приводит к нарушению устойчивости;
- на межгосударственных линиях электропередачи.

Для каждой основной защиты ЛЭП 110 кВ и выше должен выделяться канал связи, независимый от каналов связи других защит данной ЛЭП.

На каждой ЛЭП 110 кВ и выше, за исключением кабельных ЛЭП, должно предусматриваться трехфазное автоматическое повторное включение.

На ЛЭП 330 кВ и выше должно предусматриваться ОАПВ. Применение ОАПВ на ЛЭП 220 кВ должно быть обосновано.

ТАПВ должно обеспечивать возможность однократного опробования ЛЭП напряжением и синхронного включения под нагрузку. Для ЛЭП 110-220 кВ обеспечение синхронного включения предусматривается в обязательном порядке для ЛЭП, отходящих от электростанций, на остальных ЛЭП – при обосновании необходимости такого включения.

На линиях, при включении которых возможно объединение частей разделившейся энергосистемы должны предусматриваться устройства улавливания синхронизма. Эти устройства должны использоваться для АПВ УС и для ручного включения с улавливанием синхронизма.

Устройство АПВ следует предусматривать отдельно на каждый выключатель.

10.8.3. Требования по оснащению устройствами релейной защиты автотрансформаторов и трансформаторов 220 кВ и выше.

На АТ и Т должны устанавливаться защиты от внутренних, внешних КЗ и недопустимых режимов работы.

Два комплекта дифференциальных защит должно устанавливаться на АТ (Т) 330 кВ и выше, на АТ 220 кВ мощностью 160 МВА и более, а также на АТ(Т) любой мощности, если отключение КЗ на любой его стороне при отсутствии дифференциальной защиты не обеспечивается действием защит дальнего резервирования или время отключения такого КЗ резервными защитами или защитами дальнего резервирования приводит к повреждению изоляции обмоток автотрансформатора.

На АТ 220 кВ выше резервные защиты от всех видов КЗ должны устанавливаться на каждой стороне автотрансформатора.

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

10.8.4. Требования по оснащению устройствами релейной защиты ШР, УШР 330 кВ и выше.

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

На ШР, УШР должны предусматриваться два комплекта быстродействующих защит от внутренних повреждений. В составе каждого комплекта должна быть продольная дифференциальная токовая защита и поперечная дифференциальная токовая защита. На УШР, в зависимости от его типа, кроме указанных защит должны устанавливаться защиты: обмотки управления, полупроводниковых преобразователей, компенсационной обмотки, промежуточного и заземляющего трансформаторов.

Защита ШР, УШР, подключенных к ЛЭП без выключателя, должна действовать на отключение ЛЭП с двух сторон с запретом АПВ.

10.8.5. Требования по оснащению устройствами релейной защиты и сетевой автоматики систем шин 110 кВ и выше.

Для каждой системы (секции) шин 110-220 кВ должна предусматриваться отдельная дифференциальная защита шин (ДЗШ).

Два комплекта защиты шин должны устанавливаться в следующих случаях:

- по условию сохранения устойчивости нагрузки, обеспечения надёжной работы электростанций, а также предотвращения нарушения технологии особо ответственных производств или при наличии на системе (секции) шин 110-220 кВ более 10 присоединений;
- на шинах комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией.
- на каждой системе (секции) шин 330 кВ и выше.

Для двойной системы шин с одним выключателем на присоединение ДЗШ должна выполняться по схеме с фиксированным распределением присоединений. При этом в ДЗШ и УРОВ должна предусматриваться возможность изменения фиксации оперативных цепей и цепей тока при перефиксации присоединения(-ий) с одной системы шин на другую.

Выключатели присоединения должны входить в зону ДЗШ.

При наличии ТТ с двух сторон выключателя, выключатель должен входить в зону действия ДЗШ и защиты присоединения.

Должна быть предусмотрена возможность выполнения АПВ шин открытых распределительных устройств 110-220 кВ.

10.8.6. УРОВ 110 кВ и выше.

УРОВ 110-220 кВ может выполняться как одно устройство на систему шин, секцию, распределительное устройство (централизованный УРОВ) или отдельно для каждого выключателя (индивидуальный УРОВ).

В УРОВ 110-220 кВ следует предусматривать возможность изменения фиксации цепей при переводе присоединения с одной системы шин на другую.

УРОВ 330-750 кВ должен предусматриваться отдельно для каждого выключателя (индивидуальный УРОВ).

10.8.7. Требования по оснащению объектов электроэнергетики устройствами ПА и РА.

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

Устройства АОПН должны устанавливаться на всех ЛЭП напряжением 500 кВ и выше длиной не менее 200 км 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 должна определяться проектными решениями.

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

На ЛЭП при необходимости (определяется проектными решениями) должны устанавливаться устройства КПр, АРПМ, АОПО, АЛАР неполнофазного режима.

На АТ при необходимости (определяется проектными решениями) должны устанавливаться устройства ФОТ, КПр, АОПО.

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

Устройства АЛАР должны устанавливаться на всех генераторах атомных электростанций и на всех генераторах мощностью 500 МВт и выше ТЭС и ГЭС. Необходимость установки устройств АЛАР на генераторах меньшей мощности должна определяться проектными решениями.

Все гидроагрегаты единичной мощностью 10 МВт и выше, ГЭС и ГАЭС мощностью 50 МВт и выше, кроме ГЭС, не имеющих регулирующего водохранилища, должны быть оснащены устройствами АЧВР.

На электростанциях и ПС при необходимости (определяется проектными решениями) должны устанавливаться устройства и комплексы ЛАПНУ. Указанные устройства и комплексы должны предусматривать возможность работы в качестве низового устройства ЦСПА.

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

На ПС и электростанциях, питающих местную нагрузку, должны устанавливаться устройства АЧР, ЧАПВ.

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

- системы автоматического регулирования частоты и активной мощности генерирующих установок;
- системы группового регулирования активной мощности (ГРАМ) ГЭС;
- автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) синхронных и

асинхронизированных генераторов;

- групповые регуляторы напряжения и реактивной мощности (ГРНРМ) генерирующих установок.

На трансформаторах, автотрансформаторах должны быть установлены автоматические регуляторы напряжения под нагрузкой.

На синхронных (асинхронизированных) компенсаторах, статических компенсаторах, управляемых шунтирующих реакторах должны быть установлены автоматические регуляторы напряжения.

На синхронных (асинхронизированных) компенсаторах должны быть установлены устройства автоматического регулирования возбуждения и форсировки (УФ) возбуждения.

Для генераторов мощностью 60 МВт и более и для компенсаторов мощностью 100 МВар и более следует устанавливать быстродействующие системы возбуждения с АРВ сильного действия или с АРВ, оснащенными системными стабилизаторами (АРВ с PSS).

10.8.8. Требования по оснащению объектов электроэнергетики устройствами регистрации аварийных событий и процессов.

Регистрация аварийных событий и процессов должна осуществляться в целях объективного контроля эксплуатационного состояния оборудования объектов электроэнергетики и алгоритмов функционирования РЗ, СА, РА, ПА при авариях в энергосистеме.

Регистрации подлежат параметры электромеханических и электромагнитных переходных процессов линий электропередачи и оборудования главной схемы, факты срабатывания устройств РЗА, изменения состояния коммутационных аппаратов, параметры систем оперативного постоянного тока.

Регистрация аварийных событий и процессов должна осуществляться с использованием автономных регистраторов аварийных событий и процессов.

Кроме автономных регистраторов аварийных событий и процессов должны использоваться регистраторы СМПП и микропроцессорные устройства РЗ, СА, РА, ПА, ОМП, в которых должны предусматриваться функции регистрации аварийных событий и процессов.

Автономные регистраторы аварийных событий и процессов должны устанавливаться на электростанциях и подстанциях 110 кВ и выше. Регистраторы СМПП должны устанавливаться 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». При регистрации аварии должна обеспечиваться запись аварийных сигналов и процессов в объеме, достаточном для своевременного анализа аварийного процесса и однозначного установления причин возникновения, протекания и ликвидации аварии.

Регистраторы аварийных событий и процессов должны обеспечивать:

- 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;
- хранение зарегистрированной информации и ее сохранение при исчезновении питания регистратора аварийных событий и процессов.

10.8.9. Требования к каналам связи для оперативно-диспетчерского, оперативно-технологического управления, для передачи данных РАСП в диспетчерские центры, сигналов и команд РЗА.

Технические задания, проектная и рабочая документация на организацию каналов связи между объектами электроэнергетики и диспетчерскими центрами, обеспечивающих функционирование АСДУ, должны быть согласованы собственниками данных объектов с субъектом оперативно-диспетчерского управления.

Технические задания, проектная и рабочая документация на организацию каналов связи между центрами управления сетями сетевой организации с объектами электроэнергетики иных собственников, обеспечивающих функционирование АСТУ¹, подлежат взаимному согласованию между сетевой организацией и указанными собственниками.

Технические задания, проектная и рабочая документация на организацию каналов связи, обеспечивающих функционирование РЗА, должны быть согласованы с собственниками технологически связанных объектов электроэнергетики, а также с субъектом оперативно-диспетчерского управления, если устройства РЗА отнесены к объектам диспетчеризации.

В проектной и рабочей документации согласованию подлежат: технические требования к каналам связи (пропускная способность, протоколы и интерфейсы информационного обмена, скорость передачи информации и т.п.), требования к их организации направления обмена информации, а также технические требования к аппаратному исполнению присоединения каналов связи к узлам связи соответствующих диспетчерских центров, центров управления сетями и объектов электроэнергетики.

При проектировании и организации каналов связи, обеспечивающих функционирование АСДУ, должно быть обеспечено наличие двух независимых каналов связи объекта электроэнергетики с каждым диспетчерским центром, имеющим объекты диспетчеризации в составе указанного объекта электроэнергетики. Пропускная способность указанных каналов связи должна обеспечивать передачу требуемых видов и объемов информации в диспетчерский центр, включая телефонную связь для оперативных переговоров, телеметрическую информацию и данные, используемые для задач оперативно-диспетчерского управления, ПА и РА.

Указанные каналы связи должны проектироваться и организовываться между объектами электроэнергетики и узлами доступа сетей связи, определенными субъектом оперативно-диспетчерского управления. Организация

¹ только в части требований к каналам, используемым для оперативно-технологического управления.

каналов связи от указанных узлов доступа до диспетчерских центров осуществляется субъектом оперативно-диспетчерского управления.

При проектировании и организации каналов связи, обеспечивающих функционирование АСТУ, должно быть предусмотрено наличие двух независимых каналов связи объекта электросетевого хозяйства 110 кВ и выше с центрами управления сетями, в технологическом управлении и ведении которых находятся ЛЭП, оборудование или устройства объекта. Требования к каналам связи с объектов по организации передачи информации определяются субъектами электроэнергетики самостоятельно, либо по взаимному согласованию между собственниками технологически связанных объектов.

Каналы связи, обеспечивающие функционирование АСДУ, АСТУ, для осуществления оперативных переговоров диспетчерского персонала диспетчерских центров с оперативным персоналом центров управления сетями и объектов электроэнергетики, оперативного персонала центров управления сетями с оперативным персоналом объектов электроэнергетики должны быть организованы без коммутации на промежуточных АТС.

Допускается организация постоянного транзитного соединения указанных каналов в промежуточных пунктах.

При новом строительстве, техническом перевооружении, модернизации или реконструкции объектов электроэнергетики для передачи информации, обеспечивающей функционирование АСДУ, АСТУ, РЗА, проектными решениями должно предусматриваться применение наземных каналов связи.

Спутниковые каналы связи до организации второго наземного канала связи могут временно использоваться в качестве одного из каналов связи для АСДУ, АСТУ, передачи телеметрической информации, обеспечивающей функционирование ПА и РА, если эти каналы удовлетворяют требованиям по времени передачи информации.

Передача телеметрической информации между объектами электроэнергетики и диспетчерскими центрами, центрами управления сетями должна осуществляться без промежуточной обработки.

Допускается передача телеметрической информации с объектов электроэнергетики напряжением 110 кВ и ниже в центры управления сетями с одной ступенью промежуточной обработки.

Требования к каналам связи для передачи телеметрической информации в центры управления сетями, осуществляемой непосредственно с датчиков, установленных на ЛЭП (температура провода, гололедно-ветровая нагрузка и прочее), информации систем коммерческого и технического учета электрической энергии определяются субъектами электроэнергетики самостоятельно.

Для передачи информации, обеспечивающей функционирование ПА, РА, с объектов электросетевого хозяйства 110 кВ и выше и электростанций мощностью 5 МВт и более независимо от класса напряжения их присоединения к электрической сети, должно быть организовано не менее двух независимых каналов связи в каждом направлении передачи информации.

Для объектов электросетевого хозяйства ниже 110 кВ и электростанций мощностью менее 5 МВт требования по организации передачи информации

определяются субъектами электроэнергетики самостоятельно, либо по взаимному согласованию между собственниками технологически связанных объектов.

Для передачи сигналов и команд ПА и РА должен использоваться дублированный режим передачи информации.

Каждый канал связи, обеспечивающий функционирование устройств РЗ, осуществляющих функцию основной защиты ЛЭП, должен быть организован 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, должна исключать возможность одновременной потери функциональности основных защит разных ЛЭП по общей причине.

Передача сигналов и команд РЗ должна осуществляться без промежуточной обработки.

Организация ВЧ каналов связи по грозотросам ВЛ для передачи сигналов и команд РЗА не допускается.

При организации ВЧ каналов связи по фазным проводам ВЛ с совмещением передачи сигналов и команд РЗА, технологической телефонной связи и телеметрической информации, должна быть организована приоритетная передача команд РЗА.

Каналы радио-релейной связи, ВЧ связи по ВЛ и спутниковой связи должны выполняться 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 должны дополнительно обеспечивать запас по перекрываемому затуханию при возможных КЗ на ВЛ, по проводам которой организован ВЧ канал.

При организации каналов связи должны выполняться условия по обеспечению электромагнитной совместимости.

Суммарное время измерения и передачи телеметрической информации:

- в АСДУ, комплексы ПА и РА с объектов электросетевого хозяйства 110 кВ и выше и электростанций установленной мощностью 5 МВт и выше, независимо от класса напряжения не должно превышать 1 секунды без учета времени обработки данных в программно-техническом комплексе (ПТК) диспетчерского центра, комплексах ПА, РА;

- в АСТУ с объектов электросетевого хозяйства 110 кВ и выше не должно превышать 1 секунды.

Время передачи сигналов и команд РЗ и ПА по каналам связи:

- организованным по ВОЛС, КЛС и РРЛ – не более 10 мс;
- организованным по каналам ВЧ связи на одной ЛЭП – не более 25 мс.

Время передачи команд управления РА от управляющего вычислительного комплекса ЦС (ЦКС) АРЧМ до системы автоматического регулирования частоты и мощности энергоблока ТЭС или ГРАМ ГЭС не должно превышать 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 (до начала исполнения команд) не должно превышать 5

секунд.

Коэффициент готовности одного канала связи для передачи сигналов и команд РЗА должен быть не ниже 0,99 в год, обобщенный коэффициент готовности системы связи для РЗА, состоящей из двух независимых каналов, должен быть не ниже 0,9999 в год.

Вероятность ложного действия аппаратуры для передачи сигналов и команд РЗА должна составлять не более 10^{-6} .

Коэффициент готовности одного канала связи для передачи информации в АСДУ, АСТУ должен быть не ниже 0,98 в год, обобщенный коэффициент готовности систем связи для АСДУ, АСТУ объектами электроэнергетики 110 кВ и выше, состоящих из двух независимых каналов связи, должен быть не ниже 0,9996 в год.

Должен обеспечиваться автоматический контроль исправности каналов связи для РЗА. При неисправности канала связи должна обеспечиваться автоматическая блокировка устройств РЗА, если эта неисправность может привести к неправильным действиям устройств РЗА, с возможностью автоматической и/или ручной деблокировки, а также формирование сигнала неисправности канала соответствующих устройств РЗА.

Каналы связи, обеспечивающие функционирование РЗА, организуемые в цифровых системах передачи по ВОЛС, КЛС или РРЛ, должны иметь согласованные с устройствами РЗА электрические или оптические интерфейсы. Согласование интерфейсов может выполняться как со стороны цифровых систем передачи, так и со стороны устройств РЗА.

Для микропроцессорных устройств РЗА, имеющих линейные оптические интерфейсы, должна предусматриваться 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 по ВОЛС осуществляется через мультиплексоры цифровых систем передачи.

Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии в процессе эксплуатации каналов связи, используемых для передачи информации, обеспечивающей функционирование АСДУ, АСТУ, РЗА, обязаны обеспечить контроль их эксплуатационного состояния, в том числе, путем выполнения требований к объектам диспетчеризации диспетчерских центров (годовое и месячное планирование технического обслуживания, оформление диспетчерских заявок и т.д.).

В случае использования субъектом электроэнергетики, потребителем электрической энергии для передачи информации, обеспечивающей функционирование АСДУ, АСТУ, РЗА, каналов, организованных в сетях операторов связи или технологических сетях иных субъектов электроэнергетики (потребителей электрической энергии), соответствующие условия, обеспечивающие соблюдение вышеуказанного требования, включаются в

договоры об оказании услуг связи (договоры аренды каналов связи), заключенные между указанными лицами.

В случае потери диспетчерской телефонной связи должна быть предусмотрена возможность использования диспетчером ОАО «СО ЕЭС» 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.

10.8.10. Требования к передаче телеметрической информации с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры ОАО «СО ЕЭС».

10.8.10.1. Детализированный перечень передаваемых в диспетчерские центры сигналов и измеряемых величин по каждому объекту электроэнергетики должен быть согласован с ОАО «СО ЕЭС».

10.8.10.2. Требования к точности измерений и параметрам передачи телеметрической информации:

- для электрических измерений должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи с классом точности не хуже 0.5, подключаемые к кернам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 1, а при замене измерительных трансформаторов – не хуже 0.5; при этом должны обеспечиваться условия сохранения класса точности измерительных трансформаторов в части допустимой нагрузки вторичных цепей;

- передача телеизмерений в диспетчерские центры должна осуществляться в инженерных значениях измеряемых величин;

- суммарное время на измерение и передачу телеметрической информации (телеизмерений, телесигнализации) с объекта электроэнергетики в диспетчерский центр устанавливается требованиями подсистем системы оперативно-диспетчерского управления, использующих эту информацию, и должно находиться в пределах 1-2 секунд без учета времени обработки в диспетчерском центре;

- протоколы передачи телеметрической информации должны соответствовать рекомендациям Международной электротехнической комиссии и иметь статус Государственного стандарта Российской Федерации. Конкретный тип и реализация протокола должны быть согласованы с ОАО «СО ЕЭС»;

- передача телеметрической информации в диспетчерские центры должна осуществляться без промежуточной обработки (без ретрансляции на промежуточных пунктах) по цифровым каналам технологической связи, организованным в соответствии с требованиями п. 10.8.9;

- телеметрическая информация должна содержать метку точного времени, формируемую на объекте электроэнергетики, которая должна передаваться в режимах, предусмотренных протоколами передачи и формулярами их согласования;

- реализация информационного обмена между объектом электроэнергетики и диспетчерским центром должна обеспечивать режим передачи телеметрической информации по изменению, периодическую передачу

всего объема телеизмерений и телесигнализации по запросу от диспетчерского центра, а также периодическую (циклическую) передачу заданного состава телеизмерений, телесигнализации с настраиваемым периодом передачи информации;

- передача по изменению должна выполняться при изменении параметра на величину, превышающую зону нечувствительности.

11. Оценка прогнозных объемов капитальных вложений в сооружение генерирующих мощностей электрических станций и объектов электросетевого хозяйства, номинальный класс напряжения которых составляет 220 кВ и выше, на 2013 – 2019 годы

Прогнозные объемы капитальных вложений в сооружение генерирующих мощностей электрических станций на 2013 – 2019 годы определены в соответствии с намечаемыми вводами и структурой таких мощностей.

Прогнозные капитальные вложения в электрические станции и объекты электросетевого хозяйства в разрезе ОЭС приведены в прогнозных ценах с учетом НДС (18 %) и инфляционного удорожания за рассматриваемый период до 2019 года.

Суммарные капиталовложения в развитие ЕЭС России за период 2013 – 2019 годов прогнозируются в объеме 3353,9 млрд. руб., в том числе в части генерирующих мощностей электрических станций – 1765,3 млрд. руб., объектов электросетевого хозяйства, номинальный класс напряжения которых составляет 220 кВ и выше, – 1588,6 млрд. 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 2013 – 2019 годы.

Таблица 11.1 Прогнозные объемы инвестиций в развитие ЕЭС России на период 2013 – 2019 годов в прогнозных ценах

ОЭС	Тип станции	Инвестиции, млн. руб. (прогнозные цены)							Итого за 2013-2019 годы
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
ОЭС Северо-Запада		73707,4	91181,3	87016,0	64903,6	32259,5	10378,3	0,0	359446,2
	АЭС	63061,7	81401,3	77136,5	54160,0	32259,5	10378,3	0,0	318397,4
	ТЭС	9499,8	7687,5	8253,4	9791,8	0,0	0,0	0,0	35232,5
	ВИЭ	1145,9	2092,5	1626,1	951,8	0,0	0,0	0,0	5816,4
ОЭС Центра		156598,6	101752,8	21532,5	0,0	0,0	0,0	0,0	279883,9
	АЭС	33445,8	23123,4	6627,2	0,0	0,0	0,0	0,0	63196,4
	ГАЭС	8259,6	3961,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12221,2
	ТЭС	114893,2	74667,7	14905,3	0,0	0,0	0,0	0,0	204466,2
ОЭС Средней Волги		16389,5	19584,1	31336,8	44468,6	41968,2	37067,2	20587,1	211401,3
	АЭС	1127,4	6333,1	27310,1	44468,6	41968,2	37067,2	20587,1	178861,6
	ТЭС	15262,0	13251,0	4026,7	0,0	0,0	0,0	0,0	32539,7
ОЭС Юга		79701,4	63335,4	42294,6	31014,2	23089,4	0,0	0,0	239434,9
	АЭС	25329,8	27770,3	17157,8	20550,4	15428,5	0,0	0,0	106236,8
	ТЭС	1756,3	540,6	5627,6	6443,2	7660,9	0,0	0,0	22028,6
	ГАЭС	2981,9	3772,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6753,9
	ТЭС	49633,5	31252,5	19509,2	4020,5	0,0	0,0	0,0	104415,7
ОЭС Урала		165142,5	163280,6	67528,3	20454,3	5052,9	0,0	0,0	421458,5
	АЭС	22461,6	14137,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	36598,7
	ТЭС	142680,9	149143,4	67528,3	20454,3	5052,9	0,0	0,0	384859,8
ОЭС Сибири		36752,3	33125,1	9187,9	2044,4	0,0	0,0	0,0	81109,6
	ТЭС	2638,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2638,9
	ТЭС	34113,4	33125,1	9187,9	2044,4	0,0	0,0	0,0	78470,7

ОЭС	Тип станции	Инвестиции, млн. руб. (прогнозные цены)							Итого за 2013-2019 годы
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
ОЭС Востока		6297,7	18296,8	48696,2	35168,8	35554,9	28556,5	0,0	172570,9
	ГЭС	3461,0	8683,5	12070,3	11405,0	5817,2	0,0	0,0	41437,0
	ТЭС	2836,7	9613,3	36625,9	23763,8	29737,7	28556,5	0,0	131133,9
ИТОГО по ЕЭС России		534589,3	490556,0	307592,2	198053,8	137924,9	76002,1	20587,1	1765305,4
	АЭС	145426,4	152765,3	128231,6	119179,0	89656,1	47445,5	20587,1	703290,9
	ГЭС	7856,2	9224,1	17697,9	17848,2	13478,1	0,0	0,0	66104,5
	ГАЭС	11241,5	7733,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18975,1
	ТЭС	368919,4	318740,5	160036,7	60074,8	34790,6	28556,5	0,0	971118,5
	ВИЭ	1145,9	2092,5	1626,1	951,8	0,0	0,0	0,0	5816,4
Эл.сети 220 кВ и выше		213419,8	212663,6	247977,2	292938,2	305094,2	196835,9	119656,1	1588584,9
Всего по ЕЭС России с учетом сетей 220 кВ и выше		748009,1	703219,6	555569,4	490991,9	443019,1	272838,0	140243,2	3353890,3

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 2013 – 2019 годы в прогнозных ценах, млн. руб.

		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Итого за 2013-2019 годы
ОЭС Северо-Запада		7401,6	12344,1	31811,5	76268,4	85600,9	30939,0	11933,1	256298,6
	±300 кВ	0	0	11951	15351,8	13921,6	0,0	0	41224,4
	750 кВ	0	2099	4614	14781,0	8189,0	8901,0	9794,0	48377,6
	330 кВ	5866,8	7377,5	12634,5	41945,1	57423,6	19621,8	1577,5	146446,8
	220 кВ	1534,8	2867,9	2612,1	4190,5	6066,7	2416,2	561,6	20249,8
ОЭС Центра		70013,4	60014,9	78792,1	44282,5	28276,1	23005,1	14276,8	318660,9
	750 кВ	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	500 кВ	5575,7	13020,1	25265,1	27788,5	7056,1	5578,1	6253,8	90537,4
	330 кВ	785	1536	1666	1685	1873	0	0	7545
	220 кВ	63652,7	45458,8	51861,0	14809,0	19347,0	17427,0	8023,0	220578,5
ОЭС Юга		19952,1	18536,7	18923,7	27511,1	17834,5	27040,5	29587,4	159386,0
	500 кВ	2785,3	3638,4	8722,0	14094,3	12468,9	17292,5	24722,1	83723,5
	330 кВ	3406,2	4742,3	6319,2	6580,2	3431,3	6725,0	1217,4	32421,6
	220 кВ	13760,6	10156,0	3882,5	6836,6	1934,3	3023,0	3647,9	43240,9
ОЭС Средней Волги		8604,5	12413,4	10371,8	15717,9	20469,4	11662,5	7452,6	86692,0
	500 кВ	5940,2	6556,7	4387,3	8162,2	12604,7	6648,0	3141,4	47440,5
	220 кВ	2664,2	5856,7	5984,6	7555,7	7864,7	5014,5	4311,2	39251,5
ОЭС Урала		32002,7	55180,4	41821,4	27064,2	33930,8	20533,2	10944,6	221477,2
	500 кВ	7973,2	14431,3	9555,7	5109,9	9766,1	13790,7	0,0	60626,8
	220 кВ	24029,5	40749,1	32265,7	21954,3	24164,7	6742,5	10944,6	160850,4
ОЭС Сибири		37334,0	30077,0	29342,0	76940,7	94488,0	58180,0	27148,0	353509,7
	500 кВ	25929,0	16044,0	11064,0	34128,0	46287,0	14918,0	5106,0	153476,0
	220 кВ	11405,0	14033,0	18278,0	42812,7	48201,0	43262,0	22042,0	200033,7
ОЭС Востока		38111,6	24097,1	36914,7	25153,4	24494,5	25475,6	18313,6	192560,5
	500 кВ	390,9	150,0	5866,3	6140,7	13259,3	5253,4	5453,3	36513,9
	220 кВ	37720,7	23947,1	31048,4	19012,7	11235,2	20222,2	12860,3	156046,6
ИТОГО		213419,8	212663,6	247977,2	292938,2	305094,2	196835,9	119656,1	1588584,9
	±300 кВ	0	0	11951	15351,8	13921,6	0,0	0	41224,4
	750 кВ	0,0	2098,7	4614	14781,0	8189,0	8901,0	9794,0	48377,6
	500 кВ	48594,2	53840,5	64860,4	95423,6	101442,1	63480,7	44676,6	472318,0
	330 кВ	10058,0	13655,8	20619,7	50210,3	62727,9	26346,8	2794,9	186413,4
	220 кВ	154767,6	143068,6	145932,2	117171,5	118813,6	98107,4	62390,6	840251,5

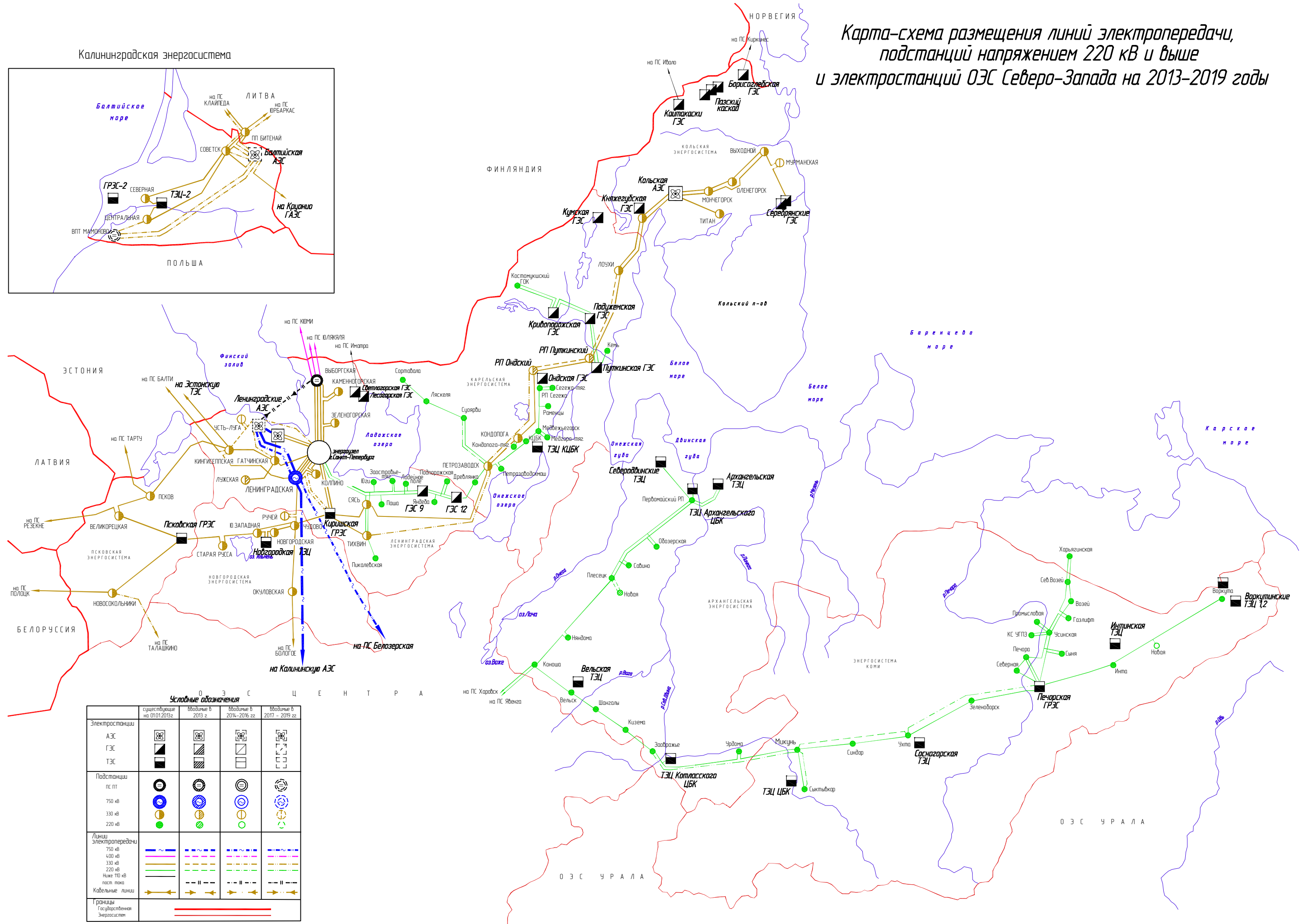
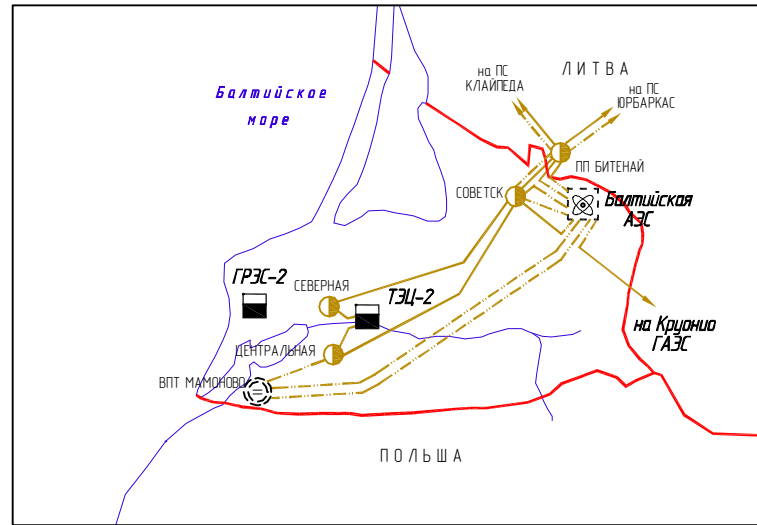
12. Схема развития ЕЭС России

Схема развития ЕЭС России состоит из следующих карт-схем:

1. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Северо-Запада на 2013 – 2019 годы;
2. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области на 2013 – 2019 годы (по городу Санкт-Петербургу);
3. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области на 2013 – 2019 годы (по Ленинградской области);
4. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Центра на 2013 – 2019 годы;
5. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Москвы и Московской области на 2013 – 2019 годы;
6. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Средней Волги на 2013 – 2019 годы;
7. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Юга на 2013 – 2019 годы;
8. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Краснодарского края и Республики Адыгея на 2013 – 2019 годы;
9. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Урала на 2013 – 2019 годы;
10. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Тюменской области, Ямало-Ненецкого автономного округа, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры на 2013 – 2019 годы;
11. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Сибири на 2013 – 2019 годы;
12. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Востока на 2013 – 2019 годы.

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Северо-Запада на 2013-2019 годы

Калининградская энергосистема

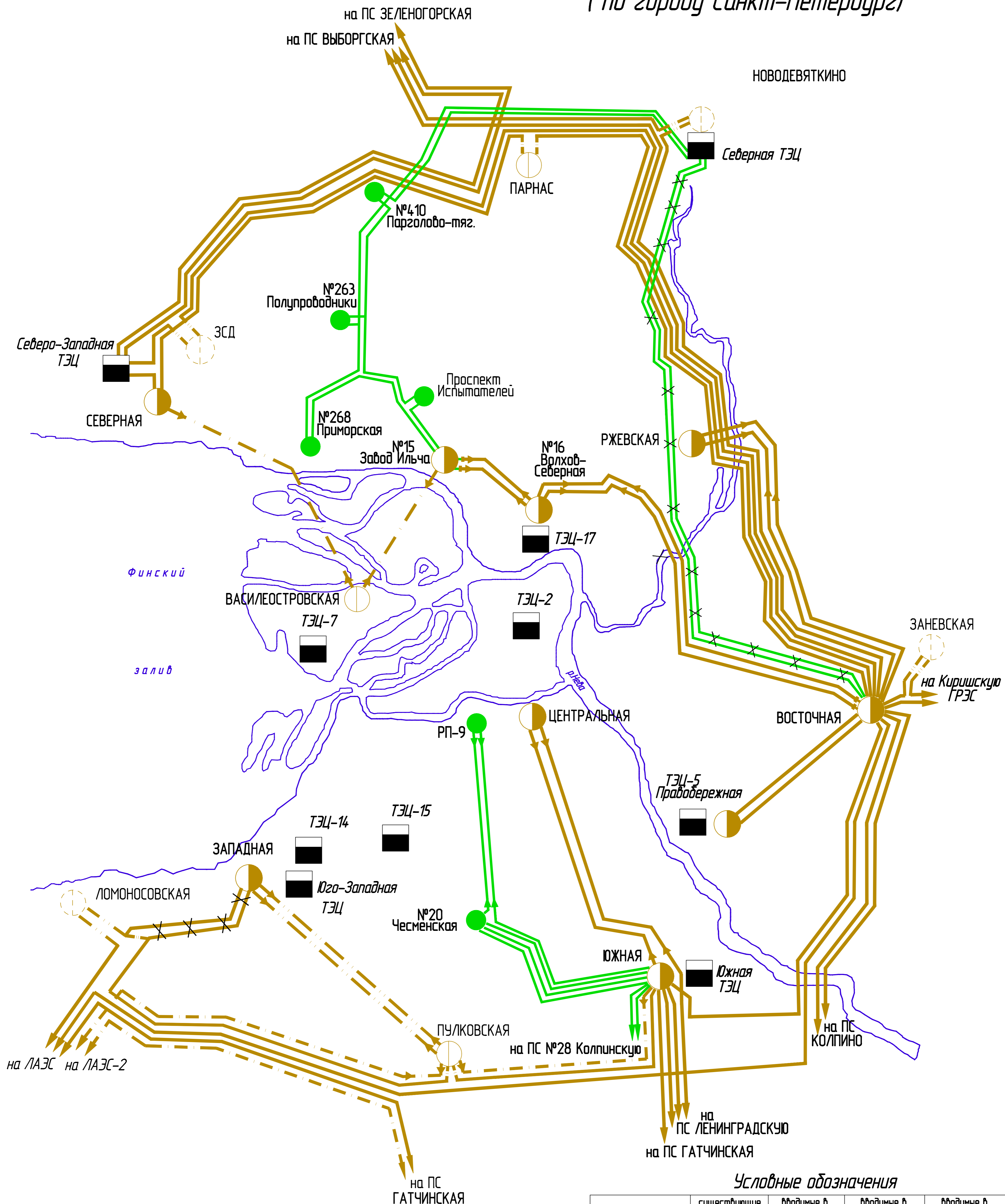


Условные обозначения

	существующие на 01.01.2013 г.	вводимые в 2013 г.	вводимые в 2014-2016 гг.	вводимые в 2017 - 2019 гг.
Электростанции				
АЭС				
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции				
ПС ПТ				
750 кВ				
330 кВ				
220 кВ				
Линии электропередачи				
750 кВ				
400 кВ				
330 кВ				
220 кВ				
Ниже 110 кВ пост. тока				
Кабельные линии				
Границы Государственной Энергосистемы				

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области на 2013–2019 годы

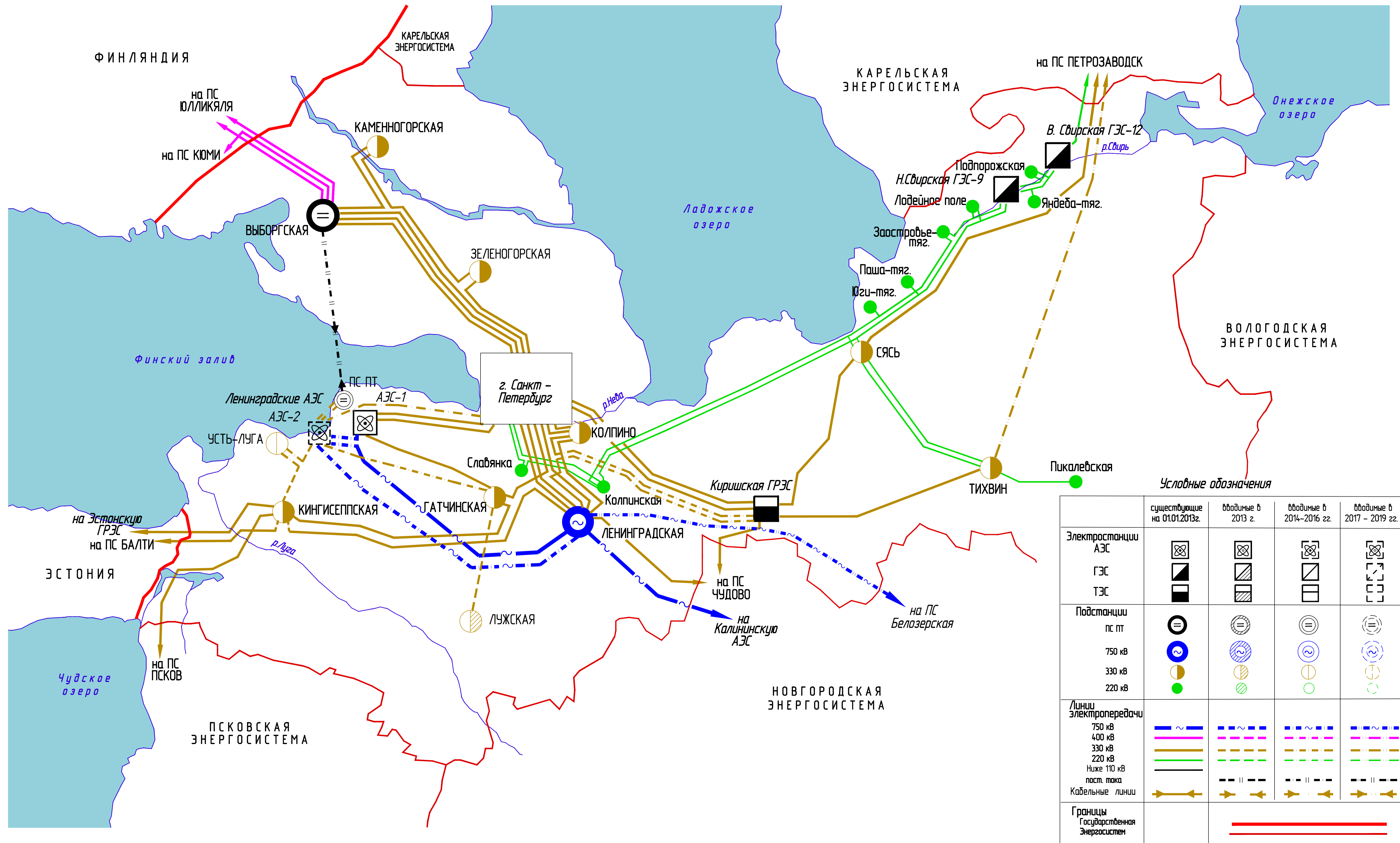
(по городу Санкт-Петербургу)



Условные обозначения

	существующие на 01.01.2013г.	вводимые в 2013 году	вводимые в 2014–2016 гг.	вводимые в 2017 – 2019 гг.
Электростанции ТЭС				
Подстанции 330 кВ				
220 кВ				
Линии электропередачи 330 кВ				
220 кВ				
Кабельные линии 330 кВ (на примере 330 кВ)				

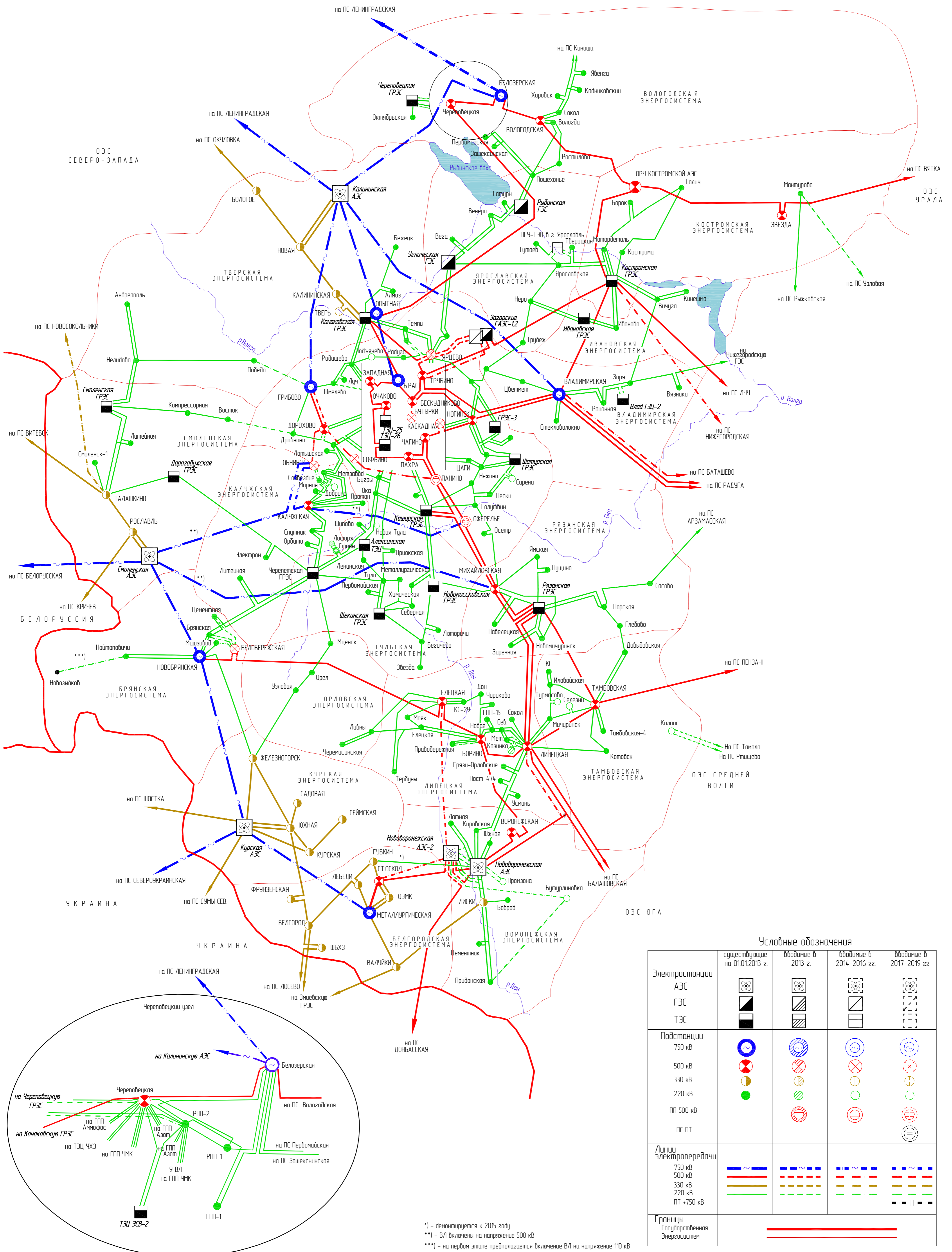
Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области на 2013–2019 годы (по Ленинградской области)



Условные обозначения

	существующие на 01.01.2013г.	вводимые в 2013 г.	вводимые в 2014–2016 гг.	вводимые в 2017 – 2019 гг.
Электростанции				
АЭС				
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции				
пс пт				
750 кВ				
330 кВ				
220 кВ				
Линии электропередачи				
750 кВ				
400 кВ				
330 кВ				
220 кВ				
Ниже 110 кВ пост. тока				
Кабельные линии				
Границы Государственной Энергосистемы				

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Центра на 2013–2019 годы

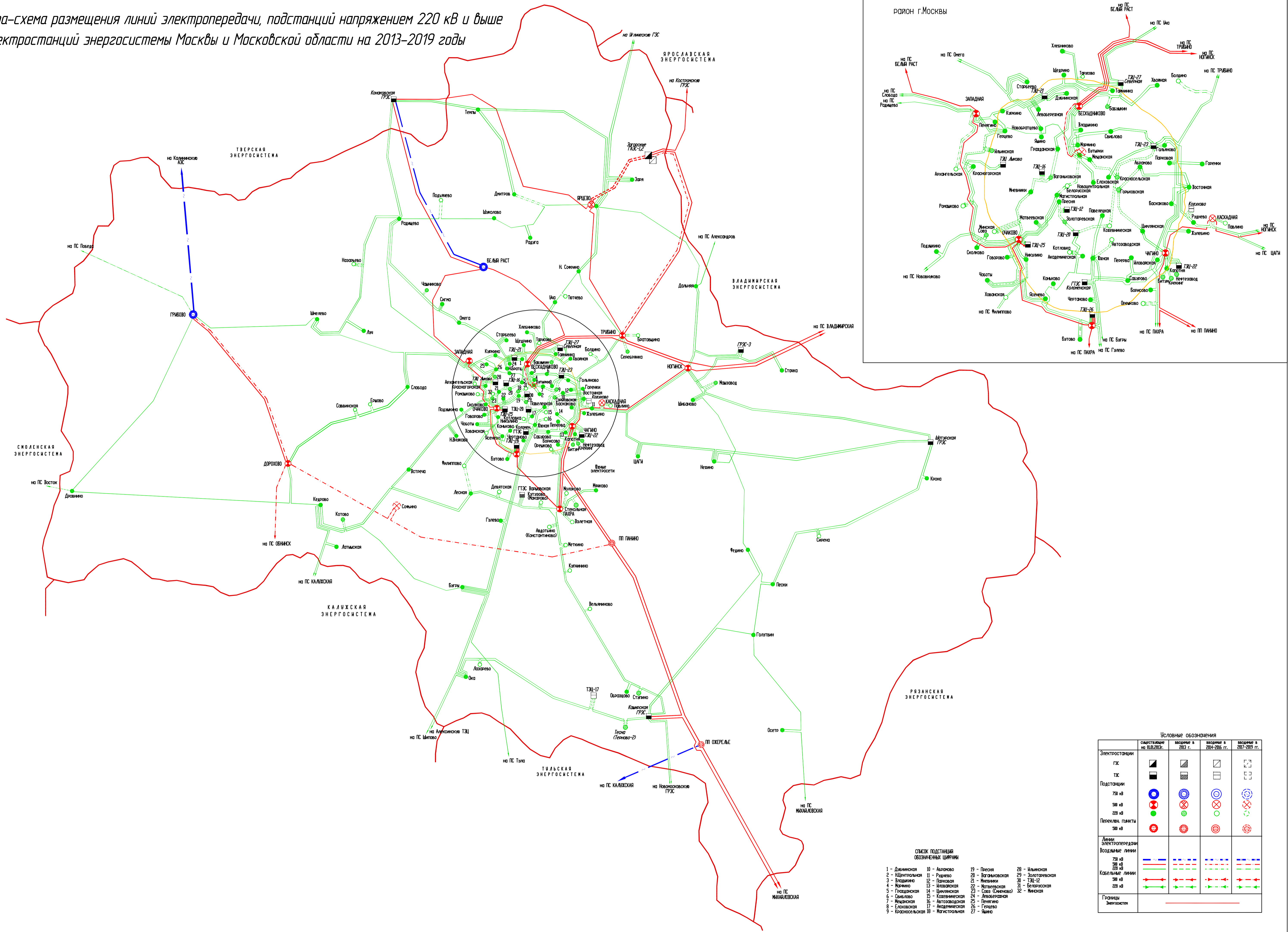


Условные обозначения

	существующие на 01.01.2013 г.	вводимые в 2013 г.	вводимые в 2014–2016 гг.	вводимые в 2017–2019 гг.
Электростанции				
АЭС				
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции				
750 кВ				
500 кВ				
330 кВ				
220 кВ				
ПП 500 кВ				
ПС ПТ				
Линии электропередачи				
750 кВ				
500 кВ				
330 кВ				
220 кВ				
ПТ ±750 кВ				
Границы Государственной Энергосистемы				

*) – демантируется к 2015 году
 **) – ВЛ включены на напряжение 500 кВ
 ***) – на первом этапе предполагается включение ВЛ на напряжение 110 кВ

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Москвы и Московской области на 2013–2019 годы

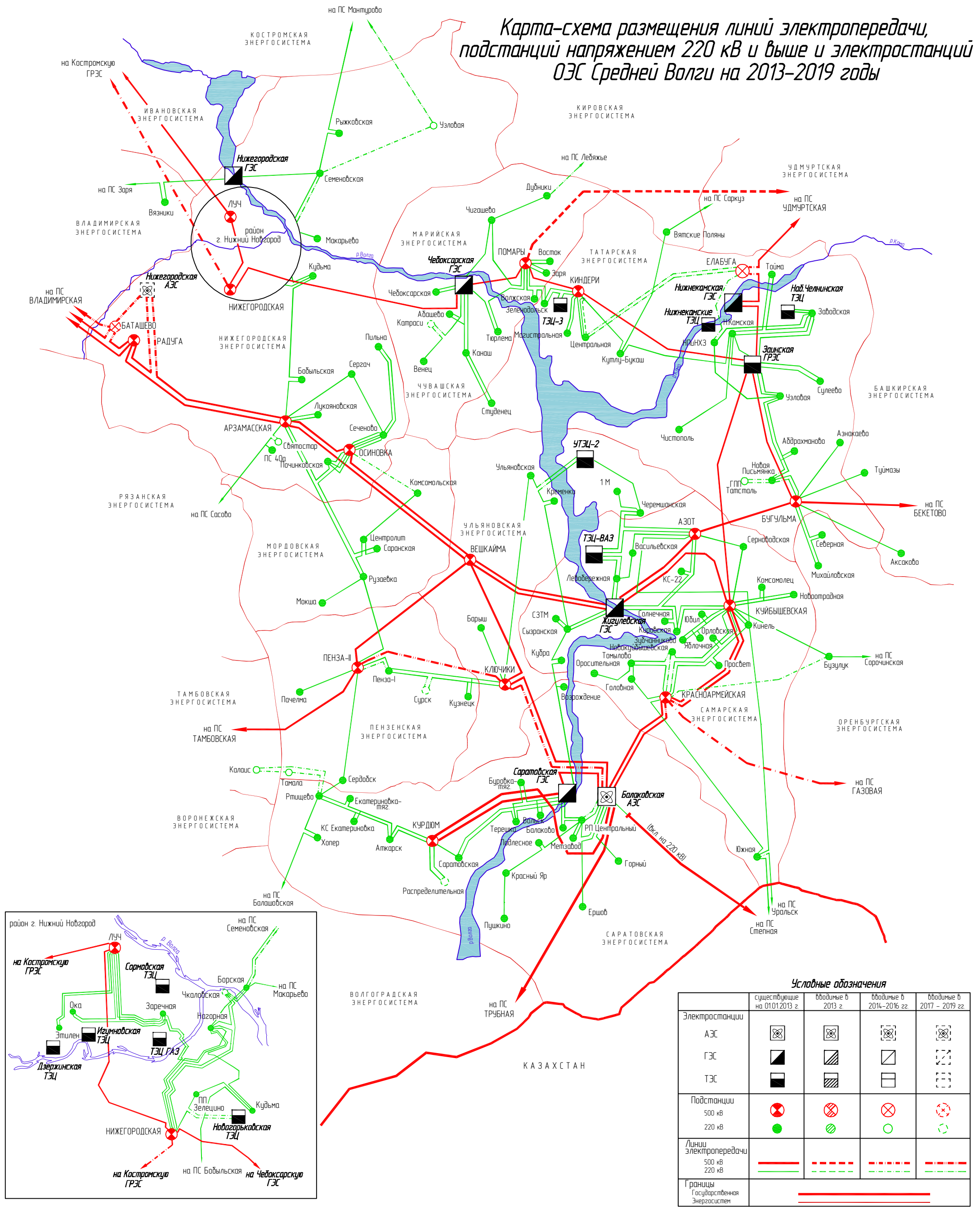


Условные обозначения

Электростанции	существующие на 01.01.2013 г.	вводимые в 2013 г.	вводимые в 2014–2016 гг.	вводимые в 2017–2019 гг.
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции				
750 кВ				
500 кВ				
220 кВ				
Переключ. пункты 500 кВ				
Линии электропередачи				
Воздушные линии				
750 кВ				
500 кВ				
Кабельные линии				
500 кВ				
220 кВ				
Границы Энергозон				

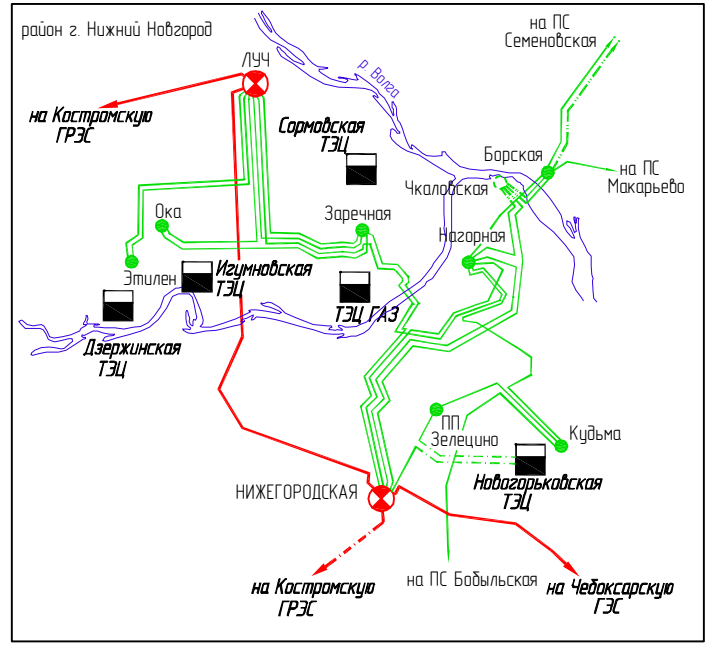
- СПИСОК ПОДСТАНЦИЙ ОБЪЕДИНЕННЫХ ЦИФРАМИ
- | | | | |
|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| 1 - Дзенинская | 10 - Абрамцево | 19 - Пресня | 28 - Ильинская |
| 2 - Центральная | 11 - Рузьево | 20 - Валамовская | 29 - Золотаревская |
| 3 - Владимирская | 12 - Парковая | 21 - Мневники | 30 - ТЗЦ-12 |
| 4 - Марьино | 13 - Матвеевская | 22 - Матвеевская | 31 - Белогородская |
| 5 - Гражданская | 14 - Шиняевская | 23 - Сова (Спички) | 32 - Мичковская |
| 6 - Ольхово | 15 - Козыревская | 24 - Лаволинская | |
| 7 - Мичковская | 16 - Автозаводская | 25 - Пенчино | |
| 8 - Елаховская | 17 - Академическая | 26 - Герцево | |
| 9 - Красносельская | 18 - Магистральная | 27 - Ямь | |

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Средней Волги на 2013–2019 годы

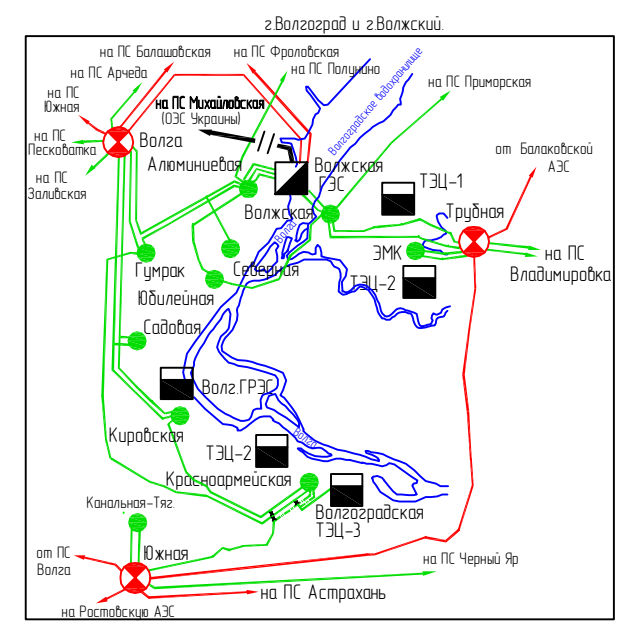
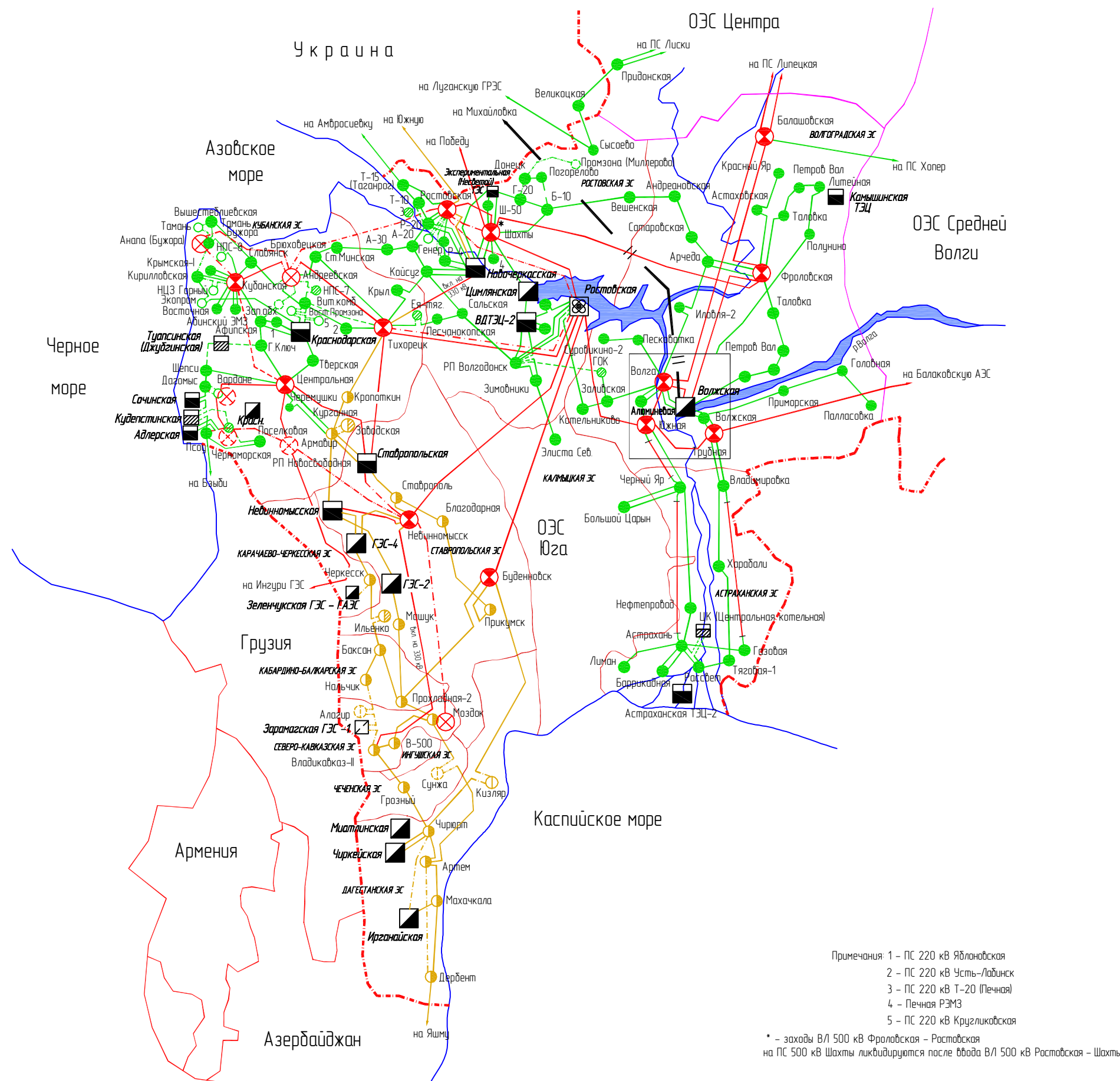


Условные обозначения

	существующие на 01.01.2013 г.	вводимые в 2013 г.	вводимые в 2014–2016 гг.	вводимые в 2017–2019 гг.
Электростанции				
АЭС				
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции				
500 кВ				
220 кВ				
Линии электропередачи				
500 кВ				
220 кВ				
Границы Государственной Энергосистемы				



Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Юга на 2013–2019 годы

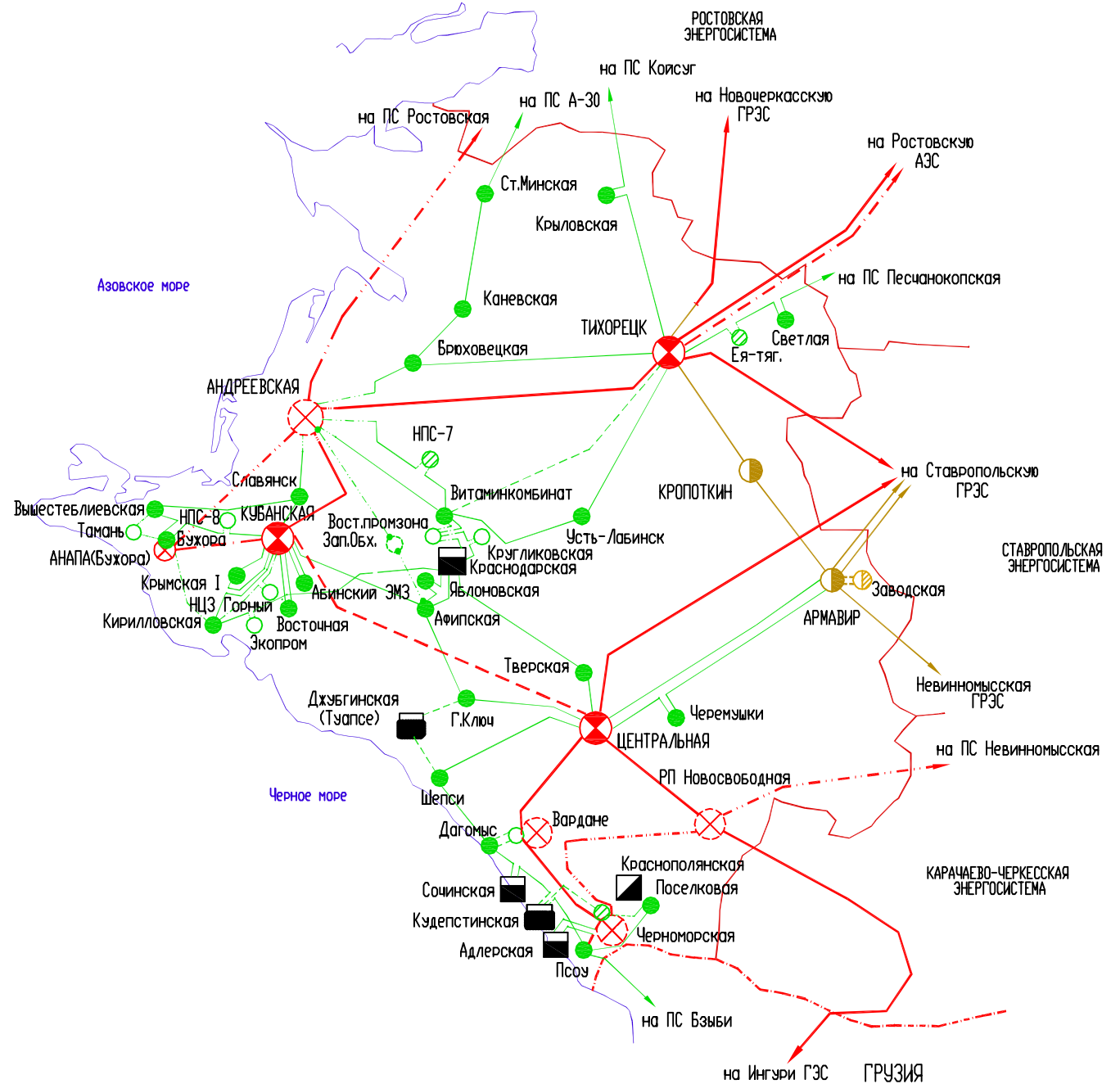


Примечания: 1 – ПС 220 кВ Ядлановская
 2 – ПС 220 кВ Усть-Лабинск
 3 – ПС 220 кВ Т-20 (Печная)
 4 – Печная РЭМЗ
 5 – ПС 220 кВ Кругликовская
 * – заходы ВЛ 500 кВ Фроловская – Ростовская
 на ПС 500 кВ Шахты ликвидируются после ввода ВЛ 500 кВ Ростовская – Шахты

Условные обозначения

	существующие на 01.01.2013 г.	Намечаемые к сооружению		
		в 2013 г.	в 2014–2016 гг.	в 2017–2019 гг.
Электростанции				
ГЭС				
ТЭС				
АЭС				
Подстанции				
500 кВ				
330 кВ				
220 кВ				
Линии электропередачи				
500 кВ				
330 кВ				
220 кВ				
ВЛ пост. тока				
Границы Государственной Энергосистемы ОЭС				

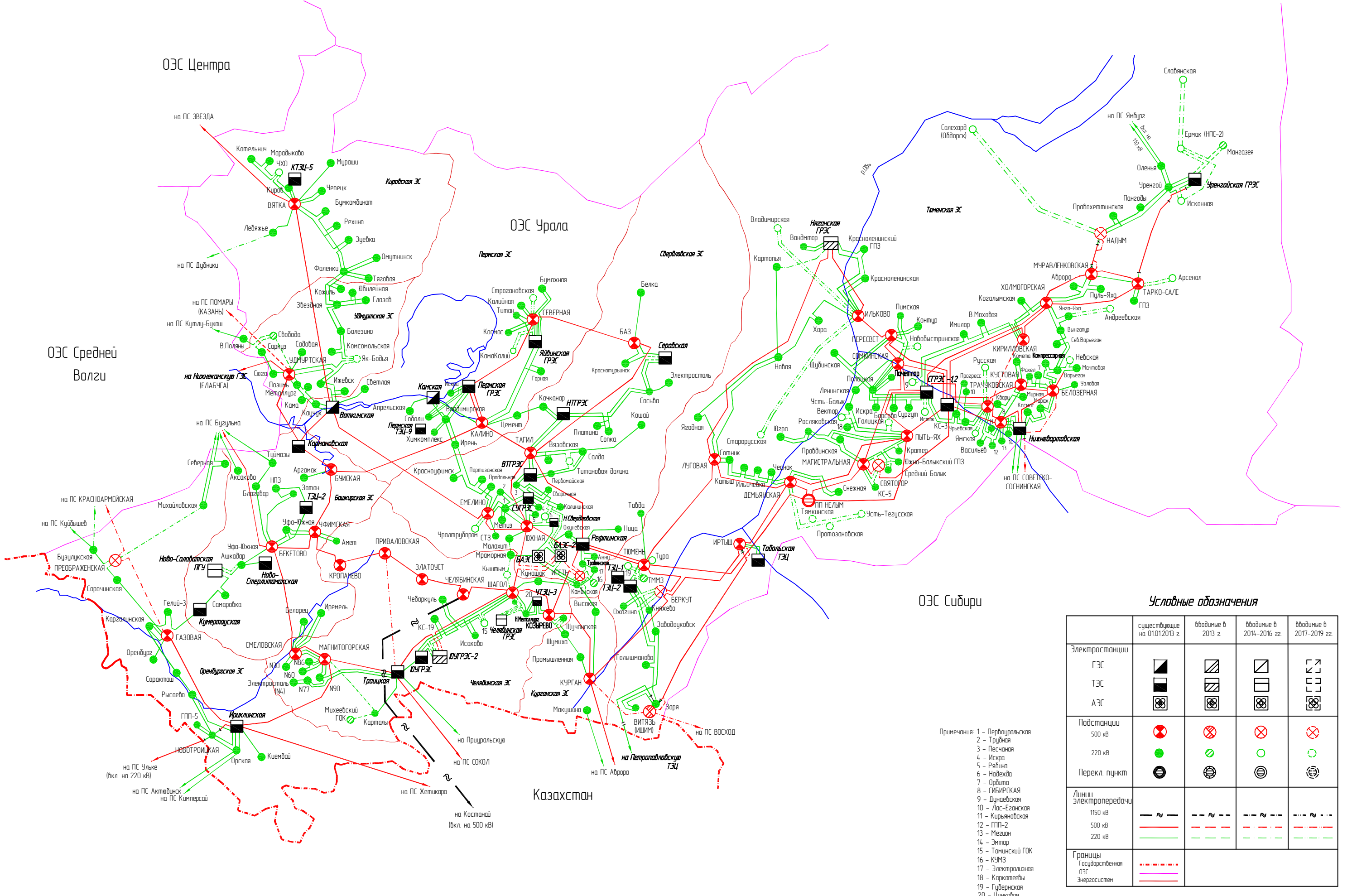
Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Краснодарского края и Республики Адыгея на 2013-2019 годы



Условные обозначения

	существующие на 01.01.2013 г.	Намечены к сооружению		
		в 2013 г.	в 2014-2016 гг.	в 2017-2019 гг.
Электростанции	ГЭС			
	ТЭС			
Подстанции	500 кВ			
	330 кВ			
	220 кВ			
Линии электропередачи	500 кВ			
	330 кВ			
	220 кВ			
Границы Государственной ОЭС				

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Урала на 2013–2019 годы

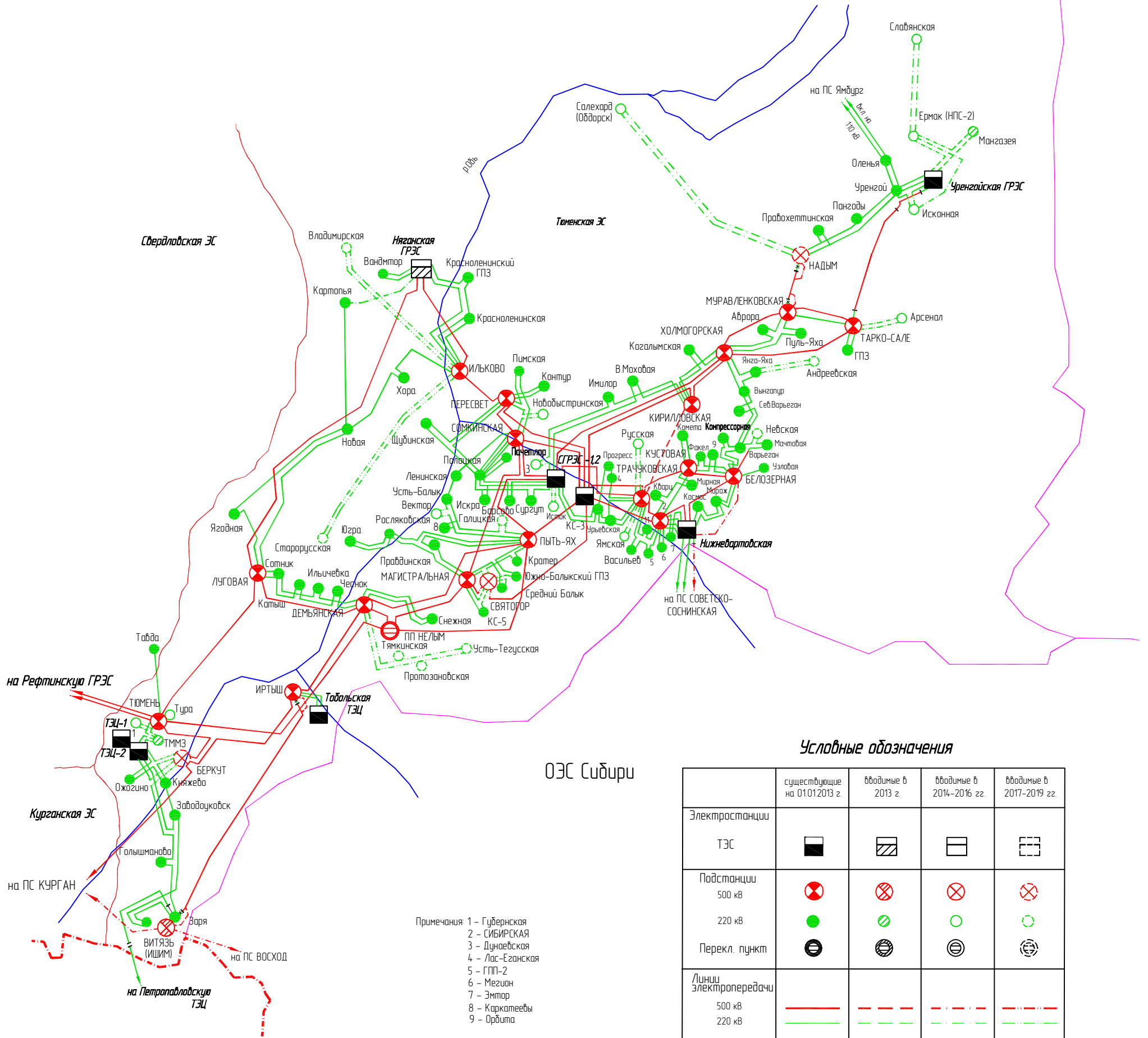


Условные обозначения

	существующие на 01.01.2013 г.	вводимые в 2013 г.	вводимые в 2014–2016 гг.	вводимые в 2017–2019 гг.
Электростанции				
ГЭС				
ТЭС				
АЭС				
Подстанции				
500 кВ				
220 кВ				
Переключательный пункт				
Линии электропередачи				
1150 кВ				
500 кВ				
220 кВ				
Границы				
Государственная ОЭС				
Энергосистем				

- Примечания:
- 1 – Первоуральская
 - 2 – Трудная
 - 3 – Песчаная
 - 4 – Искра
 - 5 – Ярина
 - 6 – Надежда
 - 7 – Орбита
 - 8 – СИБИРСКАЯ
 - 9 – Дунаевская
 - 10 – Лас-Еганская
 - 11 – Кирьяновская
 - 12 – ГПП-2
 - 13 – Мегион
 - 14 – Эктор
 - 15 – Таминский ГОК
 - 16 – КЭМЗ
 - 17 – Электролизная
 - 18 – Каркалеев
 - 19 – Губернская
 - 20 – Цинковая

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Тюменской области, Ямало-Ненецкого автономного округа, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры на 2013–2019 годы

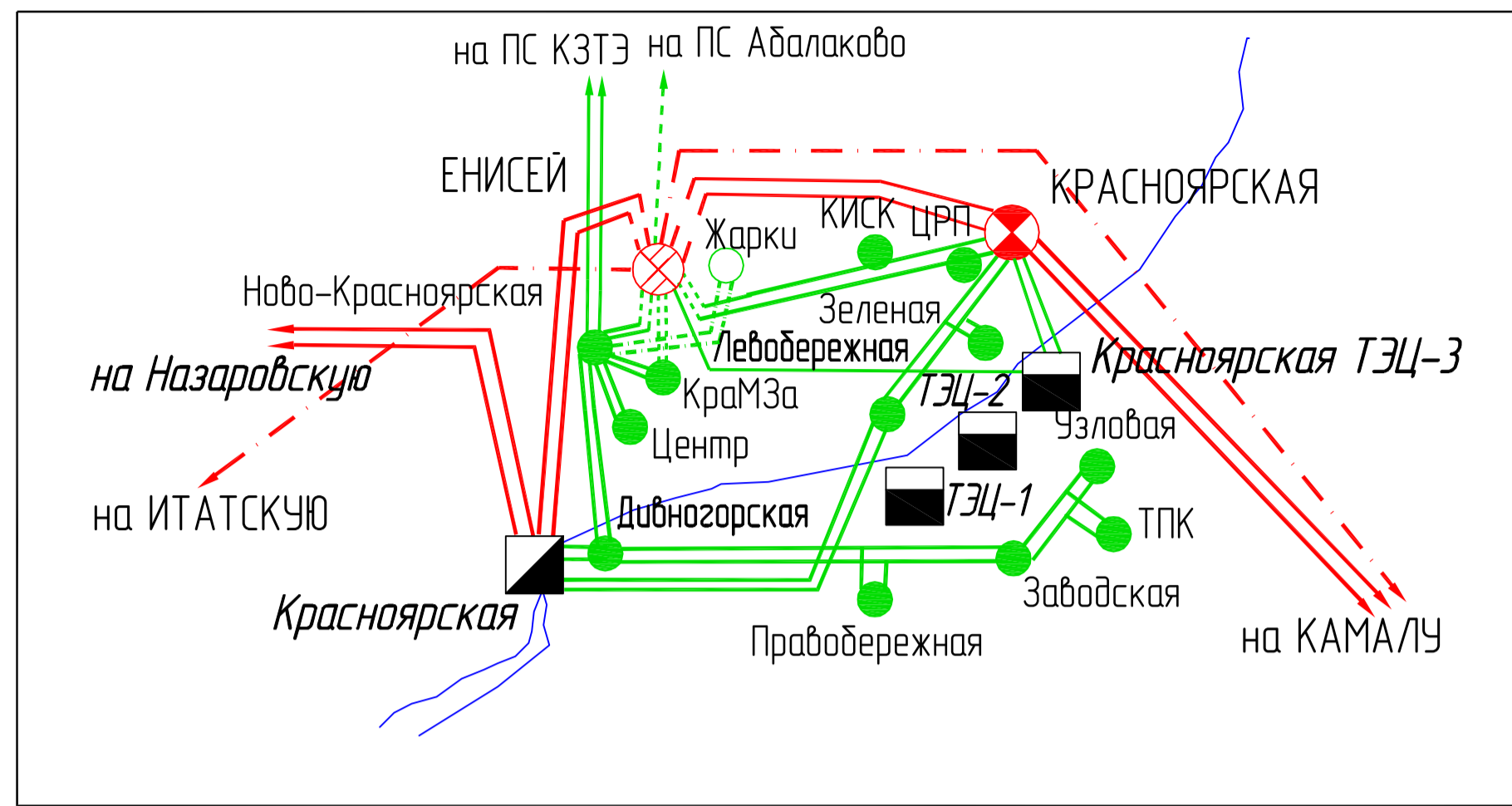


Условные обозначения

	существующие на 01.01.2013 г.	вводимые в 2013 г.	вводимые в 2014–2016 гг.	вводимые в 2017–2019 гг.
Электростанции				
ТЭС				
Подстанции				
500 кВ				
220 кВ				
Переключ. пункт				
Линии электропередачи				
500 кВ				
220 кВ				
Границы				
Государственная ОЭС				
Энергосистем				

Примечания: 1 – Гудерская
 2 – СИБИРСКАЯ
 3 – Дунаевская
 4 – Лас-Еганская
 5 – ГПП-2
 6 – Мегиан
 7 – Эмтор
 8 – Каркатеевы
 9 – Орбита

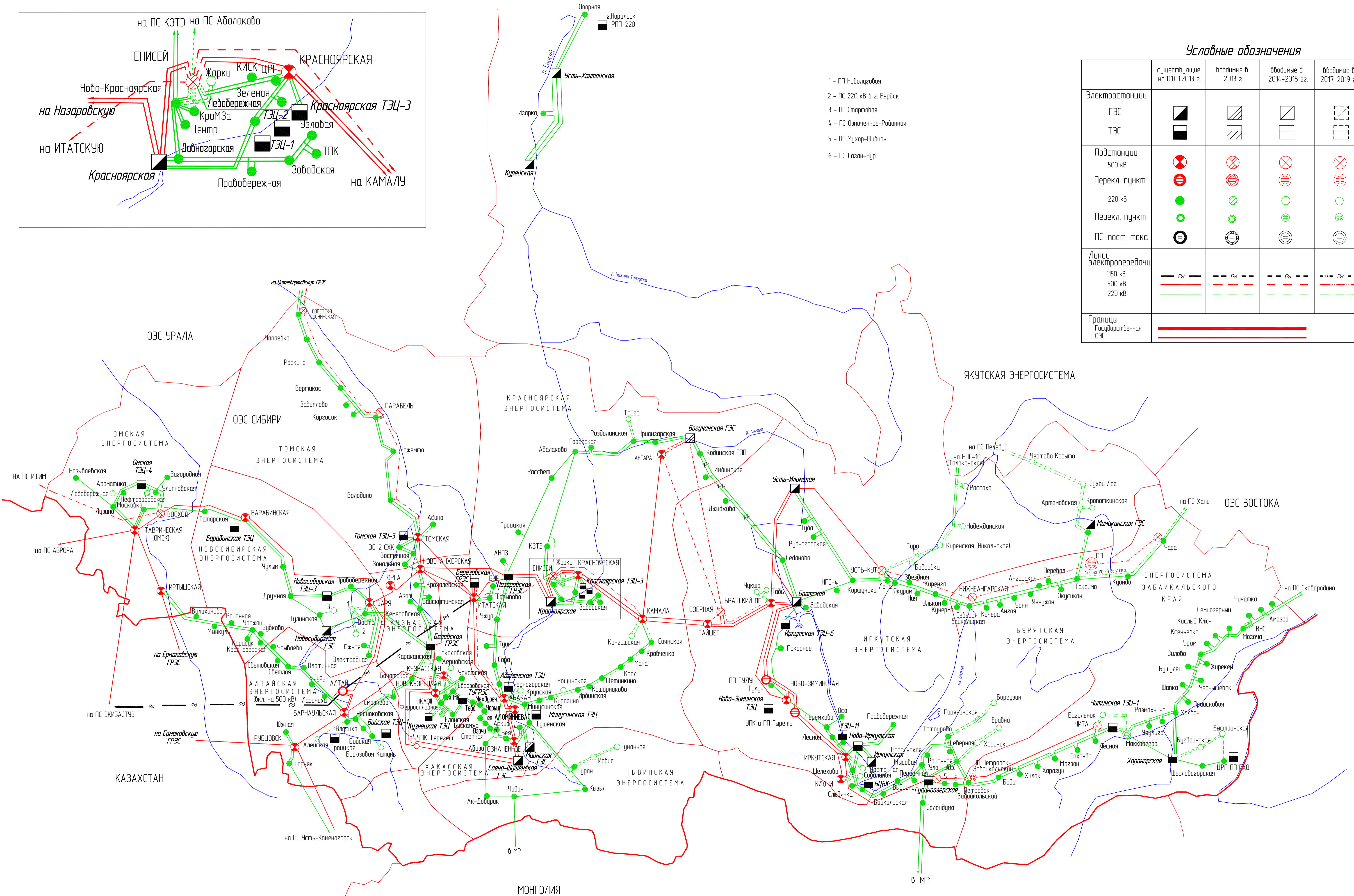
Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Сибири на 2013–2019 годы



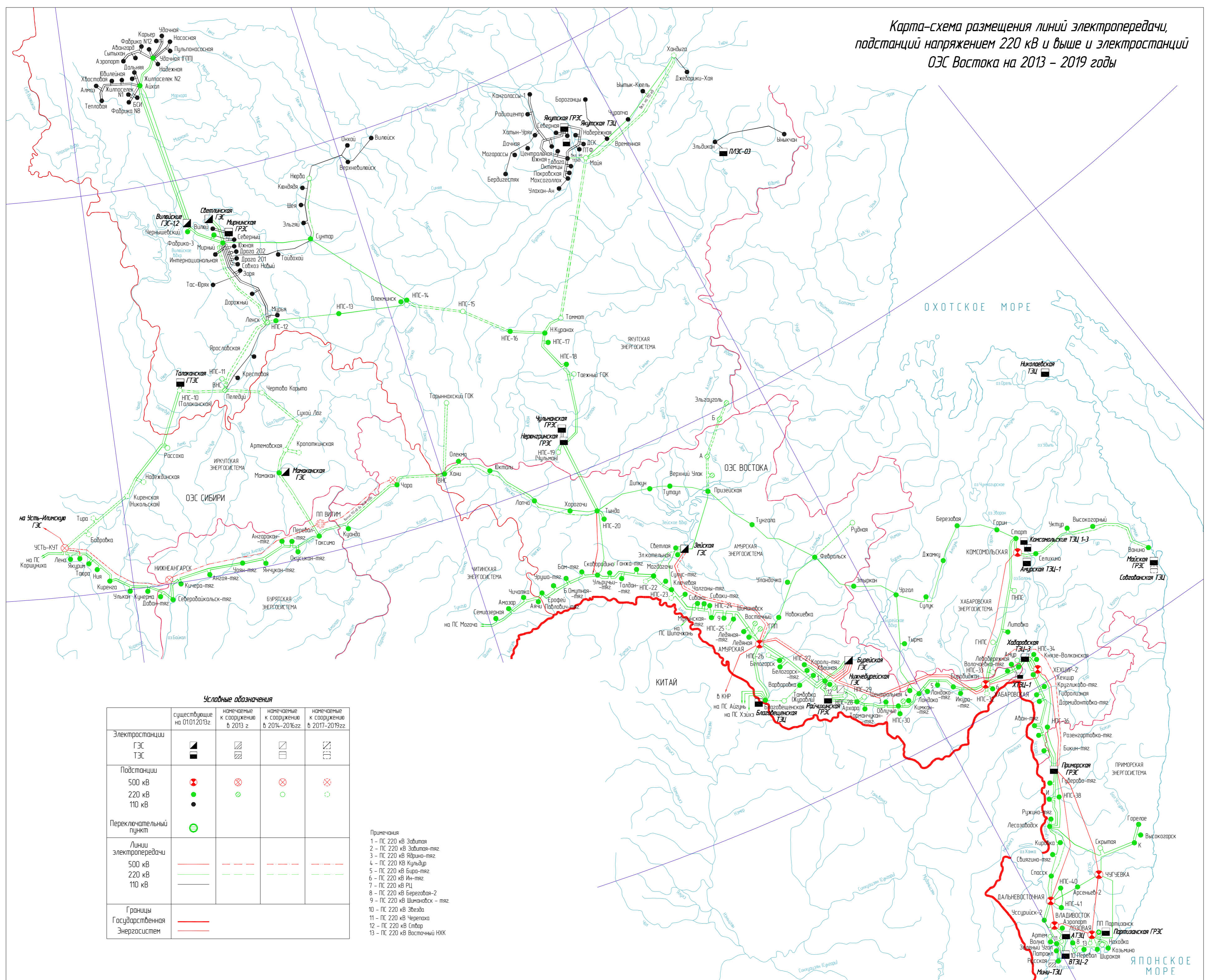
- 1 – ПП Новокузнецкая
- 2 – ПС 220 кВ в г. Бердск
- 3 – ПС Стартовая
- 4 – ПС Означенное-Рабочая
- 5 – ПС Мухомор-Шибирь
- 6 – ПС Саяно-Нур

Условные обозначения

	существующие на 01.01.2013 г.	вводимые в 2013 г.	вводимые в 2014–2016 гг.	вводимые в 2017–2019 гг.
Электростанции				
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции				
500 кВ				
Переключ. пункт				
220 кВ				
Переключ. пункт				
ПС пост. тока				
Линии электропередачи				
1150 кВ				
500 кВ				
220 кВ				
Границы				
Государственная ОЭС				



Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Востока на 2013 – 2019 годы



Условные обозначения

	существующие на 01.01.2013г.	намечаемые к сооружению в 2013 г.	намечаемые к сооружению в 2014–2016гг.	намечаемые к сооружению в 2017–2019гг.
Электростанции				
ГЭС	■	▨	▩	▪
ТЭС	■	▨	▩	▪
Подстанции				
500 кВ	●	⊗	⊗	⊗
220 кВ	●	○	○	○
110 кВ	●	○	○	○
Переключательный пункт	⊕			
Линии электропередачи				
500 кВ	—	---	---	---
220 кВ	—	---	---	---
110 кВ	—	---	---	---
Границы Государственной Энергосистем	—	—	—	—

- Примечания
- 1 – ПС 220 кВ Завитая
 - 2 – ПС 220 кВ Завитая-тяг.
 - 3 – ПС 220 кВ Ядрин-тяг.
 - 4 – ПС 220 кВ Кудьур
 - 5 – ПС 220 кВ Бира-тяг.
 - 6 – ПС 220 кВ Ин-тяг.
 - 7 – ПС 220 кВ РЦ
 - 8 – ПС 220 кВ Березовая-2
 - 9 – ПС 220 кВ Шмариновск – тяг.
 - 10 – ПС 220 кВ Звезда
 - 11 – ПС 220 кВ Черепиха
 - 12 – ПС 220 кВ Спбвр
 - 13 – ПС 220 кВ Восточный НКХ

Приложение №1
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2013-2019 годы

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС ЕЭС России на 2013-2019 годы

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Северо-Запада, млрд.кВт.ч

	Факт	Прогноз							Ср.год. прирост за 2013 - 2019 гг., %
	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	
ОЭС Северо-Запада	93,210	93,092	94,511	96,257	97,677	98,763	100,272	101,874	
годовой темп прироста, %	0,71	0,69*	1,52	1,85	1,48	1,11	1,53	1,60	1,28
ЭС Архангельской области	7,673	7,755	7,817	7,907	8,000	8,113	8,229	8,310	
годовой темп прироста, %	0,54	1,07	0,80	1,15	1,18	1,41	1,43	0,98	1,15
ЭС Калининградской области	4,352	4,402	4,514	4,629	4,747	5,118	5,743	6,122	
годовой темп прироста, %	4,69	1,15	2,54	2,55	2,55	7,82	12,21	6,60	5,00
ЭС Республики Карелия	8,732	8,855	8,949	9,025	9,082	9,141	9,204	9,270	
годовой темп прироста, %	-2,86	1,41	1,06	0,85	0,63	0,65	0,69	0,72	0,86
ЭС Мурманской области	13,210	12,524	12,633	12,768	12,908	13,030	13,157	13,289	
годовой темп прироста, %	0,74	0,03*	0,87	1,07	1,10	0,95	0,97	1,00	0,09
ЭС Республики Коми	8,909	9,056	9,154	9,220	9,286	9,353	9,421	9,490	
годовой темп прироста, %	0,48	1,65	1,08	0,72	0,72	0,72	0,73	0,73	0,91
ЭС г.Санкт-Петербург и Ленинградской области	43,812	43,849	44,600	45,690	46,478	46,680	47,034	47,749	
годовой темп прироста, %	0,75	0,23*	1,71	2,44	1,72	0,43	0,76	1,52	1,24
ЭС Новгородской области	4,295	4,388	4,527	4,659	4,774	4,882	4,994	5,108	
годовой темп прироста, %	2,90	2,17	3,17	2,92	2,47	2,26	2,29	2,28	2,51

	Факт	Прогноз							Ср.год. прирост за 2013 - 2019 гг., %
	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	
ОЭС Северо-Запада	93,210	93,092	94,511	96,257	97,677	98,763	100,272	101,874	
ЭС Псковской области	2,227	2,263	2,317	2,359	2,402	2,446	2,490	2,536	
годовой темп прироста, %	4,21	1,62	2,39	1,81	1,82	1,83	1,80	1,85	1,87

* - без учета приграничной торговли в 2012 году из ОЭС Северо-Запада, в т.ч. из ЭС Мурманской области и ЭС г.Санкт-Петербург и Ленинградской области

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Центра, млрд.кВт.ч

	Факт	Прогноз							Ср.год. прирост за 2013 - 2019 гг., %
	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	
ОЭС Центра	229,416	234,007	239,315	244,970	250,235	255,778	260,346	264,129	
годовой темп, %	2,57	2,00	2,27	2,36	2,15	2,22	1,79	1,45	2,03
ЭС Белгородской области	14,906	15,093	15,309	15,568	16,171	16,797	17,401	17,943	
годовой темп, %	1,02	1,25	1,43	1,69	3,87	3,87	3,60	3,11	2,68
ЭС Брянской области	4,489	4,510	4,576	4,740	5,015	5,204	5,404	5,484	
годовой темп, %	3,58	0,47	1,46	3,58	5,80	3,77	3,84	1,48	2,90
ЭС Владимирской области	7,077	7,119	7,267	7,471	7,593	7,886	8,207	8,275	
годовой темп, %	1,61	0,59	2,08	2,81	1,63	3,86	4,07	0,83	2,26
ЭС Вологодской области	13,532	13,670	13,904	14,053	14,312	14,419	14,527	14,636	
годовой темп, %	-0,49	1,02	1,71	1,07	1,84	0,75	0,75	0,75	1,13
ЭС Воронежской области	10,217	10,573	11,090	11,607	12,127	12,409	12,257	12,395	
годовой темп, %	4,70	3,48	4,89	4,66	4,48	2,33	-1,22	1,13	2,80
ЭС Ивановской области	3,758	3,798	3,850	3,915	3,973	4,017	4,052	4,084	
годовой темп, %	1,62	1,06	1,37	1,69	1,48	1,11	0,87	0,79	1,20
ЭС Калужской области	5,404	5,763	6,299	6,783	7,373	8,080	8,180	8,267	
годовой темп, %	5,57	6,64	9,30	7,68	8,70	9,59	1,24	1,06	6,26
ЭС Костромской области	3,656	3,671	3,709	3,750	3,798	3,840	3,883	3,925	
годовой темп, %	1,25	0,41	1,04	1,11	1,28	1,11	1,12	1,08	1,02
ЭС Курской области	8,254	8,337	7,943	8,019	7,617	7,639	7,661	7,684	
годовой темп, %	1,64	1,01	-4,73	0,96	-5,01	0,29	0,29	0,30	-1,02
ЭС Липецкой области	11,743	11,941	12,220	12,447	12,674	12,940	13,194	13,372	
годовой темп, %	6,84	1,69	2,34	1,86	1,82	2,10	1,96	1,35	1,87
ЭС Орловской области	2,807	2,888	2,955	2,996	3,072	3,130	3,155	3,181	

	Факт	Прогноз							Ср.год. прирост за 2013 - 2019 гг., %
	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	
годовой темп, %	3,77	2,89	2,32	1,39	2,54	1,89	0,80	0,82	1,80
ЭС Рязанской области	6,446	6,538	6,645	6,732	6,851	6,983	7,138	7,206	
годовой темп, %	1,69	1,43	1,64	1,31	1,77	1,93	2,22	0,95	1,60
ЭС Смоленской области	6,276	6,361	6,445	6,596	6,640	6,686	6,734	6,482	
годовой темп, %	1,16	1,35	1,32	2,34	0,67	0,69	0,72	-3,74	0,46
ЭС Тамбовской области	3,453	3,499	3,603	3,661	3,775	3,927	4,079	4,228	
годовой темп, %	0,20	1,33	2,97	1,61	3,11	4,03	3,87	3,65	2,93
ЭС Тверской области	8,256	8,410	8,518	8,633	8,767	8,870	9,009	9,166	
годовой темп, %	7,39	1,87	1,28	1,35	1,55	1,17	1,57	1,74	1,50
ЭС Тульской области	9,939	10,091	10,274	10,391	10,552	10,715	10,845	10,947	
годовой темп, %	0,03	1,53	1,81	1,14	1,55	1,54	1,21	0,94	1,39
ЭС Ярославской области	8,279	8,350	8,445	8,584	8,667	8,755	8,847	8,945	
годовой темп, %	1,15	0,86	1,14	1,65	0,97	1,02	1,05	1,11	1,11
ЭС г. Москвы и Московской области	100,924	103,395	106,263	109,024	111,258	113,481	115,773	117,909	
годовой темп, %	2,75	2,45	2,77	2,60	2,05	2,00	2,02	1,84	2,25

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Средней Волги, млрд.кВт.ч

	Факт	Прогноз							Ср.год. прирост за 2013 - 2019 гг., %
	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	
ОЭС Средней Волги	108,504	110,333	112,516	114,625	116,171	117,874	119,817	121,329	
годовой темп, %	0,46	1,69	1,98	1,87	1,35	1,47	1,65	1,26	1,61
ЭС Нижегородской области	22,379	22,713	23,143	23,613	23,841	24,223	24,711	25,116	
годовой темп, %	-1,70	1,49	1,89	2,03	0,97	1,60	2,01	1,64	1,66
ЭС Самарской области	24,013	24,365	24,840	25,291	25,400	25,537	25,786	25,984	
годовой темп, %	-0,22	1,47	1,95	1,82	0,43	0,54	0,98	0,77	1,13
ЭС Республики Марий-Эл	3,196	3,273	3,350	3,410	3,471	3,534	3,598	3,664	
годовой темп, %	-1,72	2,41	2,35	1,79	1,79	1,82	1,81	1,83	1,97
ЭС Республики Мордовия	3,412	3,495	3,579	3,654	3,726	3,782	3,897	3,964	
годовой темп, %	5,41	2,43	2,40	2,10	1,97	1,50	3,04	1,72	2,17
ЭС Пензенской области	4,737	4,860	4,998	5,105	5,192	5,280	5,372	5,466	
годовой темп, %	3,70	2,60	2,84	2,14	1,70	1,69	1,74	1,75	2,07
ЭС Саратовской области	13,009	13,262	13,494	13,728	13,956	14,098	14,222	14,347	
годовой темп, %	-2,03	1,94	1,75	1,73	1,66	1,02	0,88	0,88	1,41
ЭС Ульяновской области	6,066	6,216	6,326	6,431	6,506	6,583	6,661	6,740	
годовой темп, %	0,45	2,47	1,77	1,66	1,17	1,18	1,18	1,19	1,52
ЭС Республики Чувашия	5,367	5,498	5,625	5,729	5,833	5,933	6,027	6,124	
годовой темп, %	1,90	2,44	2,31	1,85	1,82	1,71	1,58	1,61	1,90
ЭС Республики Татарстан	26,325	26,651	27,161	27,664	28,246	28,904	29,543	29,924	
годовой темп, %	3,11	1,24	1,91	1,85	2,10	2,33	2,21	1,29	1,85

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Юга, млрд.кВт.ч

	Факт	Прогноз							Ср.год. прирост за 2013 - 2019 гг., %
	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	
ОЭС Юга	86,510	90,402	95,078	98,039	100,027	101,801	102,962	104,071	
годовой темп, %	0,89	4,50	5,17	3,11	2,03	1,77	1,14	1,08	2,68
ЭС Астраханской области	4,322	4,481	4,692	4,802	4,883	4,965	5,049	5,133	
годовой темп, %	0,84	3,68	4,71	2,34	1,69	1,68	1,69	1,66	2,49
ЭС Волгоградской области	18,800	18,852	18,889	18,940	19,022	19,099	19,190	19,271	
годовой темп, %	-1,52	0,28	0,20	0,27	0,43	0,40	0,48	0,42	0,35
ЭС Чеченской Республики	2,341	2,387	2,441	2,531	2,613	2,662	2,712	2,763	
годовой темп, %	0,43	1,96	2,26	3,69	3,24	1,88	1,88	1,88	2,40
ЭС Республики Дагестан	5,396	5,537	5,718	5,899	6,082	6,267	6,391	6,518	
годовой темп, %	-0,94	2,61	3,27	3,17	3,10	3,04	1,98	1,99	2,74
ЭС Каб-Балкарской Республики	1,553	1,589	1,623	1,653	1,678	1,707	1,735	1,765	
годовой темп, %	1,44	2,32	2,14	1,85	1,51	1,73	1,64	1,73	1,84
ЭС Республики Калмыкия	0,481	0,531	0,635	0,661	0,668	0,675	0,682	0,690	
годовой темп, %	1,05	10,40	19,59	4,09	1,06	1,05	1,04	1,17	5,29
ЭС Краснодарского края и Республики Адыгея	22,764	25,533	28,393	29,697	30,645	31,103	31,331	31,514	
годовой темп, %	3,66	12,16	11,20	4,59	3,19	1,49	0,73	0,58	4,76
ЭС Ростовской области	17,429	17,727	18,343	19,087	19,416	20,042	20,392	20,750	
годовой темп, %	2,32	1,71	3,47	4,06	1,72	3,22	1,75	1,76	2,52
ЭС Республики Сев.Осетия	2,305	2,343	2,441	2,524	2,598	2,659	2,708	2,759	
годовой темп, %	0,17	1,65	4,18	3,40	2,93	2,35	1,84	1,88	2,60
ЭС Кар-Черкесской Республики	1,263	1,272	1,456	1,654	1,706	1,758	1,797	1,821	
годовой темп, %	-2,62	0,71	14,47	13,60	3,14	3,05	2,22	1,34	5,37
ЭС Ставропольского края	9,231	9,506	9,784	9,908	10,012	10,139	10,228	10,317	
годовой темп, %	-1,59	2,98	2,92	1,27	1,05	1,27	0,88	0,87	1,60
ЭС Республики Ингушетия	0,625	0,644	0,663	0,683	0,704	0,725	0,747	0,770	
годовой темп, %	1,79	3,04	2,95	3,02	3,07	2,98	3,03	3,08	3,03

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Урала, млрд.кВт.ч

	Факт	Прогноз							Ср.год. прирост за 2013 - 2019 гг., %
	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	
ОЭС Урала	257,003	260,042	263,895	267,819	271,484	274,650	278,319	281,045	
годовой темп, %	0,95	1,18	1,48	1,49	1,37	1,17	1,34	0,98	1,29
ЭС Республики Башкортостан	25,359	25,735	26,171	26,559	26,876	27,180	27,492	27,847	
годовой темп, %	1,51	1,48	1,69	1,48	1,19	1,13	1,15	1,29	1,35
ЭС Кировской области	7,478	7,563	7,696	7,807	7,897	7,978	8,080	8,186	
годовой темп, %	1,20	1,14	1,76	1,44	1,15	1,03	1,28	1,31	1,30
ЭС Курганской области	4,531	4,595	4,664	4,722	4,775	4,829	4,885	4,945	
годовой темп, %	0,85	1,41	1,50	1,24	1,12	1,13	1,16	1,23	1,26
ЭС Оренбургской области	16,416	16,644	16,870	17,139	17,438	17,731	17,932	18,137	
годовой темп, %	-0,27	1,39	1,36	1,59	1,74	1,68	1,13	1,14	1,43
ЭС Пермского края	23,611	24,041	24,613	25,126	25,626	26,601	27,702	28,210	
годовой темп, %	0,23	1,82	2,38	2,08	1,99	3,80	4,14	1,83	2,57
ЭС Свердловской области	46,867	47,140	47,572	48,420	49,168	49,562	50,079	50,556	
годовой темп, %	1,47	0,58	0,92	1,78	1,54	0,80	1,04	0,95	1,09
ЭС Удмуртской Республики	9,344	9,506	9,720	9,829	9,932	9,995	10,057	10,121	
годовой темп, %	2,52	1,73	2,25	1,12	1,05	0,63	0,62	0,64	1,15
ЭС Челябинской области	36,233	36,832	37,479	38,205	38,864	39,308	39,718	40,086	
годовой темп, %	0,11	1,65	1,76	1,94	1,72	1,14	1,04	0,93	1,45
ЭС Тюменской области, ЯНАО, ХМАО	87,164	87,986	89,110	90,012	90,908	91,466	92,374	92,957	
годовой темп, %	1,09	0,94	1,28	1,01	1,00	0,61	0,99	0,63	0,92

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Сибири, млрд.кВт.ч

	Факт	Прогноз							Ср.год. прирост за 2013 - 2019 гг., %
	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	
ОЭС Сибири	210,183	212,544	216,913	221,984	228,953	234,027	236,557	238,733	
годовой темп, %	2,55	1,12	2,06	2,34	3,14	2,22	1,08	0,92	1,84
ЭС Алтайского края	11,094	11,236	11,474	11,649	11,810	12,052	12,177	12,305	
годовой темп, %	2,61	1,28	2,12	1,53	1,38	2,05	1,04	1,05	1,49
ЭС Республики Бурятия	5,462	5,611	5,873	6,057	6,286	6,500	6,561	6,612	
годовой темп, %	2,09	2,73	4,67	3,13	3,78	3,40	0,94	0,78	2,77
ЭС Иркутской области	54,708	54,902	55,725	57,035	59,688	62,582	63,522	63,849	
годовой темп, %	2,88	0,35	1,50	2,35	4,65	4,85	1,50	0,51	2,23
ЭС Красноярского края	43,308	44,132	45,630	47,756	50,078	50,459	50,612	50,899	
годовой темп, %	2,15	1,90	3,39	4,66	4,86	0,76	0,30	0,57	2,33
ЭС Республики Тыва	0,730	0,737	0,780	0,869	0,988	1,109	1,211	1,265	
годовой темп, %	2,82	0,96	5,83	11,41	13,69	12,25	9,20	4,46	8,17
ЭС Новосибирской области	15,411	15,582	15,875	16,266	16,646	16,991	17,317	17,646	
годовой темп, %	4,42	1,11	1,88	2,46	2,34	2,07	1,92	1,90	1,95
ЭС Омской области	10,902	10,936	11,109	11,226	11,441	11,566	11,664	11,761	
годовой темп, %	4,03	0,31	1,58	1,05	1,92	1,09	0,85	0,83	1,09
ЭС Томской области	9,177	9,266	9,344	9,421	9,531	9,609	9,688	9,771	
годовой темп, %	3,58	0,97	0,84	0,82	1,17	0,82	0,82	0,86	0,90
ЭС Забайкальского края	7,905	8,129	8,419	8,587	8,759	8,941	9,185	9,579	
годовой темп, %	4,52	2,83	3,57	2,00	2,00	2,08	2,73	4,29	2,78
ЭС Республики Хакасия	17,503	17,570	17,748	17,863	18,044	18,159	18,232	18,305	
годовой темп, %	4,12	0,38	1,01	0,65	1,01	0,64	0,40	0,40	0,64
ЭС Кемеровской области	33,983	34,443	34,936	35,255	35,682	36,059	36,388	36,741	
годовой темп, %	-0,19	1,35	1,43	0,91	1,21	1,06	0,91	0,97	1,12

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Востока, млрд.кВт.ч

	Факт	Прогноз							Ср.год. прирост за 2013 - 2019 гг., %
	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	
ОЭС Востока	31,674	33,252	34,889	36,326	38,618	40,760	41,559	42,396	
годовой темп, %	3,77	4,98	4,92	4,12	6,31	5,55	1,96	2,01	4,25
ЭС Амурской области	7,900	8,134	8,388	8,693	8,832	8,975	9,165	9,309	
годовой темп, %	6,87	2,96	3,12	3,64	1,60	1,62	2,12	1,57	2,37
ЭС Приморского края	12,742	13,383	13,981	14,470	16,151	17,740	18,041	18,423	
годовой темп, %	2,54	5,03	4,47	3,50	11,62	9,84	1,70	2,12	5,41
ЭС Хабаровского края и ЕАО	9,357	9,900	10,503	10,947	11,253	11,508	11,720	11,938	
годовой темп, %	2,69	5,80	6,09	4,23	2,80	2,27	1,84	1,86	3,54
Южно-Якутский энергорайон ЭС Республики Саха-Якутия	1,675	1,835	2,017	2,216	2,382	2,537	2,633	2,726	
годовой темп, %	5,21	9,55	9,92	9,87	7,49	6,51	3,78	3,53	7,21

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип монтажа	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
1 Р-9-35 *		Газ	окончательный		9,0						9,0
2 Р-10-35 *		Газ	окончательный		10,0						10,0
3 Р-10-35 *		Газ	окончательный		10,0						10,0
Всего по станции					29,0						29,0
Энергосистема Владимирской области											
Владимирская ТЭЦ-2	ЗАО "КЭС"										
2 ПТ-55-130		Газ	окончательный			54,5					54,5
3 Т-100-130		Газ	окончательный							100,0	100,0
4 Т-100-130		Газ	окончательный					100,0			100,0
Всего по станции						54,5		100,0		100,0	254,5
Энергосистема Воронежской области											
Нововоронежская АЭС	ОАО "Концерн Росэнергоатом"										
3 ВВЭР-417		Ядерное топливо	окончательный					417,0			417,0
4 ВВЭР-417		Ядерное топливо	окончательный						417,0		417,0
Всего по станции								417,0	417,0		834,0
Воронежская ТЭЦ-1	ОАО "Квадра"										
5 ПТ-30-90 *		Газ	окончательный		30,0						30,0
6 ПТ-30-90 *		Газ	окончательный		30,0						30,0
7 Р-14-90 *		Уголь	окончательный	14,0							14,0
8 Р-14-90 *		Газ	окончательный	14,0							14,0
9 ПР-20-90 *		Газ	окончательный	20,0							20,0
Всего по станции				48,0	60,0						108,0
Энергосистема Ивановской области											
Ивановская ТЭЦ-2	ЗАО "КЭС"										
5 ПТ-60-90		Газ	окончательный	60,0							60,0
Ивановская ТЭЦ-1(кот.)	ЗАО "КЭС"										
1 ГТУ-6 (Т)		Газ	окончательный				6,0				6,0
2 ГТУ-6 (Т)		Газ	окончательный				6,0				6,0
Всего по станции							12,0				12,0
Энергосистема Курской области											
Курская АЭС	ОАО "Концерн Росэнергоатом"										
1 РБМК-1000		Ядерное топливо	окончательный			1000,0					1000,0
2 РБМК-1000		Ядерное топливо	окончательный		1000,0						1000,0
Всего по станции					1000,0	1000,0					2000,0
Курская ТЭЦ-4	ОАО "Квадра"										
1 Р-5-35 *		Газ	окончательный	4,8							4,8
Энергосистема Липецкой области											

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип монтажа	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
Елецкая ТЭЦ	ОАО "Квадра"										
3 ПР-10-35 *		Газ	окончательный	10,0							10,0
4 Р-5-35 *		Газ	окончательный	5,0							5,0
Всего по станции				15,0							15,0
Данковская ТЭЦ	ОАО "Квадра"										
1 Т-6-35 *		Газ	окончательный	6,0							6,0
2 Р-4-35 *		Газ	окончательный	4,0							4,0
Всего по станции				10,0							10,0
Энергосистема г.Москвы и Московской области											
ГРЭС-3 им.Классона	ОАО "Мосэнерго"										
6 Т-6-29		Газ	окончательный	6,3							6,3
8 Р-12-90		Газ	окончательный	12,0							12,0
Всего по станции				18,3							18,3
ТЭЦ-20 Мосэнерго	ОАО "Мосэнерго"										
1 Т-30-90 *		Газ	окончательный				30,0				30,0
2 Т-30-90		Газ	окончательный				30,0				30,0
3 Т-30-90		Газ	окончательный					30,0			30,0
4 ПТ-35-90		Газ	окончательный							35,0	35,0
10 Т-100-130		Газ	окончательный				100,0				100,0
Всего по станции							160,0	30,0		35,0	225,0
ТЭЦ-12 с фил.(ТЭЦ-7) Мосэнерго	ОАО "Мосэнерго"										
5 ПТ-60-130		Газ	окончательный							60,0	60,0
6 ПТ-60-130		Газ	окончательный							60,0	60,0
Всего по станции										120,0	120,0
ТЭЦ-16 Мосэнерго	ОАО "Мосэнерго"										
1 Т-30-90 *		Газ	окончательный			30,0					30,0
2 Т-25-90 *		Газ	окончательный			25,0					25,0
3 Т-50-90		Газ	окончательный				50,0				50,0
4 Т-25-90		Газ	окончательный				25,0				25,0
Всего по станции						55,0	75,0				130,0
ТЭЦ-8 фил.ТЭЦ-9 Мосэнерго	ОАО "Мосэнерго"										
5 Р-25-130		Газ	окончательный					25,0			25,0
6 Т-105-130		Газ	окончательный						105,0		105,0
Всего по станции								25,0	105,0		130,0
ГЭС-1 им.Смидовича	ОАО "Мосэнерго"										
7 Р-10-35		Газ	окончательный	10,0							10,0
ТЭЦ-17 Мосэнерго	ОАО "Мосэнерго"										
1 ПТ-20-90 *		Газ/Уголь	окончательный		20,0						20,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип монтажа	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
2 Т-40-90		Газ/Уголь	окончательный		40,0						40,0
3 ПТ-...-90 *		Газ/Уголь	окончательный		32,0						32,0
4 Т-75-90 *		Газ/Уголь	окончательный		75,0						75,0
6 ПР-25-90 *		Газ/Уголь	окончательный		25,0						25,0
Всего по станции					192,0						192,0
ОАО "Мобильные ГТЭС" "Дарьино"	ОАО "Мобильные ГТЭС"										
2 ГТ КЭС		Моторное топливо	окончательный	22,5							22,5
ОАО "Мобильные ГТЭС" "Рублево"	ОАО "Мобильные ГТЭС"										
1 ГТ КЭС		Моторное топливо	окончательный	22,5							22,5
2 ГТ КЭС		Моторное топливо	окончательный	22,5							22,5
3 ГТ КЭС		Моторное топливо	окончательный	22,5							22,5
Всего по станции				67,5							67,5
ОАО "Мобильные ГТЭС" "Пушкино"	ОАО "Мобильные ГТЭС"										
1 ГТ КЭС		Моторное топливо	под замену	22,5							22,5
ОАО "Мобильные ГТЭС" "Игнатово" (Дмитр.р-н)	ОАО "Мобильные ГТЭС"										
1 ГТ КЭС *		Моторное топливо	окончательный	22,5							22,5
2 ГТ КЭС		Моторное топливо	окончательный	22,5							22,5
Всего по станции				45,0							45,0
Энергосистема Рязанской области											
Новорязанская ТЭЦ	ООО «Ново-Рязанская ТЭЦ»										
2 ПТ-25-90		Газ	окончательный			25,0					25,0
4 Р-25-90		Газ	окончательный					25,0			25,0
Всего по станции						25,0		25,0			50,0
Энергосистема Смоленской области											
Смоленская АЭС	ОАО "Концерн Росэнергоатом"										
1 РБМК-1000		Ядерное топливо	окончательный							1000,0	1000,0
Энергосистема Тульской области											
ГРЭС Черепетская	ООО "ИНТЕР РАО – Управление электрогенерацией"										
1 К-140-130		Уголь	окончательный			140,0					140,0
2 К-140-130		Уголь	окончательный			140,0					140,0
3 К-140-130		Уголь	окончательный			140,0					140,0
Всего по станции						420,0					420,0
ГРЭС Новомосковская	ОАО "Квадра"										
1 Т-90-90 *		Газ	окончательный		90,0						90,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип монтажа	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
5 Т-90-90 *		Газ	окончательный		90,0						90,0
Всего по станции					180,0						180,0
Алексинская ТЭЦ	ОАО "Квадра"										
3 Т-50-90 *		Газ	окончательный		50,0						50,0
4 П-40-90 *		Газ	окончательный		40,0						40,0
Всего по станции					90,0						90,0
Энергосистема Ярославской области											
Ярославская ТЭЦ-2	ОАО "ТГК-2"										
1 ПТ-30-90		Газ	окончательный	30,0							30,0
2 ПТ-20-90		Газ	окончательный	20,0							20,0
Всего по станции				50,0							50,0
Ярославская ТЭЦ-1	ОАО "ТГК-2"										
4 ПТ-25-90 *		Газ	окончательный	25,0							25,0
ОЭС Центра - всего											
Демонтаж всего				398,6	1551,0	1566,5	235,0	597,0	522,0	1255,0	6125,1
АЭС					1000,0	1000,0		417,0	417,0	1000,0	3834,0
ТЭС-всего				398,6	551,0	566,5	235,0	180,0	105,0	255,0	2291,1
ТЭЦ				241,1	551,0	146,5	235,0	180,0	105,0	255,0	1713,6
КЭС				157,5		420,0					577,5
Демонтаж под замену				22,5							22,5
ТЭС-всего				22,5							22,5
КЭС				22,5							22,5
ОЭС Средней Волги											
Энергосистема Республики Мордовия											
Саранская ТЭЦ-2	ЗАО "КЭС"										
3 ПТ-60-90		Газ	окончательный				60,0				60,0
Энергосистема Пензенской области											
Пензенская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"										
3 ПТ-25-90		Газ	окончательный			25,0					25,0
Энергосистема Самарской области											
Самарская ГРЭС	ЗАО "КЭС"										
3 Р-12-29 *		Газ	окончательный	12,0							12,0
4 Р-12-29 *		Газ	окончательный		12,0						12,0
5 Р-25-29 *		Газ	окончательный	25,0							25,0
Всего по станции				37,0	12,0						49,0
Новокуйбышевская ТЭЦ-2	ЗАО "КЭС"										
7 ПТ-60-130		Газ	окончательный			60,0					60,0
8 Т-50-130		Газ	окончательный					50,0			50,0
Всего по станции						60,0		50,0			110,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
Тольяттинская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"										
3 Р-50-130		Газ	окончательный	50,0							50,0
7 Т-100-130		Газ	окончательный				100,0				100,0
Всего по станции				50,0			100,0				150,0
ТЭЦ ВАЗ	ЗАО "КЭС"										
4 Т-105-130		Газ	окончательный				105,0				105,0
5 Т-105-130		Газ	окончательный					105,0			105,0
6 Т-105-130		Газ	окончательный						105,0		105,0
Всего по станции							105,0	105,0	105,0		315,0
Самарская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"										
5 Р-50-130		Газ	окончательный		50,0						50,0
Новокуйбышевская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"										
4 Т-25-90		Газ	под замену	25,0							25,0
7 ПТ-25-90		Газ	под замену		25,0						25,0
Всего по станции				25,0	25,0						50,0
Безьянская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"										
3 Т-25-29 *		Газ	окончательный			25,0					25,0
5 Т-46-90 *		Газ	окончательный			46,0					46,0
6 ПТ-25-90 *		Газ	окончательный			25,0					25,0
7 Т-25-90 *		Газ	окончательный				25,0				25,0
Всего по станции						96,0	25,0				121,0
Энергосистема Саратовской области											
Саратовская ГРЭС	ЗАО "КЭС"										
4 Р-15-35 *		Газ	окончательный	15,0							15,0
Саратовская ТЭЦ-2	ЗАО "КЭС"										
1 ПТ-30-90 *		Газ	окончательный	30,0							30,0
4 ПТ-25-90		Газ	окончательный			25,0					25,0
Всего по станции				30,0		25,0					55,0
Балаковская ТЭЦ-4	ЗАО "КЭС"										
4 Т-50-130		Газ	окончательный			50,0					50,0
5 Т-55-130		Газ	окончательный						55,0		55,0
Всего по станции						50,0			55,0		105,0
Энгельсская ТЭЦ-3	ЗАО "КЭС"										
4 Р-50-130		Газ	окончательный	50,0							50,0
Саратовская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"										
2 ПР-9-90		Газ	окончательный						9,0		9,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
Энергосистема Республики Татарстан											
ЗАО "ТГК Урусинская ГРЭС"	ЗАО "ТГК Урусинская ГРЭС"										
4 ПТ-30-90 *		Газ	окончательный		30,0						30,0
5 Т-25-90 *		Газ	окончательный	25,0							25,0
Всего по станции				25,0	30,0						55,0
Казанская ТЭЦ-2											
6 Р-25-90	ОАО "Генерирующая компания"	Уголь	окончательный			25,0					25,0
ОЭС Средней Волги - всего											
Демонтаж всего				232,0	117,0	281,0	290,0	105,0	164,0	55,0	1244,0
ТЭС-всего				232,0	117,0	281,0	290,0	105,0	164,0	55,0	1244,0
ТЭЦ				232,0	117,0	281,0	290,0	105,0	164,0	55,0	1244,0
Демонтаж под замену				25,0	25,0						50,0
ТЭС-всего				25,0	25,0						50,0
ТЭЦ				25,0	25,0						50,0
ОЭС Юга											
Энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея											
Краснодарская ТЭЦ	ООО "ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго"										
1 ПТ-25-90 *		Газ	под замену			25,0					25,0
2 Р-20-90 *		Газ	под замену			20,0					20,0
4 ПТ-50-90		Газ	под замену			50,0					50,0
Всего по станции						95,0					95,0
ГТУ ТЭС ООО "РН-Туапсинский НПЗ"											
1 Р-6-35	ОАО "НК"Роснефть"	Газ	окончательный		6,0						6,0
2 Р-6-35		Газ	окончательный		6,0						6,0
Всего по станции					12,0						12,0
ОАО "Мобильные ГТЭС" ПС "Псоу"											
1 ГТ КЭС	ОАО "Мобильные ГТЭС"	Моторное топливо	окончательный		22,5						22,5
2 ГТ КЭС		Моторное топливо	окончательный		22,5						22,5
3 ГТ КЭС		Моторное топливо	окончательный		22,5						22,5
4 ГТ КЭС		Моторное топливо	окончательный		22,5						22,5
Всего по станции					90,0						90,0
ОАО "Мобильные ГТЭС" "ПАТП-6"											
1 ГТ КЭС	ОАО "Мобильные ГТЭС"	Моторное топливо	окончательный		22,5						22,5
2 ГТ КЭС		Моторное топливо	окончательный		22,5						22,5
3 ГТ КЭС		Моторное топливо	окончательный		22,5						22,5
Всего по станции					67,5						67,5

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
Сочинская МГТЭС	ОАО "Мобильные ГТЭС"										
1 ГТ КЭС		Моторное топливо	окончательный		22,5						22,5
2 ГТ КЭС		Моторное топливо	окончательный		22,5						22,5
Всего по станции					45,0						45,0
Энергосистема Ростовской области											
Экспериментальная ТЭС	ОАО "Экспериментальная ТЭС"										
5 К-...-90 *		Уголь	окончательный			79,2					79,2
Энергосистема Ставропольского края											
Невинномысская ГРЭС	ОАО "Энел ОГК-5"										
12 ПГУ КЭС		Газ	окончательный						145,0		145,0
13 ГТ-25		Газ	окончательный						25,0		25,0
Всего по станции									170,0		170,0
ОЭС Юга - всего											
Демонтаж всего					214,5	174,2			170,0		558,7
ТЭС-всего					214,5	174,2			170,0		558,7
ТЭЦ					12,0	95,0					107,0
КЭС					202,5	79,2			170,0		451,7
Демонтаж под замену						95,0					95,0
ТЭС-всего						95,0					95,0
ТЭЦ						95,0					95,0
ОЭС Урала											
Энергосистема Республики Башкортостан											
Стерлитамакская ТЭЦ	ООО "БГК"										
3 ПТ-25-90		Газ	окончательный			25,0					25,0
Уфимская ТЭЦ-4	ООО "БГК"										
1 ПТ-30-90		Газ	окончательный		30,0						30,0
2 ПТ-30-90		Газ	окончательный		30,0						30,0
Всего по станции					60,0						60,0
Салаватская ТЭЦ	ООО "БГК"										
8 Р-5-90		Газ	окончательный			5,0					5,0
Энергосистема Кировской области											
Кировская ТЭЦ-4	ЗАО "КЭС"										
4 Т-50-130		Газ	окончательный				50,0				50,0
5 Т-50-130		Газ	окончательный					50,0			50,0
6 Т-50-130		Газ	под замену	50,0							50,0
Всего по станции				50,0			50,0	50,0			150,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип монтажа	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
Кировская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"										
2 Р-5-35		Газ	окончательный				5,0				5,0
3 Р-5-35		Газ	окончательный				5,3				5,3
Всего по станции							10,3				10,3
Кировская ТЭЦ-3	ЗАО "КЭС"										
3 ПТ-25-90		Уголь	окончательный			25,0					25,0
4 Т-25-90 *		Торф	окончательный			25,0					25,0
5 Т-27-90		Газ	окончательный			27,0					27,0
Всего по станции						77,0					77,0
Энергосистема Оренбургской области											
Сакмарская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"										
3 Т-50-130		Газ	окончательный						50,0		50,0
Энергосистема Пермского края											
Пермская ТЭЦ-9	ЗАО "КЭС"										
1 ПТ-25-90 *		Газ	окончательный				25,0				25,0
2 ПТ-30-90		Газ	окончательный				30,0				30,0
3 Р-25-90		Газ	окончательный		25,0						25,0
Всего по станции					25,0		55,0				80,0
Пермская ТЭЦ-14	ЗАО "КЭС"										
1 ПТ-60-130		Газ	окончательный			60,0					60,0
Закамская ТЭЦ-5	ЗАО "КЭС"										
2 Р-15-29 *		Газ	окончательный	15,0							15,0
Пермская ТЭЦ-6	ЗАО "КЭС"										
2 Т-25-29 *		Газ	окончательный			24,5					24,5
3 Р-5-35		Газ	окончательный			5,2					5,2
4 Р-4-35		Газ	окончательный			4,0					4,0
5 Т-23-90		Газ	окончательный			23,0					23,0
Всего по станции						56,7					56,7
Березниковская ТЭЦ-10	ЗАО "КЭС"										
2 ПР-12-35 *		Газ	окончательный			12,0					12,0
3 ПР-6-35		Газ	окончательный			6,0					6,0
5 Р-9-35 *		Газ	окончательный			9,0					9,0
Всего по станции						27,0					27,0
Пермская ТЭЦ-13	ЗАО "КЭС"										
2 Р-6-35		Газ	окончательный						6,0		6,0
Березниковская ТЭЦ-2	ЗАО "КЭС"										
6 Р-6-90		Газ	окончательный				6,0				6,0
7 ПТ-50-90		Газ	окончательный				50,0				50,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип монтажа	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
Всего по станции							56,0				56,0
Березниковская ТЭЦ-4	ЗАО "КЭС"										
1 Р-10-90 *		Газ	окончательный			10,0					10,0
3 Р-13-90 *		Газ	окончательный			12,8					12,8
7 Р-6-90 *		Газ	окончательный			6,4					6,4
Всего по станции						29,2					29,2
Энергосистема Свердловской области											
Верхнетагильская ГРЭС	ОАО "ИНТЕР РАО - Электрогенерация"										
1 Т-88-90 *		Газ	окончательный				88,0				88,0
2 Т-88-90 *		Уголь	окончательный				88,0				88,0
3 Т-88-90 *		Уголь	окончательный				88,0				88,0
4 Т-88-90		Уголь	окончательный		88,0						88,0
5 К-100-90		Газ	окончательный			100,0					100,0
6 К-100-90		Уголь	окончательный			100,0					100,0
8 К-165-130		Газ	под замену							165,0	165,0
Всего по станции					88,0	200,0	264,0			165,0	717,0
Серовская ГРЭС	ОАО "ОГК-2"										
1 К-50-90 **		Уголь	окончательный	50,0							50,0
2 К-50-90 **		Уголь	окончательный	50,0							50,0
4 К-50-90 **		Уголь	окончательный	50,0							50,0
5 Т-88-90		Уголь	окончательный		88,0						88,0
6 К-100-90		Газ	окончательный		100,0						100,0
7 К-100-90		Газ	окончательный			100,0					100,0
8 К-100-90		Уголь	окончательный				100,0				100,0
Всего по станции				150,0	188,0	100,0	100,0				538,0
Среднеуральская ГРЭС	ОАО "Энел ОГК-5"										
1 Р-16-29 *		Газ	окончательный				16,0				16,0
2 ПР-46-29 *		Газ	окончательный				46,0				46,0
5 Р-16-29 *		Газ	окончательный				16,0				16,0
Всего по станции							78,0				78,0
Нижнетуринская ГРЭС	ЗАО "КЭС"										
4 Р-...-130		Газ	окончательный				15,0				15,0
8 Т-88-90 *		Газ	окончательный				88,0				88,0
9 Т-88-90 *		Уголь	окончательный			88,0					88,0
10 Т-88-90 *		Газ	окончательный	88,0							88,0
Всего по станции				88,0		88,0	103,0				279,0
Первоуральская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"										
1 ПР-12-35		Газ	окончательный					12,0			12,0
2 Р-6-35		Газ	окончательный						6,0		6,0
3 Р-6-35		Газ	окончательный							6,0	6,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип монтажа	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
Всего по станции								12,0	6,0	6,0	24,0
Свердловская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"										
3 ПР-12-29		Газ	окончательный	12,0							12,0
5 ПР-12-29 *		Газ	окончательный			12,0					12,0
Всего по станции				12,0		12,0					24,0
Красногорская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"										
1 Р-14-29 *		Уголь	окончательный				14,0				14,0
2 Р-17-29		Уголь	окончательный				17,0				17,0
4 Р-14-29 *		Газ	окончательный				14,0				14,0
5 Р-14-29		Газ	окончательный				14,0				14,0
6 Т-25-29 *		Газ	окончательный				25,0				25,0
9 Р-17-29		Уголь	окончательный				17,0				17,0
10 Р-20-29 *		Газ	окончательный				20,0				20,0
Всего по станции							121,0				121,0
Богословская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"										
1 Р-20-29 *		Уголь	окончательный			20,0					20,0
2 Р-20-29 *		Уголь	окончательный			20,0					20,0
3 Р-10-29 *		Газ	окончательный			10,0					10,0
6 Т-33-29 **		Газ	окончательный			33,0					33,0
7 Р-...-29 **		Газ	окончательный			41,0					41,0
8 Р-6-29 *		Газ	окончательный			6,0					6,0
10 Р-6-29		Газ	окончательный			5,5					5,5
Всего по станции						135,5					135,5
Энергосистема Челябинской области											
Троицкая ГРЭС	ОАО "ОГК-2"										
1 Т-85-90		Уголь	окончательный			85,0					85,0
2 Т-85-90		Уголь	окончательный			85,0					85,0
3 Т-85-90		Уголь	окончательный				85,0				85,0
7 К-278-240		Уголь	окончательный						278,0		278,0
Всего по станции						170,0	85,0		278,0		533,0
Южно-Уральская ГРЭС	ООО "ИНТЕР РАО – Управление электрогенерацией"										
2 К-50-90 *		Уголь	окончательный				50,0				50,0
3 К-50-90 *		Уголь	окончательный				50,0				50,0
4 П-35-90 *		Уголь	окончательный				35,0				35,0
7 Т-82-90		Газ	окончательный				82,0				82,0
8 Т-82-90		Газ	окончательный				82,0				82,0
Всего по станции							299,0				299,0
Челябинская ГРЭС	ОАО "Фортум"										
1 Р-...-29		Газ	окончательный				11,0				11,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип монтажа	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
2 Р-...-29		Газ	окончательный				11,0				11,0
3 Р-12-35		Газ	окончательный				12,0				12,0
4 Р-12-29		Газ	окончательный			12,0					12,0
5 Р-12-29		Газ	окончательный				12,0				12,0
6 Р-14-29 *		Газ	окончательный			14,0					14,0
7 Р-5-29		Газ	окончательный			5,0					5,0
8 Р-5-29		Газ	окончательный			5,0					5,0
Всего по станции						36,0	46,0				82,0
Челябинская ТЭЦ-1	ОАО "Фортум"										
1 Р-26-29 *		Газ	окончательный				25,5				25,5
2 Р-24-29 *		Газ	окончательный				23,5				23,5
5 Р-...-29 *		Газ	окончательный				46,0				46,0
7 Р-25-29		Газ	окончательный				25,0				25,0
8 Р-25-29		Газ	окончательный				25,0				25,0
9 Р-4-29		Газ	окончательный				4,0				4,0
Всего по станции							149,0				149,0
ОЭС Урала - всего											
Демонтаж всего				315,0	361,0	1021,4	1416,3	62,0	340,0	171,0	3686,7
ТЭС-всего				315,0	361,0	1021,4	1416,3	62,0	340,0	171,0	3686,7
ТЭЦ				165,0	261,0	721,4	1216,3	62,0	62,0	6,0	2493,7
КЭС				150,0	100,0	300,0	200,0		278,0	165,0	1193,0
Демонтаж под замену				50,0						165,0	215,0
ТЭС-всего				50,0						165,0	215,0
ТЭЦ				50,0							50,0
КЭС										165,0	165,0
ОЭС Сибири											
Энергосистема Иркутской области											
Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)	ОАО "Иркутскэнерго"										
1 ПТ-21-90		Уголь	окончательный	21,0							21,0
5 П-19-90		Уголь	окончательный	19,0							19,0
Всего по станции				40,0							40,0
Энергосистема Красноярского края											
Красноярская ГРЭС-2	ОАО "ОГК-2"										
5 ПТ-50-90		Уголь	окончательный							50,0	50,0
Красноярская ТЭЦ-1	ОАО "Енисейская ТГК (ТГК-13)"										
3 ПТ-25-90 *		Уголь	окончательный		25,0						25,0
4 ПТ-25-90		Уголь	окончательный			25,0					25,0
5 ПТ-25-90		Уголь	окончательный			25,0					25,0
6 ПТ-25-90		Уголь	окончательный			25,0					25,0
7 ПТ-60-90		Уголь	окончательный				60,0				60,0
8 ПТ-60-90		Уголь	окончательный				60,0				60,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
3 Т-43-90 *		Уголь	окончательный		43,0						43,0
5 Т-43-90 *		Уголь	окончательный			43,0					43,0
6 ПТ-25-90 *		Газ	окончательный		25,0						25,0
7 ПТ-60-90		Газ	окончательный			60,0					60,0
Всего по станции					68,0	103,0					171,0
Энергосистема Республики Хакасия											
ГТЭС ПС ГПП-3 (Означенная)											
1 ГТ КЭС	ОАО "Мобильные ГТЭС"	Моторное топливо	под замену	22,5							22,5
ОЭС Сибири - всего											
Демонтаж всего				149,5	1119,0	258,0	120,0			50,0	1696,5
ТЭС-всего				149,5	1119,0	258,0	120,0			50,0	1696,5
ТЭЦ				127,0	819,0	258,0	120,0			50,0	1374,0
КЭС				22,5	300,0						322,5
Демонтаж под замену				72,5							72,5
ТЭС-всего				72,5							72,5
ТЭЦ				50,0							50,0
КЭС				22,5							22,5
ОЭС Востока											
Энергосистема Амурской области											
Райчихинская ГРЭС											
4 К-12-29	ОАО "РАО ЭС Востока"	Уголь	окончательный				12,0				12,0
5 Р-7-29		Уголь	окончательный				7,0				7,0
Всего по станции							19,0				19,0
Энергосистема Приморского края											
Владивостокская ТЭЦ-2											
2 Т-...-130	ОАО "РАО ЭС Востока"	Газ	окончательный						98,0		98,0
3 Т-105-130		Газ	окончательный						105,0		105,0
Всего по станции									203,0		203,0
Партизанская ГРЭС											
3 К-...-90 *	ОАО "РАО ЭС Востока"	Уголь	окончательный		41,0						41,0
Энергосистема Хабаровского края											
Майская ГРЭС											
1 К-12-35	ОАО "РАО ЭС Востока"	Уголь	окончательный							12,0	12,0
3 К-6-35		Уголь	окончательный							6,0	6,0
4 К-12-35		Уголь	окончательный							12,0	12,0
Всего по станции										30,0	30,0
Хабаровская ТЭЦ-1											
1 ПР-25-90	ОАО "РАО ЭС Востока"	Газ	окончательный						25,0		25,0
2 ПТ-30-90		Газ	окончательный						30,0		30,0
3 ПР-25-90		Газ	окончательный						25,0		25,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
6 ПТ-50-90		Газ	окончательный					50,0			50,0
Всего по станции								50,0	80,0		130,0
Комсомольская ТЭЦ-2	ОАО "РАО ЭС Востока"										
1 Р-10-29		Газ	окончательный						10,0		10,0
2 Р-15-29		Газ	окончательный						15,0		15,0
5 Т-28-90		Уголь	окончательный						27,5		27,5
Всего по станции									52,5		52,5
Амурская ТЭЦ-1	ОАО "РАО ЭС Востока"										
1 ПР-25-90		Газ	окончательный						25,0		25,0
2 ПТ-60-90		Газ	окончательный						60,0		60,0
Всего по станции									85,0		85,0
Южно-Якутский энергорайон											
Чульманская ТЭЦ	ОАО "РАО ЭС Востока"										
3 ПТ-12-35		Уголь	окончательный				12,0				12,0
5 К-12-35		Уголь	окончательный				12,0				12,0
6 ПТ-12-35		Уголь	окончательный				12,0				12,0
7 ПТ-12-35		Уголь	окончательный				12,0				12,0
Всего по станции							48,0				48,0
ОЭС Востока - всего											
Демонтаж всего					41,0		67,0	50,0	420,5	30,0	608,5
ТЭС-всего					41,0		67,0	50,0	420,5	30,0	608,5
ТЭЦ							43,0	50,0	420,5		513,5
КЭС					41,0		24,0			30,0	95,0
ЕЭС России - всего											
Демонтаж всего				2264,1	4478,5	3537,4	2163,8	1887,5	2653,5	2001,0	18985,8
АЭС				1000,0	2000,0	1000,0		1417,0	1417,0	1440,0	8274,0
ТЭС-всего				1264,1	2478,5	2537,4	2163,8	470,5	1236,5	561,0	10711,8
ТЭЦ				884,1	1785,0	1738,2	1939,8	470,5	788,5	366,0	7972,1
КЭС				380,0	693,5	799,2	224,0		448,0	195,0	2739,7
Демонтаж под замену				210,0	25,0	95,0				165,0	495,0
ТЭС-всего				210,0	25,0	95,0				165,0	495,0
ТЭЦ				165,0	25,0	95,0					285,0
КЭС				45,0						165,0	210,0

Примечание:

*в соответствии с заключением Минэнерго России приостановлен вывод генерирующих объектов из эксплуатации

** - вывод из эксплуатации генерирующих объектов учтен после выполнения компенсационных мероприятий по сооружению генерирующих или электросетевых объектов

Приложение № 3
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2013-2019 годы

**Дополнительные объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и
ЕЭС России на 2013-2019 годы**

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип монтажа	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
ОЭС Северо-Запада											
Энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области											
ТЭЦ-1 ООО "Обуховоэнерго"	ООО "Обуховоэнерго"										
1 П-...-29		Газ	под замену			12,9					12,9
2 Р-12-35		Газ	под замену			12,0					12,0
Всего по станции						24,9					24,9
Энергосистема Мурманской области											
Мурманская ВЭС											
1 ветровые агрегаты	ЗАО "Ветроэнерго"		окончательный				0,2				0,2
ОЭС Северо-Запада - всего											
Демонтаж всего						24,9	0,2				25,1
ТЭС-всего						24,9					24,9
ТЭЦ						24,9					24,9
ВИЭ-всего							0,2				0,2
ветровые							0,2				0,2
Демонтаж под замену						24,9					24,9
ТЭС-всего						24,9					24,9
ТЭЦ						24,9					24,9
ОЭС Центра											
Энергосистема Рязанской области											
Рязанская ГРЭС	ОАО "ОГК-2"										
5 К-800-240		Газ	окончательный							800,0	800,0
ОЭС Центра - всего											
Демонтаж всего										800,0	800,0
ТЭС-всего										800,0	800,0
КЭС										800,0	800,0
ОЭС Средней Волги											
Энергосистема Нижегородской области											
Автомобильная ТЭЦ	ОАО "Иркутскэнерго"										
3 Р-25-90		Мазут	окончательный			25,0					25,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
4 Т-25-29		Газ	окончательный			25,0					25,0
5 Т-25-90		Газ	окончательный			25,0					25,0
6 Т-25-90		Газ	окончательный			25,0					25,0
Всего по станции						100,0					100,0
ОЭС Средней Волги - всего											
Демонтаж всего						100,0					100,0
ТЭС-всего						100,0					100,0
ТЭЦ						100,0					100,0
ОЭС Юга											
Энергосистема Ставропольского края											
Ставропольская ГРЭС											
	ОАО "ОГК-2"										
1 К-300-240		Газ	под замену							300,0	300,0
2 К-300-240		Газ	под замену							300,0	300,0
Всего по станции										600,0	600,0
ОЭС Юга - всего											
Демонтаж всего										600,0	600,0
ТЭС-всего										600,0	600,0
КЭС										600,0	600,0
Демонтаж под замену										600,0	600,0
ТЭС-всего										600,0	600,0
КЭС										600,0	600,0
ОЭС Урала											
Энергосистема Республики Башкортостан											
Уфимская ТЭЦ-2											
	ООО "БГК"										
3 Р-7-29		Мазут	окончательный		7,0						7,0
Энергосистема Пермского края											
Соликамские ТЭЦ (бывш. ТЭЦ-12 и ТЭЦ-11)											
	Эл/ст пром.предприятий										
3 ПР-12-90		Газ	под замену				12,0				12,0
5 ПР-...-90		Газ	под замену					60,0			60,0
6 ПР-25-90		Газ	под замену		25,0						25,0
7 ПР-25-90		Газ	под замену			25,0					25,0
Всего по станции					25,0	25,0	12,0	60,0			122,0
ОЭС Урала - всего											
Демонтаж всего					32,0	25,0	12,0	60,0			129,0
ТЭС-всего					32,0	25,0	12,0	60,0			129,0
ТЭЦ					32,0	25,0	12,0	60,0			129,0
Демонтаж под замену					25,0	25,0	12,0	60,0			122,0
ТЭС-всего					25,0	25,0	12,0	60,0			122,0
ТЭЦ					25,0	25,0	12,0	60,0			122,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
ОЭС Востока											
Энергосистема Приморского края											
Артемовская ТЭЦ											
	ОАО "РАО ЭС Востока"										
7 К-100-90		Уголь	под замену					100,0			100,0
8 К-100-90		Уголь	под замену					100,0			100,0
Всего по станции								200,0			200,0
Энергосистема Хабаровского края											
Хабаровская ТЭЦ-1											
	ОАО "РАО ЭС Востока"										
7 Т-100-130		Уголь	под замену				100,0				100,0
8 Т-100-130		Уголь	под замену						100,0		100,0
9 Т-105-130		Уголь	под замену							105,0	105,0
Всего по станции							100,0		100,0	105,0	305,0
ОЭС Востока - всего											
Демонтаж всего							100,0	200,0	100,0	105,0	505,0
ТЭС-всего							100,0	200,0	100,0	105,0	505,0
ТЭЦ							100,0		100,0	105,0	305,0
КЭС								200,0			200,0
Демонтаж под замену							100,0	200,0	100,0	105,0	505,0
ТЭС-всего							100,0	200,0	100,0	105,0	505,0
ТЭЦ							100,0		100,0	105,0	305,0
КЭС								200,0			200,0
ЕЭС России - всего											
Демонтаж всего					32,0	149,9	112,2	260,0	100,0	1505,0	2159,1
ТЭС-всего					32,0	149,9	112,0	260,0	100,0	1505,0	2158,9
ТЭЦ					32,0	149,9	112,0	60,0	100,0	105,0	558,9
КЭС								200,0		1400,0	1600,0
ВИЭ-всего							0,2				0,2
ветровые							0,2				0,2
Демонтаж под замену					25,0	49,9	112,0	260,0	100,0	705,0	1251,9
ТЭС-всего					25,0	49,9	112,0	260,0	100,0	705,0	1251,9
ТЭЦ					25,0	49,9	112,0	60,0	100,0	105,0	451,9
КЭС								200,0		600,0	800,0

Приложение № 4
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2013-2019 годы

Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2013-2019 годы

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
ОЭС Северо-Запада											
Энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области											
ГЭС-10 Лесогорская (К1)	ОАО "ТГК-1"										
4 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации	23,5							23,5
4 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации	29,5							29,5
			изменение	6,0							6,0
Энергосистема Мурманской области											
Йовская ГЭС-10											
1 г/а пропеллерн.	ОАО "ТГК-1"	нет топлива	до модернизации	48,0							48,0
1 г/а пропеллерн.		нет топлива	после модернизации	47,0							47,0
			изменение	-1,0							-1,0
2 г/а пропеллерн.		нет топлива	до модернизации		48,0						48,0
2 г/а пропеллерн.		нет топлива	после модернизации		47,0						47,0
			изменение		-1,0						-1,0
Всего по станции											
До модернизации				48,0	48,0						96,0
После модернизации				47,0	47,0						94,0
Изменение мощности				-1,0	-1,0						-2,0
ОЭС Северо-Запада - всего											
До модернизации				71,5	48,0						119,5
ГЭС				71,5	48,0						119,5
После модернизации				76,5	47,0						123,5
ГЭС				76,5	47,0						123,5
Изменение мощности				5,0	-1,0						4,0
ГЭС				5,0	-1,0						4,0
ОЭС Центра											
Энергосистема Рязанской области											
Рязанская ГРЭС											
2 К-...-240	ОАО "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											
2 г/а пов.-лопаст. верт.	ОАО "РусГидро"	нет топлива	до модернизации		55,0						55,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
2 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
Всего по станции											
До модернизации					55,0		55,0				110,0
После модернизации					65,0		65,0				130,0
Изменение мощности					10,0		10,0				20,0
ОЭС Центра - всего											
До модернизации					325,0		55,0				380,0
ГЭС					55,0		55,0				110,0
ТЭС-всего					270,0						270,0
КЭС					270,0						270,0
После модернизации					395,0		65,0				460,0
ГЭС					65,0		65,0				130,0
ТЭС-всего					330,0						330,0
КЭС					330,0						330,0
Изменение мощности					70,0		10,0				80,0
ГЭС					10,0		10,0				20,0
ТЭС-всего					60,0						60,0
КЭС					60,0						60,0
ОЭС Средней Волги											
Энергосистема Нижегородской области											
Нижегородская ГЭС	ОАО "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					68,0			68,0
			изменение					3,0			3,0
Энергосистема Самарской области											
Жигулевская ГЭС	ОАО "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
4 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации	115,0							115,0
4 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
		нет топлива	после модернизации					115,0			115,0
8 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации					115,0			115,0
		нет топлива	после модернизации					115,0			115,0
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

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
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				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			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				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
19 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации		115,0						115,0
19 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
			изменение					10,5			10,5
Всего по станции											
До модернизации				230,0	230,0	230,0	345,0	575,0			1610,0
После модернизации				251,0	251,0	251,0	376,5	606,5			1736,0
Изменение мощности				21,0	21,0	21,0	31,5	31,5			126,0
Новокуйбышевская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"										
6 ПТ-25-90		Газ	до модернизации	25,0							25,0
6 ПТ-40-90		Газ	после модернизации	40,0							40,0
			изменение	15,0							15,0
Энергосистема Саратовской области											
Саратовская ГЭС	ОАО "РусГидро"										
7 г/а пов.-лопаст. верт.			до модернизации					60,0			60,0
7 г/а пов.-лопаст. верт.			после модернизации					66,0			66,0
			изменение					6,0			6,0
8 г/а пов.-лопаст. верт.			до модернизации					60,0			60,0
8 г/а пов.-лопаст. верт.			после модернизации					66,0			66,0
			изменение					6,0			6,0
10 г/а пов.-лопаст. верт.			до модернизации				60,0				60,0
10 г/а пов.-лопаст. верт.			после модернизации				66,0				66,0
			изменение				6,0				6,0
22 г/а пов.-лопаст. верт.			до модернизации	45,0							45,0
22 г/а пов.-лопаст. верт.			после модернизации	54,0							54,0
			изменение	9,0							9,0
23 г/а пов.-лопаст. верт.			до модернизации	45,0							45,0
23 г/а пов.-лопаст. верт.			после модернизации	54,0							54,0
			изменение	9,0							9,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
24 г/а пов.-лопаст. верт.			до модернизации			10,0					10,0
24 г/а пов.-лопаст. верт.			после модернизации			11,0					11,0
			изменение			1,0					1,0
Всего по станции											
До модернизации				90,0		10,0	60,0	120,0			280,0
После модернизации				108,0		11,0	66,0	132,0			317,0
Изменение мощности				18,0		1,0	6,0	12,0			37,0
Энергосистема Республики Татарстан											
Казанская ТЭЦ-3	ОАО "Генерирующая компания"										
1 ПТ-60-130		Газ	до модернизации		60,0						60,0
1 ПТ-...-130		Газ	после модернизации		35,0						35,0
			изменение		-25,0						-25,0
ОЭС Средней Волги - всего											
До модернизации				345,0	290,0	240,0	405,0	760,0			2040,0
ГЭС				320,0	230,0	240,0	405,0	760,0			1955,0
ТЭС-всего				25,0	60,0						85,0
ТЭЦ				25,0	60,0						85,0
После модернизации				399,0	286,0	262,0	442,5	806,5			2196,0
ГЭС				359,0	251,0	262,0	442,5	806,5			2121,0
ТЭС-всего				40,0	35,0						75,0
ТЭЦ				40,0	35,0						75,0
Изменение мощности				54,0	-4,0	22,0	37,5	46,5			156,0
ГЭС				39,0	21,0	22,0	37,5	46,5			166,0
ТЭС-всего				15,0	-25,0						-10,0
ТЭЦ				15,0	-25,0						-10,0
ОЭС Юга											
Энергосистема Волгоградской области											
Волжская ГЭС	ОАО "РусГидро"										
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
5 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации	115,0							115,0
5 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
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							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
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
			изменение		10,5						10,5

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
Кармановская ГРЭС	ООО "БГК"										
6 К-...-240		Газ	до модернизации	303,2							303,2
6 К-...-240		Газ	после модернизации	325,0							325,0
			изменение	21,8							21,8
Энергосистема Пермского края											
Воткинская ГЭС	ОАО "РусГидро"										
4 г/а пов.-лопаст. верт.			до модернизации				100,0				100,0
4 г/а пов.-лопаст. верт.			после модернизации				110,0				110,0
			изменение				10,0				10,0
Камская ГЭС	ОАО "РусГидро"										
2 г/а пов.-лопаст. верт.			до модернизации	21,0							21,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.			после модернизации	24,0							24,0
			изменение	3,0							3,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.			до модернизации	21,0							21,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.			после модернизации	24,0							24,0
			изменение	3,0							3,0
4 г/а пов.-лопаст. верт.			до модернизации				21,0				21,0
4 г/а пов.-лопаст. верт.			после модернизации				24,0				24,0
			изменение				3,0				3,0
6 г/а пов.-лопаст. верт.			до модернизации		21,0						21,0
6 г/а пов.-лопаст. верт.			после модернизации		24,0						24,0
			изменение		3,0						3,0
10 г/а пов.-лопаст. верт.			до модернизации		21,0						21,0
10 г/а пов.-лопаст. верт.			после модернизации		24,0						24,0
			изменение		3,0						3,0
13 г/а пов.-лопаст. верт.			до модернизации			21,0					21,0
13 г/а пов.-лопаст. верт.			после модернизации			24,0					24,0
			изменение			3,0					3,0
19 г/а пов.-лопаст. верт.			до модернизации		21,0						21,0
19 г/а пов.-лопаст. верт.			после модернизации		24,0						24,0
			изменение		3,0						3,0
Всего по станции											
До модернизации				42,0	63,0	21,0	21,0				147,0
После модернизации				48,0	72,0	24,0	24,0				168,0
Изменение мощности				6,0	9,0	3,0	3,0				21,0
Энергосистема Свердловской области											
Рефтинская ГРЭС	ОАО "Энел ОГК-5"										
5 К-300-240		Уголь	до модернизации	300,0							300,0
5 К-310-240		Уголь	после модернизации	310,0							310,0
			изменение	10,0							10,0
ОЭС Урала - всего											
До модернизации				645,2	63,0	21,0	121,0				850,2
ГЭС				42,0	63,0	21,0	121,0				247,0
ТЭС-всего				603,2							603,2
КЭС				603,2							603,2
После модернизации				683,0	72,0	24,0	134,0				913,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
ГЭС				48,0	72,0	24,0	134,0				278,0
ТЭС-всего				635,0							635,0
КЭС				635,0							635,0
Изменение мощности				37,8	9,0	3,0	13,0				62,8
ГЭС				6,0	9,0	3,0	13,0				31,0
ТЭС-всего				31,8							31,8
КЭС				31,8							31,8
ОЭС Сибири											
Энергосистема Алтайского края и Республики Алтай											
Барнаульская ТЭЦ-2											
	ООО "СГК"										
8 Т-55-130		Уголь	до модернизации	55,0							55,0
		Уголь	после модернизации	55,0							55,0
9 Т-55-130		Уголь	до модернизации		55,0						55,0
		Уголь	после модернизации		55,0						55,0
Всего по станции											
До модернизации				55,0	55,0						110,0
После модернизации				55,0	55,0						110,0
Энергосистема Республики Бурятия											
Гусиноозерская ГРЭС											
	ООО "ИНТЕР РАО – Управление электрогенерацией"										
4 К-180-130		Уголь	до модернизации	180,0							180,0
4 К-200-130		Уголь	после модернизации	199,5							199,5
			изменение	19,5							19,5
Энергосистема Красноярского края											
Назаровская ГРЭС											
	ОАО "Енисейская ТГК (ТГК-13)"										
7 К-400-240		Уголь	до модернизации	400,0							400,0
7 К-...-240		Уголь	после модернизации	415,0							415,0
			изменение	15,0							15,0
Энергосистема Кемеровской области											
Беловская ГРЭС											
	ООО "СГК"										
4 К-200-130		Уголь	до модернизации		200,0						200,0
		Уголь	после модернизации		200,0						200,0
6 К-200-130		Уголь	до модернизации	200,0							200,0
		Уголь	после модернизации	200,0							200,0
Всего по станции											
До модернизации				200,0	200,0						400,0
После модернизации				200,0	200,0						400,0
Энергосистема Новосибирской области											
Новосибирская ГЭС											
	ОАО "РусГидро"										
1 г/а пов.-лопаст. верт.			до модернизации	65,0							65,0
1 г/а пов.-лопаст. верт.			после модернизации	70,0							70,0
			изменение	5,0							5,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
			после модернизации	640,0							640,0
10 г/а рад.-осевой			до модернизации		640,0						640,0
			после модернизации		640,0						640,0
Всего по станции											
До модернизации				3200,0	640,0						3840,0
После модернизации				3200,0	640,0						3840,0
ОЭС Сибири - всего											
До модернизации				4400,0	895,0	65,0	65,0	65,0			5490,0
ГЭС				3265,0	640,0	65,0	65,0	65,0			4100,0
ТЭС-всего				1135,0	255,0						1390,0
ТЭЦ				355,0	55,0						410,0
КЭС				780,0	200,0						980,0
После модернизации				4479,5	895,0	70,0	70,0	70,0			5584,5
ГЭС				3270,0	640,0	70,0	70,0	70,0			4120,0
ТЭС-всего				1209,5	255,0						1464,5
ТЭЦ				395,0	55,0						450,0
КЭС				814,5	200,0						1014,5
Изменение мощности				79,5		5,0	5,0	5,0			94,5
ГЭС				5,0		5,0	5,0	5,0			20,0
ТЭС-всего				74,5							74,5
ТЭЦ				40,0							40,0
КЭС				34,5							34,5
ЕЭС России - всего											
До модернизации				5691,7	1847,8	560,8	769,0	1103,9			9973,1
ГЭС				3928,5	1262,8	560,8	769,0	1103,9			7624,9
ТЭС-всего				1763,2	585,0						2348,2
ТЭЦ				380,0	115,0						495,0
КЭС				1383,2	470,0						1853,2
После модернизации				5889,0	1943,0	613,0	846,0	1183,6			10474,6
ГЭС				4004,5	1323,0	613,0	846,0	1183,6			7970,1
ТЭС-всего				1884,5	620,0						2504,5
ТЭЦ				435,0	90,0						525,0
КЭС				1449,5	530,0						1979,5
Изменение мощности				197,3	95,2	52,2	77,1	79,8			501,5
ГЭС				76,0	60,2	52,2	77,1	79,8			345,2
ТЭС-всего				121,3	35,0						156,3
ТЭЦ				55,0	-25,0						30,0
КЭС				66,3	60,0						126,3

Приложение № 5
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2013-2019 годы

Объемы и структура перемаркировки генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2013-2019 годы

МВт											
Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
ОЭС Средней Волги											
Энергосистема Республики Чувашия											
Новочебоксарская ТЭЦ-3	ЗАО "КЭС"										
2 Р-30-130		Газ	до перемаркировки		30,0						30,0
2 Р-20-130		Газ	после перемаркировки		20,0						20,0
			изменение		-10,0						-10,0
ОЭС Средней Волги - всего											
До перемаркировки					30,0						30,0
ТЭС-всего					30,0						30,0
ТЭЦ					30,0						30,0
После перемаркировки					20,0						20,0
ТЭС-всего					20,0						20,0
ТЭЦ					20,0						20,0
Изменение мощности					-10,0						-10,0
ТЭС-всего					-10,0						-10,0
ТЭЦ					-10,0						-10,0
ОЭС Сибири											
Энергосистема Иркутской области											
Иркутская ТЭЦ-11	ОАО "Иркутскэнерго"										
1 ПТ-22-90		Уголь	до перемаркировки		22,0						22,0
1 ПТ-27-90		Уголь	после перемаркировки		27,0						27,0
			изменение		5,0						5,0
3 ПТ-50-130		Уголь	до перемаркировки		50,0						50,0
3 ПТ-65-130		Уголь	после перемаркировки		65,0						65,0
			изменение		15,0						15,0
Всего по станции											
До перемаркировки					72,0						72,0
После перемаркировки					92,0						92,0
Изменение мощности					20,0						20,0
ОЭС Сибири - всего											
До перемаркировки					72,0						72,0
ТЭС-всего					72,0						72,0
ТЭЦ					72,0						72,0
После перемаркировки					92,0						92,0
ТЭС-всего					92,0						92,0
ТЭЦ					92,0						92,0
Изменение мощности					20,0						20,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
ТЭС-всего					20,0						20,0
ТЭЦ					20,0						20,0
ЕЭС России - всего											
До перемаркировки					102,0						102,0
ТЭС-всего					102,0						102,0
ТЭЦ					102,0						102,0
После перемаркировки					112,0						112,0
ТЭС-всего					112,0						112,0
ТЭЦ					112,0						112,0
Изменение мощности					10,0						10,0
ТЭС-всего					10,0						10,0
ТЭЦ					10,0						10,0

Приложение № 6
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2013-2019 годы

Объемы и структура реконструкции генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2013-2019 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.	
ОЭС Юга												
Энергосистема Ставропольского края												
Невинномысская ГРЭС												
12 ПГУ-170	ОАО "Энел ОГК-5"	Газ	до реконструкции						170,0		170,0	
12 К-145-130		Газ	после реконструкции						145,0		145,0	
				изменение						-25,0		-25,0
13 ГТ-25		Газ	после реконструкции							25,0		25,0
				изменение						25,0		25,0
Всего по станции												
До реконструкции									170,0		170,0	
После реконструкции									170,0		170,0	
Изменение мощности												
ОЭС Юга - всего												
До реконструкции									170,0		170,0	
ТЭС-всего									170,0		170,0	
КЭС									170,0		170,0	
После реконструкции									170,0		170,0	
ТЭС-всего									170,0		170,0	
КЭС									170,0		170,0	
ОЭС Сибири												
Энергосистема Забайкальского края												
Читинская ТЭЦ-1												
6 Т-97-90	ОАО "ТГК-14"	Уголь	до реконструкции	97,0							97,0	
6 Р-...-90		Уголь	после реконструкции	77,0							77,0	
				изменение	-20,0							-20,0
Энергосистема Кемеровской области												
Томь-Усинская ГРЭС												
4 Т-86-90	ООО "СГК"	Уголь	до реконструкции			86,0					86,0	
4 Кт-...-90		Уголь	после реконструкции			110,0					110,0	
				изменение			24,0					24,0
5 Т-86-90		Уголь	до реконструкции	86,0								86,0
5 Кт-...-90		Уголь	после реконструкции	110,0								110,0
			изменение	24,0							24,0	
Всего по станции												
До реконструкции				86,0		86,0					172,0	

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
После реконструкции				110,0		110,0					220,0
Изменение мощности				24,0		24,0					48,0
Энергосистема Омской области											
Омская ТЭЦ-5											
	ОАО "ТГК-11"										
1 ПТ-80-130		Уголь	до реконструкции		80,0						80,0
1 Тп-100-130		Уголь	после реконструкции		98,0						98,0
			изменение		18,0						18,0
2 ПТ-80-130		Уголь	до реконструкции			80,0					80,0
2 Тп-100-130		Уголь	после реконструкции			98,0					98,0
			изменение			18,0					18,0
Всего по станции											
До реконструкции					80,0	80,0					160,0
После реконструкции					98,0	98,0					196,0
Изменение мощности					18,0	18,0					36,0
ОЭС Сибири - всего											
До реконструкции				183,0	80,0	166,0					429,0
ТЭС-всего				183,0	80,0	166,0					429,0
ТЭЦ				183,0	80,0	166,0					429,0
После реконструкции				187,0	98,0	208,0					493,0
ТЭС-всего				187,0	98,0	208,0					493,0
ТЭЦ				187,0	98,0	208,0					493,0
Изменение мощности				4,0	18,0	42,0					64,0
ТЭС-всего				4,0	18,0	42,0					64,0
ТЭЦ				4,0	18,0	42,0					64,0
ОЭС Востока											
Энергосистема Амурской области											
Райчихинская ГРЭС											
	ОАО "РАОЭС Востока"										
6 К-50-90		Уголь	до реконструкции			50,0					50,0
6 П-33-90		Уголь	после реконструкции			33,0					33,0
			изменение			-17,0					-17,0
ОЭС Востока - всего											
До реконструкции						50,0					50,0
ТЭС-всего						50,0					50,0
КЭС						50,0					50,0
После реконструкции						33,0					33,0
ТЭС-всего						33,0					33,0
ТЭЦ						33,0					33,0
Изменение мощности						-17,0					-17,0
ТЭС-всего						-17,0					-17,0
ТЭЦ						33,0					33,0
КЭС						-50,0					-50,0
ЕЭС России - всего											
До реконструкции				183,0	80,0	216,0			170,0		649,0
ТЭС-всего				183,0	80,0	216,0			170,0		649,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
ТЭЦ				183,0	80,0	166,0					429,0
КЭС						50,0			170,0		220,0
После реконструкции				187,0	98,0	241,0			170,0		696,0
ТЭС-всего				187,0	98,0	241,0			170,0		696,0
ТЭЦ				187,0	98,0	241,0					526,0
КЭС									170,0		170,0
Изменение мощности				4,0	18,0	25,0					47,0
ТЭС-всего				4,0	18,0	25,0					47,0
ТЭЦ				4,0	18,0	75,0					97,0
КЭС						-50,0					-50,0

Приложение № 7
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2013-2019 годы

**Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации
по ОЭС и ЕЭС России на 2013-2019 годы**

МВт											
Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
ОЭС Северо-Запада											
Энергосистема Калининградской области											
Балтийская АЭС	ОАО "Концерн Росэнергоатом"										
1 ВВЭР-1200		Ядерное топливо	новое строительство					1150,0			1150,0
2 ВВЭР-1200		Ядерное топливо	новое строительство						1150,0		1150,0
Всего по станции								1150,0	1150,0		2300,0
Энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области											
Ленинградская АЭС-2	ОАО "Концерн Росэнергоатом"										
1 ВВЭР-1200		Ядерное топливо	новое строительство			1170,0					1170,0
2 ВВЭР-1200		Ядерное топливо	новое строительство				1170,0				1170,0
Всего по станции						1170,0	1170,0				2340,0
Центральная ТЭЦ (г.СПб)											
15 ГТ-50(Т)	ОАО "ТЭК-1"	Газ	расширение				50,0				50,0
16 ГТ-50(Т)		Газ	расширение				50,0				50,0
Всего по станции							100,0				100,0
БТЭЦ-2 ЗАО "ГРС ТЭЦ"											
2 ПГУ-110(Т)	ЗАО "УК"ГРС ЭНЕРГО"	Газ	расширение	110,0							110,0
3 ПГУ-110(Т)		Газ	расширение			110,0					110,0
Всего по станции				110,0		110,0					220,0
Юго-Западная ТЭЦ											
2 ПГУ-300(Т)	ОАО "Юго-Западная ТЭЦ"	Газ	новое строительство		300,0						300,0
Энергосистема Мурманской области											
Северная ПЭС	ОАО "РусГидро"										
51 приливные агрегаты			новое строительство				12,0				12,0
ОЭС Северо-Запада - всего											
Вводы мощности - всего				110,0	300,0	1280,0	1282,0	1150,0	1150,0		5272,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
Алексинская ТЭЦ	ОАО "Квадра"										
5 ПГУ(Т)		Газ	новое строительство		115,0						115,0
Энергосистема Ярославской области											
Хулянь-Тенинская ТЭЦ	ООО "Хулянь-Тенинская ТЭЦ".										
1 ПГУ-450(Т)		Газ	новое строительство		450,0						450,0
ОЭС Центра - всего											
Вводы мощности - всего				1728,3	3640,6	2368,8					7737,6
АЭС					1198,8	1198,8					2397,6
ГАЭС				630,0	210,0						840,0
ТЭС-всего				1098,3	2231,8	1170,0					4500,0
ТЭЦ				754,5	1978,0	750,0					3482,5
КЭС				343,8	213,8	420,0					977,5
ДГА					40,0						40,0
Замена - всего				61,5							61,5
ТЭС-всего				61,5							61,5
ТЭЦ				61,5							61,5
ОЭС Средней Волги											
Энергосистема Нижегородской области											
Новогорьковская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"										
9 ГТ-165		Газ	новое строительство			165,0					165,0
10 ГТ-165		Газ	новое строительство			165,0					165,0
Всего по станции						330,0					330,0
Нижегородская АЭС											
1 ВВЭР-1200	ОАО "Концерн Росэнергоатом"	Ядерное топливо	новое строительство							1150,0	1150,0
Энергосистема Самарской области											
Новокуйбышевская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"										
13 ГТУ-80(Т)		Газ	новое строительство	80,0							80,0
14 ГТУ-80(Т)		Газ	новое строительство	80,0							80,0
15 ГТУ-80(Т)		Газ	новое строительство	80,0							80,0
Всего по станции				240,0							240,0
Энергосистема Республики Чувашия											
Новочебоксарская ТЭЦ-3	ЗАО "КЭС"										
7 ПТ-80-130		Газ	новое строительство		80,0						80,0
ОЭС Средней Волги - всего											
Вводы мощности - всего				240,0	80,0	330,0				1150,0	1800,0
АЭС										1150,0	1150,0
ТЭС-всего				240,0	80,0	330,0					650,0
ТЭЦ				240,0	80,0						320,0
КЭС						330,0					330,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
1 КЭС газопоршневые		Газ	новое строительство	18,3							18,3
2 КЭС газопоршневые		Газ	новое строительство	18,3							18,3
3 КЭС газопоршневые		Газ	новое строительство	18,3							18,3
4 КЭС газопоршневые		Газ	новое строительство	18,3							18,3
5 КЭС газопоршневые		Газ	новое строительство	18,3							18,3
6 КЭС газопоршневые		Газ	новое строительство	18,3							18,3
7 КЭС газопоршневые		Газ	новое строительство	18,3							18,3
8 КЭС газопоршневые		Газ	новое строительство	18,3							18,3
9 КЭС газопоршневые		Газ	новое строительство		18,3						18,3
10 КЭС газопоршневые		Газ	новое строительство		18,3						18,3
11 КЭС газопоршневые		Газ	новое строительство		18,3						18,3
12 КЭС газопоршневые		Газ	новое строительство		18,3						18,3
13 КЭС газопоршневые		Газ	новое строительство		18,3						18,3
14 КЭС газопоршневые		Газ	новое строительство		18,3						18,3
15 КЭС газопоршневые		Газ	новое строительство		18,3						18,3
16 КЭС газопоршневые		Газ	новое строительство		18,3						18,3
17 КЭС газопоршневые		Газ	новое строительство		18,3						18,3
18 КЭС газопоршневые		Газ	новое строительство		18,3						18,3
19 КЭС газопоршневые		Газ	новое строительство		18,3						18,3
20 КЭС газопоршневые		Газ	новое строительство		18,3						18,3
Всего по станции				146,4	219,6						366,0
Джубгинская ТЭС	ООО "ИНТЕР РАО – Управление электрогенерацией"										
1 ГТ КЭС		Газ	новое строительство	90,0							90,0
2 ГТ КЭС		Газ	новое строительство	90,0							90,0
Всего по станции				180,0							180,0
ГТУ ТЭС ООО "РН-Туапсинский НПЗ"	ОАО "НК"Роснефть"										
4 ГТ ТЭЦ		Газ	новое строительство	47,0							47,0
5 ГТ ТЭЦ		Газ	новое строительство	47,0							47,0
6 ГТ ТЭЦ		Газ	новое строительство	47,0							47,0
7 ПТ-12-35		Газ	новое строительство	12,0							12,0
Всего по станции				153,0							153,0
ОАО "Мобильные ГТЭС" ПС "Псоу"	ОАО "Мобильные ГТЭС"										
1 ГТ КЭС		Моторное топливо	новое строительство	22,5							22,5
2 ГТ КЭС		Моторное топливо	новое строительство	22,5							22,5
3 ГТ КЭС		Моторное топливо	новое строительство	22,5							22,5
4 ГТ КЭС		Моторное топливо	новое строительство	22,5							22,5
Всего по станции				90,0							90,0
ОАО "Мобильные ГТЭС" "ПАТП-6"	ОАО "Мобильные ГТЭС"										
1 ГТ КЭС		Моторное топливо	новое строительство	22,5							22,5
2 ГТ КЭС		Моторное топливо	новое строительство	22,5							22,5
3 ГТ КЭС		Моторное топливо	новое строительство	22,5							22,5
Всего по станции				67,5							67,5

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
Сочинская МГТЭС											
1 ГТ КЭС	ОАО "Мобильные ГТЭС"	Моторное топливо	новое строительство	22,5							22,5
2 ГТ КЭС		Моторное топливо	новое строительство	22,5							22,5
Всего по станции					45,0						
Энергосистема Ростовской области											
Ростовская АЭС											
3 ВВЭР-1000	ОАО "Концерн Росэнергоатом"	Ядерное топливо	новое строительство		1100,0						1100,0
4 ВВЭР-1000		Ядерное топливо	новое строительство					1100,0			1100,0
Всего по станции						1100,0			1100,0		
Новочеркасская ГРЭС											
9 К-330-240	ОАО "ОГК-2"	Уголь	новое строительство			330,0					330,0
Энергосистема Республики Северная Осетия - Алания											
Зарамагская ГЭС-1											
2 гидроагрегат	ОАО "РусГидро"		новое строительство					171,0			171,0
3 гидроагрегат			новое строительство					171,0			171,0
Всего по станции									342,0		
Энергосистема Ставропольского края											
Ставропольская ГРЭС											
9 ПГУ-420	ОАО "ОГК-2"	Газ	новое строительство				420,0				420,0
Буденновская ТЭС											
1 ПГУ-135(Т)	ООО "ЛУКОЙЛ-Ставропольэнерго"	Газ	новое строительство		135,0						135,0
Барсучковская МГЭС											
1 агрегаты малых ГЭС	ОАО "РусГидро"		новое строительство		2,4						2,4
2 агрегаты малых ГЭС			новое строительство		2,4						2,4
Всего по станции						4,8					
МГЭС Бекешевская											
51 агрегаты малых ГЭС	ОАО "РусГидро"		новое строительство					1,0			1,0
МГЭС Сенгилеевская-2											
51 агрегаты малых ГЭС	ОАО "РусГидро"		новое строительство				10,0				10,0
МГЭС Егорлыкская-3											
51 агрегаты малых ГЭС	ОАО "РусГидро"		новое строительство			3,5					3,5
МГЭС Ставропольская											
51 агрегаты малых ГЭС	ОАО "РусГидро"		новое строительство					1,9			1,9

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
4 БН-880		Ядерное топливо	новое строительство		880,0						880,0
Верхнетагильская ГРЭС	ОАО "ИНТЕР РАО - Электрогенерация"										
12 ПГУ-420		Газ	новое строительство		420,0						420,0
Серовская ГРЭС	ОАО "ОГК-2"										
9 ПГУ-420		Газ	новое строительство			420,0					420,0
Нижнетуриная ГРЭС	ЗАО "КЭС"										
12 ПГУ-230		Газ	новое строительство				230,0				230,0
13 ПГУ-230		Газ	новое строительство				230,0				230,0
Всего по станции							460,0				460,0
Ново-Богословская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"										
1 ПГУ-230(Т)		Газ	новое строительство			230,0					230,0
Академическая ТЭЦ-1 (кот.Академэнерго)	ЗАО "КЭС"										
1 ПГУ-200(Т)		Газ	новое строительство					200,0			200,0
Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО											
Нижневартовская ГРЭС	ЗАО "Нижневартовская ГРЭС"										
3 ПГУ-410		Газ	расширение		410,0						410,0
Няганская ТЭС	ОАО "Фортум"										
1 ПГУ КЭС		Газ	новое строительство	418,0							418,0
2 ПГУ КЭС		Газ	новое строительство	418,0							418,0
3 ПГУ КЭС		Газ	новое строительство			418,0					418,0
Всего по станции				836,0		418,0					1254,0
ГТЭС-72 "Ямбургская"	Эл/ст пром.предприятий										
7 ГТ КЭС		Газ	новое строительство	20,0							20,0
8 ГТ КЭС		Газ	новое строительство	20,0							20,0
Всего по станции				40,0							40,0
Энергосистема Республики Удмуртия											
Ижевская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"										
8 ПГУ-230(Т)		Газ	новое строительство		230,0						230,0
Энергосистема Челябинской области											
Троицкая ГРЭС	ОАО "ОГК-2"										
10 К-660-240		Уголь	новое строительство			660,0					660,0
Челябинская ГРЭС	ОАО "Фортум"										
9 ПГУ-225(Т)		Газ	новое строительство		225,0						225,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
10 ПГУ-225(Т)		Газ	новое строительство		225,0						225,0
Всего по станции					450,0						450,0
Челябинская ТЭЦ-1	ОАО "Фортум"										
10 ГТ КЭС		Газ	новое строительство	44,0							44,0
11 ГТ КЭС		Газ	новое строительство	44,0							44,0
Всего по станции				88,0							88,0
Южно-Уральская ГРЭС-2	ООО "ИНТЕР РАО – Управление электрогенерацией"										
1 ПГУ-400		Газ	новое строительство	400,0							400,0
2 ПГУ-400		Газ	новое строительство		400,0						400,0
Всего по станции				400,0	400,0						800,0
ОЭС Урала - всего											
Вводы мощности - всего				1739,0	3265,0	3093,0	460,0	200,0			8757,0
АЭС					880,0						880,0
ТЭС-всего				1739,0	2385,0	3093,0	460,0	200,0			7877,0
ТЭЦ				375,0	1155,0	795,0		200,0			2525,0
КЭС				1364,0	1230,0	2298,0	460,0				5352,0
Замена - всего					65,0	115,0					180,0
ТЭС-всего					65,0	115,0					180,0
ТЭЦ					65,0	115,0					180,0
ОЭС Сибири											
Энергосистема Иркутской области											
Ново-Иркутская ТЭЦ	ОАО "Иркутскэнерго"										
6 Р-50-130		Уголь	новое строительство		50,0						50,0
Энергосистема Красноярского края											
Богучанская ГЭС	ОАО "РусГидро"										
5 г/а рад.-осевой			новое строительство	333,0							333,0
6 г/а рад.-осевой			новое строительство	333,0							333,0
7 г/а рад.-осевой			новое строительство	333,0							333,0
8 г/а рад.-осевой			новое строительство	333,0							333,0
9 г/а рад.-осевой			новое строительство	333,0							333,0
Всего по станции				1665,0							1665,0
Березовская ГРЭС-1	ОАО "Э.ОН Россия"										
3 К-800-240		Уголь	новое строительство			800,0					800,0
Энергосистема Кемеровской области											
Кузнецкая ТЭЦ (Кузб)	ООО "СГК"										
14 ГТ КЭС		Газ	новое строительство		140,0						140,0
15 ГТ КЭС		Газ	новое строительство		140,0						140,0
Всего по станции					280,0						280,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
Энергосистема Омской области											
Омская ТЭЦ-3	ОАО "ТГК-11"										
10 Т-120-130		Газ	замена				120,0				120,0
14 ПГУ-90(Т)		Газ	новое строительство	90,0							90,0
Всего по станции				90,0			120,0				210,0
Энергосистема Томской области											
ГТЭС "Двуреченская" (ОАО "Томскнефть")	ОАО "НК"Роснефть"										
51 ГТ КЭС		Газ	новое строительство	24,0							24,0
Энергосистема Республики Хакасия											
Абаканская ТЭЦ	ОАО "Енисейская ТГК (ТГК-13)"										
4 Т-120-130		Уголь	новое строительство		120,0						120,0
ОЭС Сибири - всего											
Вводы мощности - всего				1779,0	450,0	800,0	120,0				3149,0
ГЭС				1665,0							1665,0
ТЭС-всего				114,0	450,0	800,0	120,0				1484,0
ТЭЦ				90,0	170,0		120,0				380,0
КЭС				24,0	280,0	800,0					1104,0
Замена - всего							120,0				120,0
ТЭС-всего							120,0				120,0
ТЭЦ							120,0				120,0
ОЭС Востока											
Энергосистема Амурской области											
Благовещенская ТЭЦ-1	ОАО "РАО ЭС Востока"										
4 Т-110-130		Уголь	расширение				110,0				110,0
Нижне-Бурейская ГЭС											
ОАО "РусГидро"											
1 г/а пов.-лопаст. верт.			новое строительство			80,0					80,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.			новое строительство			80,0					80,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.			новое строительство				80,0				80,0
4 г/а пов.-лопаст. верт.			новое строительство				80,0				80,0
Всего по станции						160,0	160,0				320,0
Энергосистема Приморского края											
Владивостокская ТЭЦ-2	ОАО "РАО ЭС Востока"										
7 ГТ ТЭЦ		Газ	новое строительство						46,5		46,5
8 ГТ ТЭЦ		Газ	новое строительство						46,5		46,5
Всего по станции									93,0		93,0
ТЭС ЗАО "ВНХК"											
ОАО "НК"Роснефть"											
1 ПГУ(Т)		Газ	новое строительство				112,0				112,0
2 ПГУ(Т)		Газ	новое строительство				112,0				112,0
3 ПГУ(Т)		Газ	новое строительство				112,0				112,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
4 ПТ-50-90		Газ	новое строительство				50,0				50,0
5 ПТ-50-90		Газ	новое строительство				50,0				50,0
6 ПТ-25-90		Газ	новое строительство				25,0				25,0
7 ПГУ(Т)		Газ	новое строительство						112,0		112,0
8 ПГУ(Т)		Газ	новое строительство						112,0		112,0
Всего по станции							461,0		224,0		685,0
ГТУ-ТЭЦ на площадке ЦПВБ	ОАО "РАО ЭС Востока"										
1 ГТ ТЭЦ		Газ	новое строительство			46,5					46,5
2 ГТ ТЭЦ		Газ	новое строительство			46,5					46,5
3 ГТ ТЭЦ		Газ	новое строительство			46,5					46,5
Всего по станции						139,5					139,5
Мини-ТЭЦ "Северная" (о.Русский)	ОАО "ДВЭУК"										
1 ГТ ТЭЦ		Газ	новое строительство	1,8							1,8
2 ГТ ТЭЦ		Газ	новое строительство	1,8							1,8
Всего по станции				3,6							3,6
Мини-ТЭЦ "Центральная" (о.Русский)	ОАО "ДВЭУК"										
1 ГТ ТЭЦ		Газ	новое строительство	6,6							6,6
2 ГТ ТЭЦ		Газ	новое строительство	6,6							6,6
3 ГТ ТЭЦ		Газ	новое строительство	6,6							6,6
4 ГТ ТЭЦ		Газ	новое строительство	6,6							6,6
5 ГТ ТЭЦ		Газ	новое строительство	6,6							6,6
Всего по станции				33,0							33,0
Мини-ТЭЦ "Океанариум" (о.Русский)	ОАО "ДВЭУК"										
1 ГТ ТЭЦ		Газ	новое строительство	6,6							6,6
2 ГТ ТЭЦ		Газ	новое строительство	6,6							6,6
Всего по станции				13,2							13,2
Энергосистема Хабаровского края											
Совгаванская ТЭЦ	ОАО "РАО ЭС Востока"										
1 Т-60-130		Уголь	новое строительство						60,0		60,0
2 Т-60-130		Уголь	новое строительство						60,0		60,0
Всего по станции									120,0		120,0
ОЭС Востока - всего											
Вводы мощности - всего				49,8		299,5	731,0		437,0		1517,3
ГЭС						160,0	160,0				320,0
ТЭС-всего				49,8		139,5	571,0		437,0		1197,3
ТЭЦ				49,8		139,5	571,0		437,0		1197,3
ЕЭС России - всего											
Вводы мощности - всего				6737,0	9335,0	8510,1	3023,0	2794,9	1587,0	1150,0	33136,9
АЭС					3178,8	2368,8	1170,0	2250,0	1150,0	1150,0	11267,6
ГЭС				1795,0	4,8	168,8	170,0	344,9			2483,5
ГАЭС				630,0	350,0						980,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
ТЭС-всего				4312,0	5801,4	5972,5	1671,0	200,0	437,0		18393,8
ТЭЦ				2051,3	3818,0	1794,5	791,0	200,0	437,0		9091,8
КЭС				2260,7	1943,4	4178,0	880,0				9262,0
ДГА					40,0						40,0
ВИЭ-всего							12,0				12,0
приливные							12,0				12,0
Замена - всего				61,5	65,0	115,0	120,0				361,5
ТЭС-всего				61,5	65,0	115,0	120,0				361,5
ТЭЦ				61,5	65,0	115,0	120,0				361,5

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
13 Р-...-29		Газ	новое строительство					30,0			30,0
ТЭЦ-1 ООО "Обуховоэнерго"	ООО "Обуховоэнерго"										
3 ПГУ-60(Т)		Газ	замена			60,0					60,0
Ленинградская ГАЭС	ОАО "РусГидро"										
1 ГАЭС			новое строительство						195,0		195,0
2 ГАЭС			новое строительство						195,0		195,0
Всего по станции									390,0		390,0
Пулковская ТЭЦ	ООО "Пулковская ТЭЦ"										
1 ПГУ-120(Т)		Газ	новое строительство			120,0					120,0
Энергосистема Мурманской области											
Мурманская ВЭС	ЗАО "Ветроэнерго"										
2 ветровые агрегаты			новое строительство		2,0						2,0
3 ветровые агрегаты			новое строительство				23,0				23,0
Всего по станции					2,0		23,0				25,0
ВЭС Кольская	ЗАО "Ветроэнерго"										
1 ветровые агрегаты			новое строительство							100,0	100,0
ОЭС Северо-Запада - всего											
Вводы мощности - всего				25,0	20,0	348,0	29,0	30,0	420,0	130,0	1002,0
ГАЭС									390,0		390,0
ТЭС-всего				25,0	18,0	348,0	6,0	30,0	30,0	30,0	487,0
ТЭЦ				25,0	18,0	348,0	6,0	30,0	30,0	30,0	487,0
ВИЭ-всего					2,0		23,0			100,0	125,0
ветровые					2,0		23,0			100,0	125,0
Замена - всего				25,0		60,0					85,0
ТЭС-всего				25,0		60,0					85,0
ТЭЦ				25,0		60,0					85,0
ОЭС Центра											
Энергосистема Липецкой области											
НЛМК электростанция на ВЭР	ОАО "НЛМК"										
1 ТДЭ		Газ	новое строительство			15,0					15,0
2 ТДЭ-0,5/2		Газ	новое строительство			25,0					25,0
3 ТДЭ-0,5/2		Газ	новое строительство				25,0				25,0
Всего по станции						40,0	25,0				65,0
Энергосистема г.Москвы и Московской области											
ТЭЦ-12 с фил.(ТЭЦ-7) Мосэнерго	ОАО "Мосэнерго"										
11 ПГУ-220(Т)		Газ	новое строительство						220,0		220,0
ТЭЦ-8 фил.ТЭЦ-9 Мосэнерго	ОАО "Мосэнерго"										
12 ПГУ-180(Т)		Газ	новое строительство							180,0	180,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
ТЭЦ-25 Мосэнерго	ОАО "Мосэнерго"										
8 ПГУ(Т)		Газ	новое строительство							420,0	420,0
ТЭЦ-27 Северная Мосэнерго	ОАО "Мосэнерго"										
5 ПГУ(Т)		Газ	новое строительство							420,0	420,0
ГТЭС "Северная"	ЗАО УК"ДКМ-инжиниринг"										
1 ГТ-60(Т)		Газ	новое строительство		60,0						60,0
2 ГТ-60(Т)		Газ	новое строительство		60,0						60,0
Всего по станции					120,0						120,0
ГТЭС "Молжаниновка"	ООО "Ресад"										
1 ПГУ-110(Т)		Газ	новое строительство		110,0						110,0
2 ПГУ-110(Т)		Газ	новое строительство						110,0		110,0
Всего по станции					110,0				110,0		220,0
Энергокомплекс "Теплый Стан"	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство			18,3					18,3
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство			18,3					18,3
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство			18,3					18,3
4 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство			18,3					18,3
5 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство			18,3					18,3
6 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство			18,3					18,3
Всего по станции						109,9					109,9
ОАО "Мобильные ГТЭС" "Дарьино"	ОАО "Мобильные ГТЭС"										
3 ГТ КЭС		Моторное топливо	новое строительство		22,5						22,5
ОАО "Мобильные ГТЭС" "Рублево"	ОАО "Мобильные ГТЭС"										
4 ГТ КЭС		Моторное топливо	новое строительство		22,5						22,5
5 ГТ КЭС		Моторное топливо	новое строительство		22,5						22,5
6 ГТ КЭС		Моторное топливо	новое строительство		22,5						22,5
Всего по станции					67,5						67,5
ОАО "Мобильные ГТЭС" "Пушкино"	ОАО "Мобильные ГТЭС"										
4 ГТ КЭС		Моторное топливо	новое строительство		22,5						22,5
ОАО "Мобильные ГТЭС" "Игнатово (Дмитр.р-н)"	ОАО "Мобильные ГТЭС"										
4 ГТ КЭС		Моторное топливо	новое строительство		22,5						22,5
5 ГТ КЭС		Моторное топливо	новое строительство		22,5						22,5
Всего по станции					45,0						45,0
Энергокомплекс "Нижние Котлы"	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство				18,3				18,3
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство				18,3				18,3

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство				18,3				18,3
4 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство				18,3				18,3
5 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство				18,3				18,3
6 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство				18,3				18,3
Всего по станции							109,9				109,9
Энергокомплекс "Тушино"	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство							18,3	18,3
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство							18,3	18,3
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство							18,3	18,3
4 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство							18,3	18,3
5 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство							18,3	18,3
6 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство							18,3	18,3
Всего по станции										109,9	109,9
ТЭС "Огородный проезд"	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ПГУ-200(Т)		Газ	новое строительство		200,0						200,0
2 ПГУ-200(Т)		Газ	новое строительство			200,0					200,0
3 ПГУ-200(Т)		Газ	новое строительство			200,0					200,0
Всего по станции					200,0	400,0					600,0
Энергокомплекс "Спартак"	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство		9,7						9,7
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство		9,7						9,7
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство		9,7						9,7
4 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство						9,7		9,7
5 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство						9,7		9,7
Всего по станции					29,2				19,5		48,7
Энергокомплекс "Некрасовка"	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство		18,3						18,3
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство		18,3						18,3
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство		18,3						18,3
4 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство		18,3						18,3
Всего по станции					73,3						73,3
Энергокомплекс "Рублево-Архангельское"	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство		18,3						18,3
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство		18,3						18,3
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство		18,3						18,3
4 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство		18,3						18,3
5 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство		18,3						18,3
6 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство		18,3						18,3
Всего по станции					109,9						109,9
Энергокомплекс- АТК Румянцево	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство		4,3						4,3

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство		4,3						4,3
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство		4,3						4,3
4 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство			4,3					4,3
5 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство			4,3					4,3
6 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство			4,3					4,3
Всего по станции					12,9	12,9					25,8
Энергокомплекс-Коммунарка	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство		18,3						18,3
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство		18,3						18,3
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство		18,3						18,3
4 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство		18,3						18,3
5 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство		18,3						18,3
6 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство						18,3		18,3
7 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство						18,3		18,3
8 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство						18,3		18,3
9 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство						18,3		18,3
10 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство						18,3		18,3
Всего по станции					91,6				91,6		183,2
Энергокомплекс- г. Троицк	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство		18,3						18,3
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство		18,3						18,3
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство		18,3						18,3
4 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство				18,3				18,3
5 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство				18,3				18,3
6 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство				18,3				18,3
Всего по станции					55,0		55,0				109,9
Энергокомплекс №1 Московский	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство			18,3					18,3
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство			18,3					18,3
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство			18,3					18,3
Всего по станции						55,0					55,0
Энергокомплекс №2 Московский	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство				9,7				9,7
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство				9,7				9,7
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство				9,7				9,7
4 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство				9,7				9,7
Всего по станции							38,9				38,9
Энергокомплекс №3 Московский	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство				9,7				9,7
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство				9,7				9,7
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство				9,7				9,7
4 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство				9,7				9,7
5 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство				9,7				9,7

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
Всего по станции							48,7				48,7
Энергокомплекс - Воскресенское	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство		9,7						9,7
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство		9,7						9,7
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство		9,7						9,7
Всего по станции					29,2						29,2
Энергокомплекс - Кокшкino	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство			9,7					9,7
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство			9,7					9,7
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство			9,7					9,7
Всего по станции						29,2					29,2
Энергокомплекс - п. Знамя Октября	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство				4,3				4,3
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство				4,3				4,3
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство				4,3				4,3
Всего по станции							12,9				12,9
Энергокомплекс - п. Фабрика им. 1-е Мая	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство				4,3				4,3
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство				4,3				4,3
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство				4,3				4,3
Всего по станции							12,9				12,9
Энергокомплекс №1 Ватутинки	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство					4,3			4,3
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство					4,3			4,3
Всего по станции								8,6			8,6
Энергокомплекс №2 Ватутинки	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство					4,3			4,3
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство					4,3			4,3
Всего по станции								8,6			8,6
Энергокомплекс - п. Вороново	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство				4,3				4,3
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство				4,3				4,3
Всего по станции							8,6				8,6
Энергокомплекс - п. Шишкин Лес	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ ГПА-2.5		Газ	новое строительство		3,3						3,3
2 ТЭЦ ГПА-2.5		Газ	новое строительство		3,3						3,3
3 ТЭЦ ГПА-2.5		Газ	новое строительство		3,3						3,3
Всего по станции					10,0						10,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
5 Р-100-130		Газ	новое строительство		100,0						100,0
6 К-110-16 прикл.		Газ	новое строительство		110,0						110,0
7 К-110-16 прикл.		Газ	новое строительство			110,0					110,0
Всего по станции					210,0	110,0					320,0
ОЭС Средней Волги - всего											
Вводы мощности - всего					815,0	620,0	450,0		400,0		2285,0
ТЭС-всего					815,0	620,0	450,0		400,0		2285,0
ТЭЦ					660,0	510,0	450,0				1620,0
КЭС					155,0	110,0			400,0		665,0
ОЭС Юга											
Энергосистема Астраханской области											
Наримановская ВЭС											
1 ветровые агрегаты	ЗАО "ВГК"		новое строительство			24,0					24,0
Энергосистема Волгоградской области											
Волгоградская ТЭЦ-2											
11 ПГУ(Т)	ОАО "ЛУКОЙЛ"	Газ	новое строительство			143,0					143,0
Энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея											
ГТУ ТЭС ООО "РН-Туапсинский НПЗ"											
8 ГТ ТЭЦ	ОАО "НК"Роснефть"	Газ	новое строительство				47,0				47,0
9 ГТ ТЭЦ		Газ	новое строительство				47,0				47,0
10 ГТ ТЭЦ		Газ	новое строительство				47,0				47,0
Всего по станции							141,0				141,0
Береговая ВЭС											
1 ветровые агрегаты	ЗАО "ВГК"		новое строительство		24,0						24,0
2 ветровые агрегаты			новое строительство			33,0					33,0
3 ветровые агрегаты			новое строительство				33,0				33,0
Всего по станции					24,0	33,0	33,0				90,0
ВЭС Мирный											
1 ветровые агрегаты	ООО "ВЭС-Мирный"		новое строительство		60,0						60,0
Тимашевская ТЭС											
1 ГТ ТЭЦ	ООО "ТИМТЭС"	Газ	новое строительство			180,0					180,0
Энергосистема Ставропольского края											
Ставропольская ГРЭС											
10 ПГУ КЭС	ОАО "ОГК-2"	Газ	новое строительство							570,0	570,0
Запикетная ГПА-ТЭЦ											
1 ТЭЦ Газопоршневые	ООО "ЛУКОЙЛ-Ставропольэнерго"	Газ	новое строительство	1,8							1,8
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство	1,8							1,8

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ	новое строительство	1,8							1,8
Всего по станции				5,3							5,3
ОЭС Юга - всего											
Вводы мощности - всего				5,3	84,0	380,0	174,0			570,0	1213,3
ТЭС-всего				5,3		323,0	141,0			570,0	1039,3
ТЭЦ				5,3		323,0	141,0				469,3
КЭС										570,0	570,0
ВИЭ-всего					84,0	57,0	33,0				174,0
ветровые					84,0	57,0	33,0				174,0
ОЭС Урала											
Энергосистема Республики Башкортостан											
Салаватская ТЭЦ											
ООО "БГК"											
11 ГТ-77(Т)		Газ	новое строительство				77,0				77,0
12 ГТ-77(Т)		Газ	новое строительство					77,0			77,0
Всего по станции							77,0	77,0			154,0
Уфимская ТЭЦ-2											
ООО "БГК"											
10 Т-...-90		Газ	новое строительство		14,0						14,0
11 ПГУ(Т)		Газ	новое строительство					61,0			61,0
Всего по станции					14,0			61,0			75,0
Кумертауская ТЭЦ											
ООО "БГК"											
9 ГТ-77(Т)		Газ	новое строительство							77,0	77,0
Уфимская ТЭЦ-3											
ООО "БГК"											
4 Р-30-90		Газ	замена		30,0						30,0
6 ГТ-77(Т)		Газ	новое строительство			77,0					77,0
7 ГТ-77(Т)		Газ	новое строительство				77,0				77,0
Всего по станции					30,0	77,0	77,0				184,0
Уфимская ТЭЦ-5											
ООО "БГК"											
1 ПГУ-220(Т)		Газ	новое строительство		220,0						220,0
2 ПГУ-220(Т)		Газ	новое строительство			220,0					220,0
Всего по станции					220,0	220,0					440,0
Энергосистема Курганской области											
ООО "Интертехэлектро — Новая генерация"											
Курганская ТЭЦ-2											
3 ПГУ(Т)		Газ	расширение				111,0				111,0
Энергосистема Оренбургской области											
Оренбургская ВЭС	ООО "Вент Рус"										
1 ветровые агрегаты			новое строительство							160,0	160,0
Энергосистема Свердловской области											

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
Верхнетагильская ГРЭС	ОАО "ИНТЕР РАО - Электрогенерация"										
13 ПГУ-225		Газ	замена							225,0	225,0
ТЭЦ ОАО "ЕВРАЗ НТМК"	Эл/ст пром.предприятий										
2 Т-10-29		Газ	замена				10,0				10,0
24 ПТ-...-90		Газ	новое строительство				10,0				10,0
25 ГУБТ-12		Газ	новое строительство			12,0					12,0
Всего по станции						12,0	20,0				32,0
ТЭЦ Уралвагонзавода	Эл/ст пром.предприятий										
8 ПГУ-120(Т)		Газ	новое строительство							120,0	120,0
Демидовская ТЭС	ООО "УГМК-Холдинг"										
1 К-660-300		Уголь	новое строительство						660,0		660,0
2 К-660-300		Уголь	новое строительство						660,0		660,0
Всего по станции									1320,0		1320,0
Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО											
Ноябрьская ПГЭ	ООО "Интертехэлектро — Новая генерация"										
3 ПГУ КЭС		Газ	расширение			110,0					110,0
ГТЭС в Уренгое	Эл/ст пром.предприятий										
7 ГТ КЭС		Газ	новое строительство			50,0					50,0
КГТЭС в Казыме	Эл/ст пром.предприятий										
7 ГТЭС-24		Газ	новое строительство			24,0					24,0
ГТЭС "Федоровское месторождение"	ОАО "Сургутнефтегаз"										
1 ГТ КЭС		Газ	новое строительство		36,0						36,0
Энергосистема Челябинской области											
Троицкая ГРЭС	ОАО "ОГК-2"										
11 К-525-240		Уголь	расширение							525,0	525,0
Челябинская ГРЭС	ОАО "Фортум"										
11 ПГУ(Т)		Газ	новое строительство		247,5						247,5
Челябинская ТЭЦ-3	ОАО "Фортум"										
4 ПГУ(Т)		Газ	новое строительство						342,0		342,0
5 ПГУ(Т)		Газ	новое строительство							342,0	342,0
Всего по станции									342,0	342,0	684,0
Челябинская ТЭЦ-1	ОАО "Фортум"										
12 ПГУ-270(Т)		Газ	расширение				270,0				270,0
13 ПГУ-270(Т)		Газ	расширение				270,0				270,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
ВЭС Яровое	ООО "Вент Рус"										
1 ветровые агрегаты			новое строительство		23,0						23,0
2 ветровые агрегаты			новое строительство			23,0					23,0
3 ветровые агрегаты			новое строительство				23,0				23,0
4 ветровые агрегаты			новое строительство					23,0			23,0
Всего по станции					23,0	23,0	23,0	23,0			92,0
Энергосистема Иркутской области											
Ново-Зиминская ТЭЦ	ОАО "Иркутскэнерго"										
4 К-160-130		Уголь	расширение				160,0				160,0
5 К-225-130		Уголь	расширение						225,0		225,0
Всего по станции							160,0		225,0		385,0
Ленская ТЭС (газовая ТЭС в Усть-Куте)	ОАО "Иркутскэнерго"										
1 ПГУ КЭС		Газ	новое строительство				429,0				429,0
2 ПГУ КЭС		Газ	новое строительство					429,0			429,0
3 ПГУ КЭС		Газ	новое строительство							429,0	429,0
Всего по станции							429,0	429,0		429,0	1287,0
Правобережная ТЭЦ (г.Иркутск)	ОАО "Иркутскэнерго"										
1 ГТ ТЭЦ		Газ	новое строительство					140,0			140,0
2 ГТ ТЭЦ		Газ	новое строительство						140,0		140,0
3 ГТ ТЭЦ		Газ	новое строительство							140,0	140,0
Всего по станции								140,0	140,0	140,0	420,0
Мини-ТЭЦ в г. Братске	ОАО "Иркутскэнерго"										
1 ГТ-9 (Т)		Газ	новое строительство		9,0						9,0
2 ГТ-9 (Т)		Газ	новое строительство		9,0						9,0
Всего по станции					18,0						18,0
Энергосистема Кемеровской области											
Славинская ТЭС "УГМК-Холдинг"	ООО "УГМК-Холдинг"										
1 К-660-300		Уголь	новое строительство					660,0			660,0
Энергосистема Томской области											
ТЭЦ ФГУП "СХК" (Северская)	ОАО "СХК"										
17 Тп-....-90		Уголь	новое строительство		100,0						100,0
ОЭС Сибири - всего											
Вводы мощности - всего				120,0	141,0	33,0	966,0	1264,0	365,0	899,0	3788,0
ГЭС				24,0		10,0	24,0	12,0			70,0
ТЭС-всего				96,0	118,0		919,0	1229,0	365,0	899,0	3626,0
ТЭЦ				96,0	118,0			140,0	140,0	140,0	634,0
КЭС							919,0	1089,0	225,0	759,0	2992,0
ВИЭ-всего					23,0	23,0	23,0	23,0			92,0
ветровые					23,0	23,0	23,0	23,0			92,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
ОЭС Востока											
Энергосистема Приморского края											
Артемовская ТЭЦ	ОАО "РАО ЭС Востока"										
7 Кт-115-90		Уголь	замена						115,0		115,0
8 Кт-115-90		Уголь	замена					115,0			115,0
Всего по станции								115,0	115,0		230,0
Уссурийская ТЭЦ	ОАО "РАО ЭС Востока"										
1 Т-185-130		Уголь	новое строительство				185,0				185,0
2 Т-185-130		Уголь	новое строительство				185,0				185,0
Всего по станции							370,0				370,0
Энергосистема Хабаровского края											
Хабаровская ТЭЦ-1	ОАО "РАО ЭС Востока"										
7 Т-120-130		Уголь	замена				120,0				120,0
8 Т-120-130		Уголь	замена						120,0		120,0
9 Т-105-130		Уголь	замена							105,0	105,0
Всего по станции							120,0		120,0	105,0	345,0
ОЭС Востока - всего											
Вводы мощности - всего							490,0	115,0	235,0	105,0	945,0
ТЭС-всего							490,0	115,0	235,0	105,0	945,0
ТЭЦ							490,0	115,0	235,0	105,0	945,0
Замена - всего							120,0	115,0	235,0	105,0	575,0
ТЭС-всего							120,0	115,0	235,0	105,0	575,0
ТЭЦ							120,0	115,0	235,0	105,0	575,0
ЕЭС России - всего											
Вводы мощности - всего				150,3	2616,0	2527,6	3270,9	1564,2	4543,1	4282,9	18954,9
ГЭС				24,0		10,0	24,0	12,0			70,0
ГАЭС									390,0		390,0
ТЭС-всего				126,3	2507,0	2437,6	3167,9	1529,2	4153,1	4022,9	17943,9
ТЭЦ				126,3	2158,5	2091,6	2223,9	440,2	1638,1	1943,9	10622,4
КЭС					348,5	294,0	919,0	1089,0	2515,0	2079,0	7244,5
ДГА						52,0	25,0				77,0
ВИЭ-всего					109,0	80,0	79,0	23,0		260,0	551,0
ветровые					109,0	80,0	79,0	23,0		260,0	551,0
Замена - всего				25,0	30,0	60,0	130,0	115,0	235,0	330,0	925,0
ТЭС-всего				25,0	30,0	60,0	130,0	115,0	235,0	330,0	925,0
ТЭЦ				25,0	30,0	60,0	130,0	115,0	235,0	105,0	700,0
КЭС										225,0	225,0

Приложение № 9
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2013-2019 годы

**Дополнительные объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и
ЕЭС России на 2013-2019 годы**

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
ОЭС Северо-Запада											
Энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области											
ГРЭС-19 Киришская	ОАО "ОГК-2"										
2 ПТ-60-130		Газ	до модернизации					60,0			60,0
2 ПТ-80-130		Газ	после модернизации					80,0			80,0
			изменение					20,0			20,0
4 ПТ-60-130		Газ	до модернизации							60,0	60,0
4 ПТ-80-130		Газ	после модернизации							80,0	80,0
			изменение							20,0	20,0
Всего по станции											
До модернизации								60,0		60,0	120,0
После модернизации								80,0		80,0	160,0
Изменение мощности								20,0		20,0	40,0
ТЭЦ-17 Выборгская	ОАО "ТГК-1"										
3 Т-100-130		Газ	до модернизации							100,0	100,0
3 Т-120-130		Газ	после модернизации							120,0	120,0
			изменение							20,0	20,0
ТЭЦ-15 Автовская	ОАО "ТГК-1"										
6 Т-100-130		Газ	до модернизации						100,0		100,0
6 Т-120-130		Газ	после модернизации						120,0		120,0
			изменение						20,0		20,0
7 Т-...-130		Газ	до модернизации					97,0			97,0
7 Т-120-130		Газ	после модернизации					120,0			120,0
			изменение					23,0			23,0
Всего по станции											
До модернизации								97,0	100,0		197,0
После модернизации								120,0	120,0		240,0
Изменение мощности								23,0	20,0		43,0
ТЭЦ-7 Василеостровская	ОАО "ТГК-1"										
4 ПТ-25-90		Газ	до модернизации					25,0			25,0
4 ПТ-35-90		Газ	после модернизации					35,0			35,0
			изменение					10,0			10,0
5 ПТ-60-90		Газ	до модернизации							60,0	60,0
5 ПТ-80-90		Газ	после модернизации							80,0	80,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
			изменение							20,0	20,0
Всего по станции											
До модернизации								25,0		60,0	85,0
После модернизации								35,0		80,0	115,0
Изменение мощности								10,0		20,0	30,0
ОЭС Северо-Запада - всего											
До модернизации								182,0	100,0	220,0	502,0
ТЭС-всего								182,0	100,0	220,0	502,0
ТЭЦ								182,0	100,0	220,0	502,0
После модернизации								235,0	120,0	280,0	635,0
ТЭС-всего								235,0	120,0	280,0	635,0
ТЭЦ								235,0	120,0	280,0	635,0
Изменение мощности								53,0	20,0	60,0	133,0
ТЭС-всего								53,0	20,0	60,0	133,0
ТЭЦ								53,0	20,0	60,0	133,0
ОЭС Центра											
Энергосистема г.Москвы и Московской области											
ГРЭС-4 Каширская	ОАО "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
			изменение					30,0			30,0
2 К-300-240		Газ/ Уголь	до модернизации						300,0		300,0
2 К-330-240		Газ/ Уголь	после модернизации						330,0		330,0
			изменение						30,0		30,0
Всего по станции											
До модернизации								300,0	300,0		600,0
После модернизации								330,0	330,0		660,0
Изменение мощности								30,0	30,0		60,0
ТЭЦ-22 Мосэнерго	ОАО "Мосэнерго"										
9 Т-240-240		Газ/ Уголь	до модернизации						240,0		240,0
9 Т-265-240		Газ/ Уголь	после модернизации						265,0		265,0
			изменение						25,0		25,0
10 Т-240-240		Газ/ Уголь	до модернизации							240,0	240,0
10 Т-265-240		Газ/ Уголь	после модернизации							265,0	265,0
			изменение							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	ОАО "Мосэнерго"										
6 Т-100-130		Газ	до модернизации			100,0					100,0
6 Т-120-130		Газ	после модернизации			120,0					120,0
			изменение			20,0					20,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
7 ПТ-80-130		Газ	до модернизации							80,0	80,0
7 ПТ-100-130		Газ	после модернизации							100,0	100,0
			изменение							20,0	20,0
Всего по станции											
До модернизации						100,0				80,0	180,0
После модернизации						120,0				100,0	220,0
Изменение мощности						20,0				20,0	40,0
ТЭЦ-23 Мосэнерго	ОАО "Мосэнерго"										
3 Т-100-130		Газ	до модернизации			100,0					100,0
3 Т-110-130		Газ	после модернизации			110,0					110,0
			изменение			10,0					10,0
4 Т-100-130		Газ	до модернизации					100,0			100,0
4 Т-110-130		Газ	после модернизации					110,0			110,0
			изменение					10,0			10,0
Всего по станции											
До модернизации						100,0		100,0			200,0
После модернизации						110,0		110,0			220,0
Изменение мощности						10,0		10,0			20,0
ТЭЦ-26 Мосэнерго	ОАО "Мосэнерго"										
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
ОЭС Центра - всего											
До модернизации						200,0		400,0	540,0	400,0	1540,0
ТЭС-всего						200,0		400,0	540,0	400,0	1540,0
ТЭЦ						200,0		100,0	240,0	400,0	940,0
КЭС								300,0	300,0		600,0
После модернизации						230,0		440,0	595,0	465,0	1730,0
ТЭС-всего						230,0		440,0	595,0	465,0	1730,0
ТЭЦ						230,0		110,0	265,0	465,0	1070,0
КЭС								330,0	330,0		660,0
Изменение мощности						30,0		40,0	55,0	65,0	190,0
ТЭС-всего						30,0		40,0	55,0	65,0	190,0
ТЭЦ						30,0		10,0	25,0	65,0	130,0
КЭС								30,0	30,0		60,0
ОЭС Юга											
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

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
Всего по станции											
До модернизации					80,0	80,0					160,0
После модернизации					100,0	100,0					200,0
Изменение мощности					20,0	20,0					40,0
ОЭС Юга - всего											
До модернизации					80,0	80,0					160,0
ТЭС-всего					80,0	80,0					160,0
ТЭЦ					80,0	80,0					160,0
После модернизации					100,0	100,0					200,0
ТЭС-всего					100,0	100,0					200,0
ТЭЦ					100,0	100,0					200,0
Изменение мощности					20,0	20,0					40,0
ТЭС-всего					20,0	20,0					40,0
ТЭЦ					20,0	20,0					40,0
ОЭС Урала											
Энергосистема Республики Башкортостан											
Уфимская ТЭЦ-2	ООО "БГК"										
6 Т-105-130		Газ	до модернизации		105,0						105,0
6 Т-113-130		Газ	после модернизации		113,0						113,0
			изменение		8,0						8,0
Энергосистема Оренбургской области											
Ириклинская ГРЭС	ОАО "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
Всего по станции											
До модернизации							300,0		300,0		600,0
После модернизации							330,0		330,0		660,0
Изменение мощности							30,0		30,0		60,0
Энергосистема Челябинской области											
Троицкая ГРЭС	ОАО "ОГК-2"										
8 К-485-240		Уголь	до модернизации						485,0		485,0
8 К-525-240		Уголь	после модернизации						525,0		525,0
			изменение						40,0		40,0
Аргаяшская ТЭЦ	ОАО "Фортум"										
1 Т-35-90		Газ	до модернизации		35,0						35,0
1 Т-45-90		Газ	после модернизации		45,0						45,0
			изменение		10,0						10,0
2 Т-35-90		Газ	до модернизации		35,0						35,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
2 Т-50-90		Газ	после модернизации		50,0						50,0
			изменение		15,0						15,0
3 П-35-90		Газ	до модернизации		35,0						35,0
3 П-...-90		Газ	после модернизации		45,0						45,0
			изменение		10,0						10,0
5 Р-40-90		Газ	до модернизации		40,0						40,0
5 Р-50-90		Газ	после модернизации		50,0						50,0
			изменение		10,0						10,0
6 Р-20-90		Газ	до модернизации		20,0						20,0
6 Р-50-90		Газ	после модернизации		50,0						50,0
			изменение		30,0						30,0
Всего по станции											
До модернизации					165,0						165,0
После модернизации					240,0						240,0
Изменение мощности					75,0						75,0
ОЭС Урала - всего											
До модернизации					270,0		300,0		785,0		1355,0
ТЭС-всего					270,0		300,0		785,0		1355,0
ТЭЦ					270,0						270,0
КЭС							300,0		785,0		1085,0
После модернизации					353,0		330,0		855,0		1538,0
ТЭС-всего					353,0		330,0		855,0		1538,0
ТЭЦ					353,0						353,0
КЭС							330,0		855,0		1185,0
Изменение мощности					83,0		30,0		70,0		183,0
ТЭС-всего					83,0		30,0		70,0		183,0
ТЭЦ					83,0						83,0
КЭС							30,0		70,0		100,0
ОЭС Сибири											
Энергосистема Иркутской области											
Иркутская ГЭС	ОАО "Иркутскэнерго"										
1 г/а пов.-лопаст. верт.			до модернизации			82,8					82,8
1 г/а пов.-лопаст. верт.			после модернизации			110,0					110,0
			изменение			27,2					27,2
2 г/а пов.-лопаст. верт.			до модернизации				82,8				82,8
2 г/а пов.-лопаст. верт.			после модернизации				110,0				110,0
			изменение				27,2				27,2
3 г/а пов.-лопаст. верт.			до модернизации					82,8			82,8
3 г/а пов.-лопаст. верт.			после модернизации					110,0			110,0
			изменение					27,2			27,2
4 г/а пов.-лопаст. верт.			до модернизации						82,8		82,8
4 г/а пов.-лопаст. верт.			после модернизации						110,0		110,0
			изменение						27,2		27,2
5 г/а пов.-лопаст. верт.			до модернизации							82,8	82,8
5 г/а пов.-лопаст. верт.			после модернизации							110,0	110,0
			изменение							27,2	27,2
6 г/а пов.-лопаст. верт.			до модернизации							82,8	82,8

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
6 г/а пов.-лопаст. верт.			после модернизации							110,0	110,0
			изменение							27,2	27,2
Всего по станции											
До модернизации						82,8	82,8	82,8	82,8	165,6	496,8
После модернизации						110,0	110,0	110,0	110,0	220,0	660,0
Изменение мощности						27,2	27,2	27,2	27,2	54,4	163,2
Усть-Илимская ГЭС	ОАО "Иркутскэнерго"										
11 г/а рад.-осевой			до модернизации				240,0				240,0
11 г/а рад.-осевой			после модернизации				250,0				250,0
			изменение				10,0				10,0
12 г/а рад.-осевой			до модернизации			240,0					240,0
12 г/а рад.-осевой			после модернизации			250,0					250,0
			изменение			10,0					10,0
13 г/а рад.-осевой			до модернизации					240,0			240,0
13 г/а рад.-осевой			после модернизации					250,0			250,0
			изменение					10,0			10,0
14 г/а рад.-осевой			до модернизации						240,0		240,0
14 г/а рад.-осевой			после модернизации						250,0		250,0
			изменение						10,0		10,0
15 г/а рад.-осевой			до модернизации							240,0	240,0
15 г/а рад.-осевой			после модернизации							250,0	250,0
			изменение							10,0	10,0
Всего по станции											
До модернизации						240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	1200,0
После модернизации						250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	1250,0
Изменение мощности						10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	50,0
Иркутская ТЭЦ-6	ОАО "Иркутскэнерго"										
2 Р-50-130		Уголь	до модернизации					50,0			50,0
2 Р-60-130		Уголь	после модернизации					60,0			60,0
			изменение					10,0			10,0
Иркутская ТЭЦ-10	ОАО "Иркутскэнерго"										
1 ПТ-60-90		Уголь	до модернизации						60,0		60,0
1 ПТ-100-90		Уголь	после модернизации						100,0		100,0
			изменение						40,0		40,0
2 К-150-130		Уголь	до модернизации			150,0					150,0
2 К-160-130		Уголь	после модернизации			160,0					160,0
			изменение			10,0					10,0
3 К-150-130		Уголь	до модернизации			150,0					150,0
3 К-160-130		Уголь	после модернизации			160,0					160,0
			изменение			10,0					10,0
4 К-150-130		Уголь	до модернизации				150,0				150,0
4 К-160-130		Уголь	после модернизации				160,0				160,0
			изменение				10,0				10,0
5 К-150-130		Уголь	до модернизации				150,0				150,0
5 К-160-130		Уголь	после модернизации				160,0				160,0
			изменение				10,0				10,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
6 К-150-130		Уголь	до модернизации					150,0			150,0
6 К-160-130		Уголь	после модернизации					160,0			160,0
			изменение					10,0			10,0
7 К-150-130		Уголь	до модернизации					150,0			150,0
7 К-160-130		Уголь	после модернизации					160,0			160,0
			изменение					10,0			10,0
8 К-150-130		Уголь	до модернизации						150,0		150,0
8 К-160-130		Уголь	после модернизации						160,0		160,0
			изменение						10,0		10,0
Всего по станции											
До модернизации						300,0	300,0	300,0	210,0		1110,0
После модернизации						320,0	320,0	320,0	260,0		1220,0
Изменение мощности						20,0	20,0	20,0	50,0		110,0
Ново-Зиминская ТЭЦ	ОАО "Иркутскэнерго"										
1 ПТ-80-130		Уголь	до модернизации				80,0				80,0
1 ПТ-100-130		Уголь	после модернизации				100,0				100,0
			изменение				20,0				20,0
2 ПТ-80-130		Уголь	до модернизации	80,0							80,0
2 ПТ-100-130		Уголь	после модернизации	100,0							100,0
			изменение	20,0							20,0
3 ПТ-80-130		Уголь	до модернизации					80,0			80,0
3 ПТ-100-130		Уголь	после модернизации					100,0			100,0
			изменение					20,0			20,0
Всего по станции											
До модернизации				80,0			80,0	80,0			240,0
После модернизации				100,0			100,0	100,0			300,0
Изменение мощности				20,0			20,0	20,0			60,0
Энергосистема Кемеровской области											
Южно-Кузбасская ГРЭС	ОАО "Мечел"										
6 Т-88-90		Уголь	до модернизации					88,0			88,0
6 Т-110-90		Уголь	после модернизации					110,0			110,0
			изменение					22,0			22,0
8 Т-88-90		Уголь	до модернизации						88,0		88,0
8 Т-110-90		Уголь	после модернизации						110,0		110,0
			изменение						22,0		22,0
Всего по станции											
До модернизации								88,0	88,0		176,0
После модернизации								110,0	110,0		220,0
Изменение мощности								22,0	22,0		44,0
Энергосистема Новосибирской области											
Новосибирская ТЭЦ-3	ОАО "СИБЭКО"										
11 Т-100-130		Уголь	до модернизации				100,0				100,0
11 Т-110-130		Уголь	после модернизации				110,0				110,0
			изменение				10,0				10,0
12 Т-100-130		Уголь	до модернизации		100,0						100,0
12 Т-110-130		Уголь	после модернизации		110,0						110,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
			изменение		10,0						10,0
13 Т-100-130		Уголь	до модернизации			100,0					100,0
13 Т-110-130		Уголь	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
Новосибирская ТЭЦ-2	ОАО "СИБЭКО"										
8 ПТ-80-130		Уголь	до модернизации					80,0			80,0
8 ПТ-100-130		Уголь	после модернизации					100,0			100,0
			изменение					20,0			20,0
9 ПТ-80-130		Уголь	до модернизации						80,0		80,0
9 ПТ-100-130		Уголь	после модернизации						100,0		100,0
			изменение						20,0		20,0
Всего по станции											
До модернизации								80,0	80,0		160,0
После модернизации								100,0	100,0		200,0
Изменение мощности								20,0	20,0		40,0
ОЭС Сибири - всего											
До модернизации				80,0	100,0	722,8	802,8	920,8	700,8	405,6	3732,8
ГЭС						322,8	322,8	322,8	322,8	405,6	1696,8
ГЭС-всего				80,0	100,0	400,0	480,0	598,0	378,0		2036,0
ТЭЦ				80,0	100,0	100,0	180,0	298,0	228,0		986,0
КЭС						300,0	300,0	300,0	150,0		1050,0
После модернизации				100,0	110,0	790,0	890,0	1050,0	830,0	470,0	4240,0
ГЭС						360,0	360,0	360,0	360,0	470,0	1910,0
ГЭС-всего				100,0	110,0	430,0	530,0	690,0	470,0		2330,0
ТЭЦ				100,0	110,0	110,0	210,0	370,0	310,0		1210,0
КЭС						320,0	320,0	320,0	160,0		1120,0
Изменение мощности				20,0	10,0	67,2	87,2	129,2	129,2	64,4	507,2
ГЭС						37,2	37,2	37,2	37,2	64,4	213,2
ГЭС-всего				20,0	10,0	30,0	50,0	92,0	92,0		294,0
ТЭЦ				20,0	10,0	10,0	30,0	72,0	82,0		224,0
КЭС						20,0	20,0	20,0	10,0		70,0
ОЭС Востока											
Энергосистема Хабаровского края											
Комсомольская ТЭЦ-2	ОАО "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									110,0		110,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
После модернизации									120,0		120,0
Изменение мощности									10,0		10,0
ОЭС Востока - всего											
До модернизации									110,0		110,0
ТЭС-всего									110,0		110,0
ТЭЦ									110,0		110,0
После модернизации									120,0		120,0
ТЭС-всего									120,0		120,0
ТЭЦ									120,0		120,0
Изменение мощности									10,0		10,0
ТЭС-всего									10,0		10,0
ТЭЦ									10,0		10,0
ЕЭС России - всего											
До модернизации				80,0	450,0	1002,8	1102,8	1502,8	2235,8	1025,6	7399,8
ГЭС						322,8	322,8	322,8	322,8	405,6	1696,8
ТЭС-всего				80,0	450,0	680,0	780,0	1180,0	1913,0	620,0	5703,0
ТЭЦ				80,0	450,0	380,0	180,0	580,0	678,0	620,0	2968,0
КЭС						300,0	600,0	600,0	1235,0		2735,0
После модернизации				100,0	563,0	1120,0	1220,0	1725,0	2520,0	1215,0	8463,0
ГЭС						360,0	360,0	360,0	360,0	470,0	1910,0
ТЭС-всего				100,0	563,0	760,0	860,0	1365,0	2160,0	745,0	6553,0
ТЭЦ				100,0	563,0	440,0	210,0	715,0	815,0	745,0	3588,0
КЭС						320,0	650,0	650,0	1345,0		2965,0
Изменение мощности				20,0	113,0	117,2	117,2	222,2	284,2	189,4	1063,2
ГЭС						37,2	37,2	37,2	37,2	64,4	213,2
ТЭС-всего				20,0	113,0	80,0	80,0	185,0	247,0	125,0	850,0
ТЭЦ				20,0	113,0	60,0	30,0	135,0	137,0	125,0	620,0
КЭС						20,0	50,0	50,0	110,0		230,0

Приложение № 10
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2013-2019 годы

**Дополнительные объемы и структура перемаркировки генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и
ЕЭС России на 2013-2019 годы**

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
ОЭС Средней Волги											
Энергосистема Республики Татарстан											
Нижнекамская ТЭЦ-2	ОАО "Газнефть"										
4 Р-...-130		Газ	до перемаркировки			70,0					70,0
4 Р-100-130		Газ	после перемаркировки			100,0					100,0
			изменение			30,0					30,0
ОЭС Средней Волги - всего											
До перемаркировки						70,0					70,0
ТЭС-всего						70,0					70,0
ТЭЦ						70,0					70,0
После перемаркировки						100,0					100,0
ТЭС-всего						100,0					100,0
ТЭЦ						100,0					100,0
Изменение мощности						30,0					30,0
ТЭС-всего						30,0					30,0
ТЭЦ						30,0					30,0
ОЭС Урала											
Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО											
Тюменская ТЭЦ-1	ОАО "Фортум"										
2 ПГУ-190(Т)		Газ	до перемаркировки				190,0				190,0
2 ПГУ(Т)		Газ	после перемаркировки				209,0				209,0
			изменение				19,0				19,0
ОЭС Урала - всего											
До перемаркировки							190,0				190,0
ТЭС-всего							190,0				190,0
ТЭЦ							190,0				190,0
После перемаркировки							209,0				209,0
ТЭС-всего							209,0				209,0
ТЭЦ							209,0				209,0
Изменение мощности							19,0				19,0
ТЭС-всего							19,0				19,0
ТЭЦ							19,0				19,0
ОЭС Сибири											

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
Энергосистема Иркутской области											
Иркутская ТЭЦ-11	ОАО "Иркутскэнерго"										
5 Р-50-130		Уголь	до перемаркировки		50,0						50,0
5 Р-60-130		Уголь	после перемаркировки изменение		60,0 10,0						60,0 10,0
6 Т-50-130		Уголь	до перемаркировки		50,0						50,0
6 Т-60-130		Уголь	после перемаркировки изменение		60,0 10,0						60,0 10,0
8 Т-79-130		Уголь	до перемаркировки		79,3						79,3
8 Т-100-130		Уголь	после перемаркировки изменение		100,0 20,7						100,0 20,7
Всего по станции											
До перемаркировки					179,3						179,3
После перемаркировки					220,0						220,0
Изменение мощности					40,7						40,7
ОЭС Сибири - всего											
До перемаркировки					179,3						179,3
ТЭС-всего					179,3						179,3
ТЭЦ					179,3						179,3
После перемаркировки					220,0						220,0
ТЭС-всего					220,0						220,0
ТЭЦ					220,0						220,0
Изменение мощности					40,7						40,7
ТЭС-всего					40,7						40,7
ТЭЦ					40,7						40,7
ЕЭС России - всего											
До перемаркировки					179,3	70,0	190,0				439,3
ТЭС-всего					179,3	70,0	190,0				439,3
ТЭЦ					179,3	70,0	190,0				439,3
После перемаркировки					220,0	100,0	209,0				529,0
ТЭС-всего					220,0	100,0	209,0				529,0
ТЭЦ					220,0	100,0	209,0				529,0
Изменение мощности					40,7	30,0	19,0				89,7
ТЭС-всего					40,7	30,0	19,0				89,7
ТЭЦ					40,7	30,0	19,0				89,7

Приложение № 11
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2013-2019 годы

Дополнительные объемы и структура реконструкции генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2013-2019 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2013-2019 гг.
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
ОЭС Урала - всего											
До реконструкции							215,0				215,0
ТЭС-всего							215,0				215,0
КЭС							215,0				215,0
После реконструкции							180,0				180,0
ТЭС-всего							180,0				180,0
ТЭЦ							180,0				180,0
Изменение мощности							-35,0				-35,0
ТЭС-всего							-35,0				-35,0
ТЭЦ							180,0				180,0
КЭС							-215,0				-215,0
ЕЭС России - всего											
До реконструкции							215,0				215,0
ТЭС-всего							215,0				215,0
КЭС							215,0				215,0
После реконструкции							180,0				180,0
ТЭС-всего							180,0				180,0
ТЭЦ							180,0				180,0
Изменение мощности							-35,0				-35,0
ТЭС-всего							-35,0				-35,0
ТЭЦ							180,0				180,0
КЭС							-215,0				-215,0

Приложение № 12
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2013-2019 годы

Перспективные балансы мощности по ОЭС и ЕЭС России
с учетом вводов, мероприятий по модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой
вероятностью реализации

Баланс мощности ЕЭС России с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации

	Ед. измер.	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	1033672,0	1057117,0	1080020,0	1103165,0	1123653,0	1139832,0	1153577,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,3	2,2	2,1	1,9	1,4	1,2
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	3614,0	4278,0	4278,0	4278,0	4278,0	4278,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	158792,0	162509,0	166054,0	168996,0	171468,0	173589,0	175679,0
Экспорт мощности	тыс.кВт	3660,7	3660,7	3660,7	3665,7	3665,7	3965,7	3965,7
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	32477,0	33253,0	33986,0	34607,0	35110,0	35533,0	35940,0
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	194929,7	199422,7	203700,7	207268,7	210243,7	213087,7	215584,7
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	227745,0	232724,6	237774,6	238710,8	239698,0	238631,5	237780,5
АЭС	тыс.кВт	24266,0	25444,8	26813,6	27983,6	28816,6	28549,6	28259,6
ГЭС	тыс.кВт	48468,3	48883,3	49104,3	49351,4	49776,0	49776,0	49776,0
ТЭС	тыс.кВт	155001,1	158386,9	161847,0	161354,2	161083,7	160284,2	159723,2
ВИЭ	тыс.кВт	9,6	9,6	9,6	21,6	21,6	21,6	21,6
Ограничения мощности на максимум	тыс.кВт	14662,1	13092,0	12866,0	12775,8	12790,3	13934,2	15084,2

	Ед. измер.	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
нагрузки								
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2382,4	8240,4	4645,4	2137,0	2792,4	1363,0	1150,0
Запертая мощность	тыс.кВт	3000,0	2644,0	2297,0	1652,0	1011,0	808,0	389,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	207700,5	208748,3	217966,2	222146,0	223104,3	222526,3	221157,3
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	12770,8	9325,6	14265,5	14877,3	12860,6	9438,6	5572,6

Примечание: в сводном балансе по ЕЭС России ОЭС Сибири учтена на совмещенный максимум, ОЭС Востока - 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

	Ед. измер.	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	1000420,0	1022228,0	1043694,0	1064547,0	1082893,0	1098273,0	1111181,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,2	2,1	2,0	1,7	1,4	1,2
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	3614,0	4278,0	4278,0	4278,0	4278,0	4278,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	154090,0	157542,0	160761,0	163468,0	165811,0	167779,0	169771,0
Экспорт мощности	тыс.кВт	2980,7	2980,7	2980,7	2985,7	2985,7	3285,7	3285,7
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	31396,0	32111,0	32769,0	33336,0	33809,0	34197,0	34581,0
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	188466,7	192633,7	196510,7	199789,7	202605,7	205261,7	207637,7
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	218634,2	223654,8	228422,3	228694,5	229731,7	228648,7	227827,7
АЭС	тыс.кВт	24266,0	25444,8	26813,6	27983,6	28816,6	28549,6	28259,6
ГЭС	тыс.кВт	45128,3	45543,3	45604,3	45691,4	46116,0	46116,0	46116,0
ТЭС	тыс.кВт	149230,3	152657,1	155994,7	154997,9	154777,4	153961,4	153430,4
ВИЭ	тыс.кВт	9,6	9,6	9,6	21,6	21,6	21,6	21,6
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	14652,9	13082,8	12856,8	12766,6	12781,1	13927,9	15077,9
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2336,2	8240,4	4485,4	1867,0	2792,4	1150,0	1150,0
Запертая мощность	тыс.кВт	3000,0	2644,0	2297,0	1652,0	1011,0	808,0	389,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	198645,1	199687,7	208783,1	212408,9	213147,2	212762,8	211210,8
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	10178,4	7054,0	12272,4	12619,2	10541,5	7501,1	3573,1

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

	Ед. измер.	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	787876,0	805315,0	821710,0	835594,0	848866,0	861716,0	872448,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,2	2,0	1,7	1,6	1,5	1,2
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	3614,0	4278,0	4278,0	4278,0	4278,0	4278,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	123181,0	125910,0	128379,0	130235,0	132083,0	133768,0	135400,0
Экспорт мощности	тыс.кВт	2755,7	2755,7	2755,7	2760,7	2760,7	3060,7	3060,7
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	24583,0	25142,0	25634,0	26013,0	26382,0	26713,0	27011,0
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	150519,7	153807,7	156768,7	159008,7	161225,7	163541,7	165471,7
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	168388,5	174040,1	178218,6	178485,8	179518,0	178435,0	177664,0
АЭС	тыс.кВт	24266,0	25444,8	26813,6	27983,6	28816,6	28549,6	28259,6
ГЭС	тыс.кВт	19856,9	20271,9	20327,9	20410,0	20829,6	20829,6	20829,6
ТЭС	тыс.кВт	124256,0	128313,9	131067,5	130070,7	129850,2	129034,2	128553,2
ВИЭ	тыс.кВт	9,6	9,6	9,6	21,6	21,6	21,6	21,6
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	6518,0	6368,9	6192,3	6104,1	6118,7	7265,5	8415,5
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2336,2	7960,4	4485,4	1747,0	2792,4	1150,0	1150,0
Запертая мощность	тыс.кВт	1268,0	1144,0	1070,0	1044,0	1011,0	808,0	389,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	158266,3	158566,9	166470,9	169590,7	169596,0	169211,6	167709,6
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	7746,6	4759,2	9702,2	10582,0	8370,3	5669,9	2237,9

Баланс мощности ОЭС Северо-Запада с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации

	Ед. измер.	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	93092,0	94511,0	96257,0	97677,0	98763,0	100272,0	101874,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,5	1,8	1,5	1,1	1,5	1,6
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	14917,0	15120,0	15361,0	15553,0	15747,0	15933,0	16178,0
Экспорт мощности	тыс.кВт	2010,7	2010,7	2010,7	2010,7	2010,7	2010,7	2010,7
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2834,0	2873,0	2919,0	2955,0	2992,0	3027,0	3074,0
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	19761,7	20003,7	20290,7	20518,7	20749,7	20970,7	21262,7
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	22335,9	21559,9	22603,6	23850,1	23926,6	24039,6	23599,6
АЭС	тыс.кВт	4760,0	3760,0	4930,0	6100,0	6250,0	6400,0	5960,0
ГЭС	тыс.кВт	2946,6	2945,6	2945,6	2945,6	2945,6	2945,6	2945,6
ТЭС	тыс.кВт	14622,9	14847,9	14721,6	14786,1	14712,6	14675,6	14675,6
ВИЭ	тыс.кВт	6,4	6,4	6,4	18,4	18,4	18,4	18,4
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	974,2	972,2	967,4	959,9	971,9	2121,9	3271,9
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	300,0	1170,0	1282,0	1150,0	1150,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	1268,0	1144,0	1070,0	1044,0	1011,0	808,0	389,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	20093,7	19143,7	19396,2	20564,2	20793,7	19959,7	19938,7
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	332,0	-860,0	-894,5	45,5	44,0	-1011,0	-1324,0

Баланс мощности ОЭС Центра с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации

	Ед. измер.	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	234007,0	239315,0	244970,0	250235,0	255778,0	260346,0	264129,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,3	2,4	2,1	2,2	1,8	1,5
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	3450,0	3950,0	3950,0	3950,0	3950,0	3950,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	38430,0	39334,0	40287,0	41050,0	41729,0	42279,0	42892,0
Экспорт мощности	тыс.кВт	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	8458,0	8666,0	8874,0	9042,0	9193,0	9314,0	9436,0
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	47188,0	48300,0	49461,0	50392,0	51222,0	51893,0	52628,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	52619,8	54779,3	55581,6	55356,6	54759,6	54237,6	52982,6
АЭС	тыс.кВт	12834,0	13032,8	13231,6	13231,6	12814,6	12397,6	11397,6
ГЭС	тыс.кВт	2468,6	2688,6	2688,6	2698,6	2698,6	2698,6	2698,6
ТЭС	тыс.кВт	37317,2	39057,9	39661,4	39426,4	39246,4	39141,4	38886,4
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	632,6	607,8	548,3	548,3	548,3	548,3	548,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	1098,8	3485,6	1528,8	0,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	50888,4	50686,0	53504,5	54808,3	54211,3	53689,3	52434,3
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	3700,4	2386,0	4043,5	4416,3	2989,3	1796,3	-193,7

Баланс мощности ОЭС Средней Волги с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации

	Ед. измер.	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	110333,0	112516,0	114625,0	116171,0	117874,0	119817,0	121329,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,0	1,9	1,3	1,5	1,6	1,3
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	17906,0	18133,0	18389,0	18607,0	18836,0	19116,0	19343,0
Экспорт мощности	тыс.кВт	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2961,0	2997,0	3039,0	3076,0	3114,0	3157,0	3191,0
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	21067,0	21330,0	21628,0	21883,0	22150,0	22473,0	22734,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	26013,3	25962,3	26033,3	25780,8	25722,3	25558,3	26653,3
АЭС	тыс.кВт	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	5222,0
ГЭС	тыс.кВт	6835,0	6856,0	6878,0	6915,5	6962,0	6962,0	6962,0
ТЭС	тыс.кВт	15106,3	15034,3	15083,3	14793,3	14688,3	14524,3	14469,3
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	2256,2	2221,2	2207,2	2207,2	2207,2	2204,2	2204,2
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	240,0	80,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1150,0
Запертая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	23517,1	23661,1	23826,1	23573,6	23515,1	23354,1	23299,1
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	2450,1	2331,1	2198,1	1690,6	1365,1	881,1	565,1

Баланс мощности ОЭС Юга с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации

	Ед. измер.	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	90402,0	95078,0	98039,0	100027,0	101801,0	102962,0	104071,0
Рост потребления электрической энергии	%		5,2	3,1	2,0	1,8	1,1	1,1
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	0,0	164,0	328,0	328,0	328,0	328,0	328,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	15145,0	15880,0	16428,0	16654,0	16907,0	17103,0	17290,0
Экспорт мощности	тыс.кВт	145,0	145,0	145,0	150,0	150,0	450,0	450,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2959,0	3102,0	3207,0	3251,0	3296,0	3339,0	3371,0
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	18249,0	19127,0	19780,0	20055,0	20353,0	20892,0	21111,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	19717,8	21123,9	21310,7	21752,3	23225,4	23055,4	23055,4
АЭС	тыс.кВт	2000,0	3100,0	3100,0	3100,0	4200,0	4200,0	4200,0
ГЭС	тыс.кВт	5760,2	5926,2	5957,2	5978,8	6352,0	6352,0	6352,0
ТЭС	тыс.кВт	11956,6	12096,7	12252,5	12672,5	12672,5	12502,5	12502,5
ВИЭ	тыс.кВт	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1406,5	1384,0	1360,0	1366,1	1368,6	1368,6	1368,6
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	432,4	1239,8	8,2	5,0	1442,4	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	17878,9	18500,1	19942,5	20381,2	20414,4	21686,8	21686,8
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	-370,1	-626,9	162,5	326,2	61,4	794,8	575,8

Баланс мощности ОЭС Урала с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации

	Ед. измер.	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	260042,0	263895,0	267819,0	271484,0	274650,0	278319,0	281045,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,5	1,5	1,4	1,2	1,3	1,0
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	36783,0	37443,0	37914,0	38371,0	38864,0	39337,0	39697,0
Экспорт мощности	тыс.кВт	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	7371,0	7504,0	7595,0	7689,0	7787,0	7876,0	7939,0
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	44254,0	45047,0	45609,0	46160,0	46751,0	47313,0	47736,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	47701,8	50614,8	52689,4	51746,1	51884,1	51544,1	51373,1
АЭС	тыс.кВт	600,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ГЭС	тыс.кВт	1846,4	1855,4	1858,4	1871,4	1871,4	1871,4	1871,4
ТЭС	тыс.кВт	45253,1	47277,1	49348,7	48392,4	48530,4	48190,4	48019,4
ВИЭ	тыс.кВт	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1248,5	1183,7	1109,3	1022,6	1022,6	1022,4	1022,4
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	565,0	2855,0	1778,4	460,0	200,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	45888,3	46576,1	49801,7	50263,5	50661,5	50521,7	50350,7
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	1634,3	1529,1	4192,7	4103,5	3910,5	3208,7	2614,7

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

	Ед. измер.	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	212544,0	216913,0	221984,0	228953,0	234027,0	236557,0	238733,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,1	2,3	3,1	2,2	1,1	0,9
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	30909,0	31632,0	32382,0	33233,0	33728,0	34011,0	34371,0
Экспорт мощности	тыс.кВт	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	6813,0	6969,0	7135,0	7323,0	7427,0	7484,0	7570,0
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	37947,0	38826,0	39742,0	40781,0	41380,0	41720,0	42166,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	50245,7	49614,7	50203,7	50208,7	50213,7	50213,7	50163,7
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	25271,4	25271,4	25276,4	25281,4	25286,4	25286,4	25286,4
ТЭС	тыс.кВт	24974,3	24343,3	24927,3	24927,3	24927,3	24927,3	24877,3
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	8134,9	6713,9	6664,5	6662,5	6662,5	6662,5	6662,5
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	280,0	0,0	120,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	1732,0	1500,0	1227,0	608,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	40378,8	41120,8	42312,2	42818,2	43551,2	43551,2	43501,2
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	2431,8	2294,8	2570,2	2037,2	2171,2	1831,2	1335,2

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

	Ед. измер.	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	212544,0	216913,0	221984,0	228953,0	234027,0	236557,0	238733,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,1	2,3	3,1	2,2	1,1	0,9
Собственный максимум	тыс.кВт	32197,0	32950,0	33731,0	34618,0	35133,0	35428,0	35803,0
Экспорт мощности	тыс.кВт	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	7083,0	7249,0	7421,0	7616,0	7729,0	7794,0	7877,0
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	39505,0	40424,0	41377,0	42459,0	43087,0	43447,0	43905,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	50245,7	49614,7	50203,7	50208,7	50213,7	50213,7	50163,7
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	25271,4	25271,4	25276,4	25281,4	25286,4	25286,4	25286,4
ТЭС	тыс.кВт	24974,3	24343,3	24927,3	24927,3	24927,3	24927,3	24877,3
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	8134,9	6713,9	6664,5	6662,5	6662,5	6662,5	6662,5
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	280,0	0,0	120,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	1732,0	1500,0	1227,0	608,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	40378,8	41120,8	42312,2	42818,2	43551,2	43551,2	43501,2
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	873,8	696,8	935,2	359,2	464,2	104,2	-403,8

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

	Ед. измер.	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	33252,0	34889,0	36326,0	38618,0	40760,0	41559,0	42396,0
Рост потребления электрической энергии	%		4,9	4,1	6,3	5,5	2,0	2,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	4702,0	4967,0	5293,0	5528,0	5657,0	5810,0	5908,0
Экспорт мощности	тыс.кВт	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	1081,0	1142,0	1217,0	1271,0	1301,0	1336,0	1359,0
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	6463,0	6789,0	7190,0	7479,0	7638,0	7826,0	7947,0
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	9110,8	9069,8	9352,3	10016,3	9966,3	9982,8	9952,8
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	3340,0	3340,0	3500,0	3660,0	3660,0	3660,0	3660,0
ТЭС	тыс.кВт	5770,8	5729,8	5852,3	6356,3	6306,3	6322,8	6292,8
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	6,3	6,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	46,2	0,0	160,0	270,0	0,0	213,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	9055,4	9060,6	9183,1	9737,1	9957,1	9763,5	9946,5
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	2592,4	2271,6	1993,1	2258,1	2319,1	1937,5	1999,5

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

	Ед. измер.	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	33252,0	34889,0	36326,0	38618,0	40760,0	41559,0	42396,0
Рост потребления электрической энергии	%		4,9	4,1	6,3	5,5	2,0	2,0
Собственный максимум	тыс.кВт	5667,0	5986,0	6382,0	6670,0	6824,0	7007,0	7125,0
Экспорт мощности	тыс.кВт	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	1303,0	1377,0	1468,0	1534,0	1570,0	1612,0	1639,0
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	7650,0	8043,0	8530,0	8884,0	9074,0	9299,0	9444,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	9110,8	9069,8	9352,3	10016,3	9966,3	9982,8	9952,8
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	3340,0	3340,0	3500,0	3660,0	3660,0	3660,0	3660,0
ТЭС	тыс.кВт	5770,8	5729,8	5852,3	6356,3	6306,3	6322,8	6292,8
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	6,3	6,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	46,2	0,0	160,0	270,0	0,0	213,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	9055,4	9060,6	9183,1	9737,1	9957,1	9763,5	9946,5
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	1405,4	1017,6	653,1	853,1	883,1	464,5	502,5

Приложение №13
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2013-2019 годы

**Региональная структура перспективных балансов мощности
с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2013-2019 годы**

**Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Северо-Запада с учетом вводов с высокой
вероятностью реализации на 2013-2019 годы**

МВт

ОЭС Северо-Запада	2012 г. отчёт	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Максимум ОЭС совмещенный с ЕЭС	14904*	14917	15120	15361	15553	15747	15933	16178
ЭС Архангельской области								
Потребность (собственный максимум)	1289	1292	1300	1305	1311	1332	1338	1345
Покрытие (установленная мощность)	1667,5	1667,5	1667,5	1667,5	1667,5	1667,5	1667,5	1667,5
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1667,5	1667,5	1667,5	1667,5	1667,5	1667,5	1667,5	1667,5
ВИЭ								
ЭС Калининградской области								
Потребность (собственный максимум)	807	818	839	860	883	952	1070	1141
Покрытие (установленная мощность)	954,1	954,1	954,1	933,3	917,8	2067,8	3217,8	3217,8
в том числе:								
АЭС						1150,0	2300,0	2300,0
ГЭС	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
ТЭС	947,3	947,3	947,3	926,5	911,0	911,0	911,0	911,0
ВИЭ	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
ЭС Республики Карелия								
Потребность (собственный максимум)	1330	1349	1364	1372	1380	1389	1398	1408
Покрытие (установленная мощность)	1112,5	1112,5	1112,5	1112,5	1112,5	1112,5	1112,5	1112,5
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	638,5	638,5	638,5	638,5	638,5	638,5	638,5	638,5
ТЭС	474,0	474,0	474,0	474,0	474,0	474,0	474,0	474,0
ВИЭ								
ЭС Мурманской области								
Потребность (собственный максимум)	2063*	1966	1976	1986	1998	2006	2015	2024
Покрытие (установленная мощность)	3734,9	3676,9	3675,9	3675,9	3687,9	3687,9	3687,9	3247,9
в том числе:								
АЭС	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	1320,0
ГЭС	1594,6	1593,6	1592,6	1592,6	1592,6	1592,6	1592,6	1592,6
ТЭС	379,0	322,0	322,0	322,0	322,0	322,0	322,0	322,0
ВИЭ	1,3	1,3	1,3	1,3	13,3	13,3	13,3	13,3
ЭС Республики Коми								
Потребность (собственный максимум)	1344	1354	1363	1373	1383	1394	1404	1414
Покрытие (установленная мощность)	2387,3	2387,3	2387,3	2387,3	2387,3	2387,3	2387,3	2387,3
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2387,3	2387,3	2387,3	2387,3	2387,3	2387,3	2387,3	2387,3
ВИЭ								
ЭС Ленинградской области и г. Санкт-Петербург								
Потребность (собственный максимум)	7654*	7660	7780	7950	8064	8125	8141	8262

ОЭС Северо-Запада	2012 г. отчёт	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Покрытие (установленная мощность)	12678,0	11682,0	10907,0	11971,5	13221,5	12148,0	11111,0	11111,0
в том числе:								
АЭС	4000,0	3000,0	2000,0	3170,0	4340,0	3340,0	2340,0	2340,0
ГЭС	703,8	709,8	709,8	709,8	709,8	709,8	709,8	709,8
ТЭС	7974,2	7972,2	8197,2	8091,7	8171,7	8098,2	8061,2	8061,2
ВИЭ								
ЭС Новгородской области								
Потребность (собственный максимум)	704	728	751	772	789	806	824	843
Покрытие (установленная мощность)	422,5	422,5	422,5	422,5	422,5	422,5	422,5	422,5
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	422,5	422,5	422,5	422,5	422,5	422,5	422,5	422,5
ВИЭ								
ЭС Псковской области								
Потребность (собственный максимум)	443	444	452	460	469	477	486	495
Покрытие (установленная мощность)	433,0	433,0	433,0	433,0	433,0	433,0	433,0	433,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
ТЭС	430,0	430,0	430,0	430,0	430,0	430,0	430,0	430,0
ВИЭ								

* - с учётом приграничной торговли из ОЭС Северо-Запада, в т.ч. из энергосистем Мурманской области, г.Санкт-Петербург и Ленинградской области

Приложение № 14
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2013-2019 годы

Перспективные балансы электрической энергии по ОЭС и ЕЭС России
с учетом заключения Минэнерго России о приостановке вывода генерирующих объектов из
эксплуатации на 2013-2019 годы

Баланс мощности ЕЭС России с учетом заключения Минэнерго России о приостановке вывода генерирующих объектов из эксплуатации

	Ед. измер.	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	1033672,0	1057117,0	1080020,0	1103165,0	1123653,0	1139832,0	1153577,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,3	2,2	2,1	1,9	1,4	1,2
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	3614,0	4278,0	4278,0	4278,0	4278,0	4278,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	158792,0	162509,0	166054,0	168996,0	171468,0	173589,0	175679,0
Экспорт мощности	тыс.кВт	3660,7	3660,7	3660,7	3665,7	3665,7	3965,7	3965,7
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	32477,0	33253,0	33986,0	34607,0	35110,0	35533,0	35940,0
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	194929,7	199422,7	203700,7	207268,7	210243,7	213087,7	215584,7
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	228377,3	234898,9	240610,8	242136,0	242948,2	241918,7	241067,7
АЭС	тыс.кВт	24266,0	25444,8	26813,6	27983,6	28816,6	28549,6	28259,6
ГЭС	тыс.кВт	48468,3	48883,3	49104,3	49351,4	49776,0	49776,0	49776,0
ТЭС	тыс.кВт	155633,4	160561,2	164683,2	164779,4	164333,9	163571,4	163010,4
ВИЭ	тыс.кВт	9,6	9,6	9,6	21,6	21,6	21,6	21,6
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	14690,4	13226,1	13077,3	13030,4	12980,9	14124,8	15274,8
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2382,4	8240,4	4645,4	2137,0	2792,4	1363,0	1150,0

	Ед. измер.	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
СПРОС								
Запертая мощность	тыс.кВт	3000,0	2644,0	2297,0	1652,0	1011,0	808,0	389,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	208304,5	210788,5	220591,1	225316,6	226163,9	225622,9	224253,9
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	13374,8	11365,8	16890,4	18047,9	15920,2	12535,2	8669,2

Примечание: в сводном балансе по ЕЭС России ОЭС Сибири учтена на совмещенный максимум, ОЭС Востока - на совмещенный максимум

Баланс мощности ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом заключения Минэнерго России о приостановке вывода генерирующих объектов из эксплуатации

	Ед. измер.	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	1000420,0	1022228,0	1043694,0	1064547,0	1082893,0	1098273,0	1111181,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,2	2,1	2,0	1,7	1,4	1,2
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	3614,0	4278,0	4278,0	4278,0	4278,0	4278,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	154090,0	157542,0	160761,0	163468,0	165811,0	167779,0	169771,0
Экспорт мощности	тыс.кВт	2980,7	2980,7	2980,7	2985,7	2985,7	3285,7	3285,7
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	31396,0	32111,0	32769,0	33336,0	33809,0	34197,0	34581,0
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	188466,7	192633,7	196510,7	199789,7	202605,7	205261,7	207637,7
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	219266,5	225788,1	231217,5	232078,7	232940,9	231894,9	231073,9
АЭС	тыс.кВт	24266,0	25444,8	26813,6	27983,6	28816,6	28549,6	28259,6
ГЭС	тыс.кВт	45128,3	45543,3	45604,3	45691,4	46116,0	46116,0	46116,0
ТЭС	тыс.кВт	149862,6	154790,4	158789,9	158382,1	157986,6	157207,6	156676,6
ВИЭ	тыс.кВт	9,6	9,6	9,6	21,6	21,6	21,6	21,6
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	14681,2	13216,9	13068,1	13021,2	12971,7	14118,5	15268,5
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2336,2	8240,4	4485,4	1867,0	2792,4	1150,0	1150,0
Запертая мощность	тыс.кВт	3000,0	2644,0	2297,0	1652,0	1011,0	808,0	389,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	199249,1	201686,9	211367,0	215538,5	216165,8	215818,4	214266,4
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	10782,4	9053,2	14856,3	15748,8	13560,1	10556,7	6628,7

Примечание: в сводном балансе по ЕЭС России ОЭС Сибири учтена на совмещенный максимум

Баланс мощности Европейской части России с учетом заключения Минэнерго России о приостановке вывода генерирующих объектов из эксплуатации

	Ед. измер.	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	787876,0	805315,0	821710,0	835594,0	848866,0	861716,0	872448,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,2	2,0	1,7	1,6	1,5	1,2
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	3614,0	4278,0	4278,0	4278,0	4278,0	4278,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	123181,0	125910,0	128379,0	130235,0	132083,0	133768,0	135400,0
Экспорт мощности	тыс.кВт	2755,7	2755,7	2755,7	2760,7	2760,7	3060,7	3060,7
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	24583,0	25142,0	25634,0	26013,0	26382,0	26713,0	27011,0
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	150519,7	153807,7	156768,7	159008,7	161225,7	163541,7	165471,7
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	168945,8	175150,4	179947,8	180804,0	181836,2	180790,2	180019,2
АЭС	тыс.кВт	24266,0	25444,8	26813,6	27983,6	28816,6	28549,6	28259,6
ГЭС	тыс.кВт	19856,9	20271,9	20327,9	20410,0	20829,6	20829,6	20829,6
ТЭС	тыс.кВт	124813,3	129424,2	132796,7	132388,9	132168,4	131389,4	130908,4
ВИЭ	тыс.кВт	9,6	9,6	9,6	21,6	21,6	21,6	21,6
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	6546,3	6434,0	6334,6	6289,7	6304,3	7451,1	8601,1
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2336,2	7960,4	4485,4	1747,0	2792,4	1150,0	1150,0
Запертая мощность	тыс.кВт	1268,0	1144,0	1070,0	1044,0	1011,0	808,0	389,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	158795,3	159612,1	168057,8	171723,3	171728,6	171381,2	169879,2
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	8275,6	5804,4	11289,1	12714,6	10502,9	7839,5	4407,5

Баланс мощности ОЭС Северо-Запада с учетом заключения Минэнерго России о приостановке вывода генерирующих объектов из эксплуатации

	Ед. измер.	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	93092,0	94511,0	96257,0	97677,0	98763,0	100272,0	101874,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,5	1,8	1,5	1,1	1,5	1,6
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	14917,0	15120,0	15361,0	15553,0	15747,0	15933,0	16178,0
Экспорт мощности	тыс.кВт	2010,7	2010,7	2010,7	2010,7	2010,7	2010,7	2010,7
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2834,0	2873,0	2919,0	2955,0	2992,0	3027,0	3074,0
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	19761,7	20003,7	20290,7	20518,7	20749,7	20970,7	21262,7
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	22407,9	21631,9	22675,6	23922,1	23998,6	24148,6	23708,6
АЭС	тыс.кВт	4760,0	3760,0	4930,0	6100,0	6250,0	6400,0	5960,0
ГЭС	тыс.кВт	2946,6	2945,6	2945,6	2945,6	2945,6	2945,6	2945,6
ТЭС	тыс.кВт	14694,9	14919,9	14793,6	14858,1	14784,6	14784,6	14784,6
ВИЭ	тыс.кВт	6,4	6,4	6,4	18,4	18,4	18,4	18,4
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	974,2	972,2	967,4	959,9	971,9	2121,9	3271,9
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	300,0	1170,0	1282,0	1150,0	1150,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	1268,0	1144,0	1070,0	1044,0	1011,0	808,0	389,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	20165,7	19215,7	19468,2	20636,2	20865,7	20068,7	20047,7
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	404,0	-788,0	-822,5	117,5	116,0	-902,0	-1215,0

Баланс мощности ОЭС Центра с учетом заключения Минэнерго России о приостановке вывода генерирующих объектов из эксплуатации

	Ед. измер.	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	234007,0	239315,0	244970,0	250235,0	255778,0	260346,0	264129,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,3	2,4	2,1	2,2	1,8	1,5
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	3450,0	3950,0	3950,0	3950,0	3950,0	3950,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	38430,0	39334,0	40287,0	41050,0	41729,0	42279,0	42892,0
Экспорт мощности	тыс.кВт	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	8458,0	8666,0	8874,0	9042,0	9193,0	9314,0	9436,0
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	47188,0	48300,0	49461,0	50392,0	51222,0	51893,0	52628,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	52745,1	55415,6	56272,9	56077,9	55480,9	54958,9	53703,9
АЭС	тыс.кВт	12834,0	13032,8	13231,6	13231,6	12814,6	12397,6	11397,6
ГЭС	тыс.кВт	2468,6	2688,6	2688,6	2698,6	2698,6	2698,6	2698,6
ТЭС	тыс.кВт	37442,5	39694,2	40352,7	40147,7	39967,7	39862,7	39607,7
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	632,9	638,9	579,4	579,4	579,4	579,4	579,4
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	1098,8	3485,6	1528,8	0,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	51013,4	51291,2	54164,7	55498,5	54901,5	54379,5	53124,5
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	3825,4	2991,2	4703,7	5106,5	3679,5	2486,5	496,5

Баланс мощности ОЭС Средней Волги с учетом заключения Минэнерго России о приостановке вывода генерирующих объектов из эксплуатации

	Ед. измер.	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	110333,0	112516,0	114625,0	116171,0	117874,0	119817,0	121329,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,0	1,9	1,3	1,5	1,6	1,3
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	17906,0	18133,0	18389,0	18607,0	18836,0	19116,0	19343,0
Экспорт мощности	тыс.кВт	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2961,0	2997,0	3039,0	3076,0	3114,0	3157,0	3191,0
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	21067,0	21330,0	21628,0	21883,0	22150,0	22473,0	22734,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	26120,3	26111,3	26278,3	26050,8	25992,3	25828,3	26923,3
АЭС	тыс.кВт	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	5222,0
ГЭС	тыс.кВт	6835,0	6856,0	6878,0	6915,5	6962,0	6962,0	6962,0
ТЭС	тыс.кВт	15213,3	15183,3	15328,3	15063,3	14958,3	14794,3	14739,3
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	2269,2	2240,2	2240,2	2240,2	2240,2	2237,2	2237,2
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	240,0	80,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1150,0
Запертая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	23611,1	23791,1	24038,1	23810,6	23752,1	23591,1	23536,1
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	2544,1	2461,1	2410,1	1927,6	1602,1	1118,1	802,1

Баланс мощности ОЭС Юга с учетом заключения Минэнерго России о приостановке вывода генерирующих объектов из эксплуатации

	Ед. измер.	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	90402,0	95078,0	98039,0	100027,0	101801,0	102962,0	104071,0
Рост потребления электрической энергии	%		5,2	3,1	2,0	1,8	1,1	1,1
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	0,0	164,0	328,0	328,0	328,0	328,0	328,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	15145,0	15880,0	16428,0	16654,0	16907,0	17103,0	17290,0
Экспорт мощности	тыс.кВт	145,0	145,0	145,0	150,0	150,0	450,0	450,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2959,0	3102,0	3207,0	3251,0	3296,0	3339,0	3371,0
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	18249,0	19127,0	19780,0	20055,0	20353,0	20892,0	21111,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	19717,8	21123,9	21434,9	21876,5	23349,6	23179,6	23179,6
АЭС	тыс.кВт	2000,0	3100,0	3100,0	3100,0	4200,0	4200,0	4200,0
ГЭС	тыс.кВт	5760,2	5926,2	5957,2	5978,8	6352,0	6352,0	6352,0
ТЭС	тыс.кВт	11956,6	12096,7	12376,7	12796,7	12796,7	12626,7	12626,7
ВИЭ	тыс.кВт	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1406,5	1384,0	1360,0	1366,1	1368,6	1368,6	1368,6
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	432,4	1239,8	8,2	5,0	1442,4	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	17878,9	18500,1	20066,7	20505,4	20538,6	21811,0	21811,0
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	-370,1	-626,9	286,7	450,4	185,6	919,0	700,0

Баланс мощности ОЭС Урала с учетом заключения Минэнерго России о приостановке вывода генерирующих объектов из эксплуатации

	Ед. измер.	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	260042,0	263895,0	267819,0	271484,0	274650,0	278319,0	281045,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,5	1,5	1,4	1,2	1,3	1,0
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	36783,0	37443,0	37914,0	38371,0	38864,0	39337,0	39697,0
Экспорт мощности	тыс.кВт	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	7371,0	7504,0	7595,0	7689,0	7787,0	7876,0	7939,0
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	44254,0	45047,0	45609,0	46160,0	46751,0	47313,0	47736,0
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	47954,8	50867,8	53286,1	52876,8	53014,8	52674,8	52503,8
АЭС	тыс.кВт	600,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ГЭС	тыс.кВт	1846,4	1855,4	1858,4	1871,4	1871,4	1871,4	1871,4
ТЭС	тыс.кВт	45506,1	47530,1	49945,4	49523,1	49661,1	49321,1	49150,1
ВИЭ	тыс.кВт	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1263,5	1198,7	1187,5	1144,1	1144,1	1143,9	1143,9
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	565,0	2855,0	1778,4	460,0	200,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	46126,3	46814,1	50320,2	51272,7	51670,7	51530,9	51359,9
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	1872,3	1767,1	4711,2	5112,7	4919,7	4217,9	3623,9

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения совмещенного максимума с ЕЭС с учетом заключения Минэнерго России о приостановке вывода генерирующих объектов из эксплуатации

	Ед. измер.	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	212544,0	216913,0	221984,0	228953,0	234027,0	236557,0	238733,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,1	2,3	3,1	2,2	1,1	0,9
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	30909,0	31632,0	32382,0	33233,0	33728,0	34011,0	34371,0
Экспорт мощности	тыс.кВт	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	6813,0	6969,0	7135,0	7323,0	7427,0	7484,0	7570,0
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	37947,0	38826,0	39742,0	40781,0	41380,0	41720,0	42166,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	50320,7	50637,7	51269,7	51274,7	51104,7	51104,7	51054,7
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	25271,4	25271,4	25276,4	25281,4	25286,4	25286,4	25286,4
ТЭС	тыс.кВт	25049,3	25366,3	25993,3	25993,3	25818,3	25818,3	25768,3
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	8134,9	6782,9	6733,5	6731,5	6667,5	6667,5	6667,5
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	280,0	0,0	120,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	1732,0	1500,0	1227,0	608,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	40453,8	42074,8	43309,2	43815,2	44437,2	44437,2	44387,2
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	2506,8	3248,8	3567,2	3034,2	3057,2	2717,2	2221,2

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения собственного максимума с учетом заключения Минэнерго России о приостановке вывода генерирующих объектов из эксплуатации

	Ед. измер.	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	212544,0	216913,0	221984,0	228953,0	234027,0	236557,0	238733,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,1	2,3	3,1	2,2	1,1	0,9
Собственный максимум	тыс.кВт	32197,0	32950,0	33731,0	34618,0	35133,0	35428,0	35803,0
Экспорт мощности	тыс.кВт	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	7083,0	7249,0	7421,0	7616,0	7729,0	7794,0	7877,0
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	39505,0	40424,0	41377,0	42459,0	43087,0	43447,0	43905,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	50320,7	50637,7	51269,7	51274,7	51104,7	51104,7	51054,7
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	25271,4	25271,4	25276,4	25281,4	25286,4	25286,4	25286,4
ТЭС	тыс.кВт	25049,3	25366,3	25993,3	25993,3	25818,3	25818,3	25768,3
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	8134,9	6782,9	6733,5	6731,5	6667,5	6667,5	6667,5
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	280,0	0,0	120,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	1732,0	1500,0	1227,0	608,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	40453,8	42074,8	43309,2	43815,2	44437,2	44437,2	44387,2
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	948,8	1650,8	1932,2	1356,2	1350,2	990,2	482,2

Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения совмещенного максимума с учетом заключения Минэнерго России о приостановке вывода генерирующих объектов из эксплуатации

	Ед. измер.	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	33252,0	34889,0	36326,0	38618,0	40760,0	41559,0	42396,0
Рост потребления электрической энергии	%		4,9	4,1	6,3	5,5	2,0	2,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	4702,0	4967,0	5293,0	5528,0	5657,0	5810,0	5908,0
Экспорт мощности	тыс.кВт	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	1081,0	1142,0	1217,0	1271,0	1301,0	1336,0	1359,0
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	6463,0	6789,0	7190,0	7479,0	7638,0	7826,0	7947,0
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	9110,8	9110,8	9393,3	10057,3	10007,3	10023,8	9993,8
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	3340,0	3340,0	3500,0	3660,0	3660,0	3660,0	3660,0
ТЭС	тыс.кВт	5770,8	5770,8	5893,3	6397,3	6347,3	6363,8	6333,8
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	6,3	6,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	46,2	0,0	160,0	270,0	0,0	213,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	9055,4	9101,6	9224,1	9778,1	9998,1	9804,5	9987,5
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	2592,4	2312,6	2034,1	2299,1	2360,1	1978,5	2040,5

Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения собственного максимума с учетом заключения Минэнерго России о приостановке вывода генерирующих объектов из эксплуатации

	Ед. измер.	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	33252,0	34889,0	36326,0	38618,0	40760,0	41559,0	42396,0
Рост потребления электрической энергии	%		4,9	4,1	6,3	5,5	2,0	2,0
Собственный максимум	тыс.кВт	5667,0	5986,0	6382,0	6670,0	6824,0	7007,0	7125,0
Экспорт мощности	тыс.кВт	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	1303,0	1377,0	1468,0	1534,0	1570,0	1612,0	1639,0
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	7650,0	8043,0	8530,0	8884,0	9074,0	9299,0	9444,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	9110,8	9110,8	9393,3	10057,3	10007,3	10023,8	9993,8
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	3340,0	3340,0	3500,0	3660,0	3660,0	3660,0	3660,0
ТЭС	тыс.кВт	5770,8	5770,8	5893,3	6397,3	6347,3	6363,8	6333,8
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	6,3	6,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	46,2	0,0	160,0	270,0	0,0	213,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	9055,4	9101,6	9224,1	9778,1	9998,1	9804,5	9987,5
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	1405,4	1058,6	694,1	894,1	924,1	505,5	543,5

Приложение № 15
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2013-2019 годы

Перспективные балансы электроэнергии по ОЭС и ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2013-2019 годы

Баланс электроэнергии ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	1033,67	1057,12	1080,02	1103,17	1123,65	1139,83	1153,58
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,58	3,61	4,28	4,28	4,28	4,28	4,28
Экспорт	млрд.кВт.ч	17,84	18,86	18,89	18,79	18,79	18,99	18,99
Импорт	млрд.кВт.ч							
Потребность	млрд.кВт.ч	1051,51	1075,98	1098,91	1121,96	1142,45	1158,83	1172,57
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	1051,51	1075,98	1098,91	1121,96	1142,45	1158,83	1172,57
ГЭС	млрд.кВт.ч	172,76	176,46	182,27	182,65	183,01	184,81	184,81
АЭС	млрд.кВт.ч	166,77	153,73	167,75	191,72	192,88	187,85	186,33
ТЭС	млрд.кВт.ч	711,97	745,79	748,89	747,58	766,53	786,14	801,40
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,03	0,03	0,03
Установленная мощность - всего	МВт	227745,0	232724,6	237774,6	238710,8	239698,0	238631,5	237780,5
ГЭС	МВт	48468,3	48883,3	49104,3	49351,4	49776,0	49776,0	49776,0
АЭС	МВт	24266,0	25444,8	26813,6	27983,6	28816,6	28549,6	28259,6
ТЭС	МВт	155001,1	158386,9	161847,0	161354,2	161083,7	160284,2	159723,2
ВИЭ	МВт	9,6	9,6	9,6	21,6	21,6	21,6	21,6
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	6873	6042	6256	6851	6693	6580	6594
ТЭС	час/год	4593	4709	4627	4633	4759	4905	5017

Баланс электроэнергии ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	1000,42	1022,23	1043,69	1064,55	1082,89	1098,27	1111,18
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,58	3,61	4,28	4,28	4,28	4,28	4,28
Экспорт	млрд.кВт.ч	14,84	14,86	14,89	14,79	14,79	14,99	14,99
Импорт	млрд.кВт.ч							
Потребность	млрд.кВт.ч	1015,26	1037,09	1058,59	1079,34	1097,69	1113,27	1126,17
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	1015,26	1037,09	1058,59	1079,34	1097,69	1113,27	1126,17
ГЭС	млрд.кВт.ч	161,51	165,21	171,02	171,05	171,06	171,91	171,91
АЭС	млрд.кВт.ч	166,77	153,73	167,75	191,72	192,88	187,85	186,33
ТЭС	млрд.кВт.ч	686,97	718,15	719,81	716,56	733,72	753,48	767,91
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,03	0,03	0,03
Установленная мощность - всего	МВт	218634,2	223654,8	228422,3	228694,5	229731,7	228648,7	227827,7
ГЭС	МВт	45128,3	45543,3	45604,3	45691,4	46116,0	46116,0	46116,0
АЭС	МВт	24266,0	25444,8	26813,6	27983,6	28816,6	28549,6	28259,6
ТЭС	МВт	149230,3	152657,1	155994,7	154997,9	154777,4	153961,4	153430,4
ВИЭ	МВт	9,6	9,6	9,6	21,6	21,6	21,6	21,6
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	6873	6042	6256	6851	6693	6580	6594
ТЭС	час/год	4603	4704	4614	4623	4740	4894	5005

Баланс электроэнергии Европейской части ЕЭС с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	787,88	805,32	821,71	835,59	848,87	861,72	872,45
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,58	3,61	4,28	4,28	4,28	4,28	4,28
Экспорт	млрд.кВт.ч	14,32	14,31	14,31	14,21	14,21	14,41	14,41
Импорт	млрд.кВт.ч							
Выдача электрической энергии в ОЭС Сибири	млрд.кВт.ч	2,00	2,00	2,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Потребность	млрд.кВт.ч	804,19	821,63	838,02	853,81	867,08	880,13	890,86
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	804,19	821,63	838,02	853,81	867,08	880,13	890,86
ГЭС	млрд.кВт.ч	62,03	62,90	63,42	63,45	63,45	64,30	64,30
АЭС	млрд.кВт.ч	166,77	153,73	167,75	191,72	192,88	187,85	186,33
ТЭС	млрд.кВт.ч	575,39	604,99	606,85	598,64	610,72	627,95	640,20
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,03	0,03	0,03
Установленная мощность - всего	МВт	168388,5	174040,1	178218,6	178485,8	179518,0	178435,0	177664,0
ГЭС	МВт	19856,9	20271,9	20327,9	20410,0	20829,6	20829,6	20829,6
АЭС	МВт	24266,0	25444,8	26813,6	27983,6	28816,6	28549,6	28259,6
ТЭС	МВт	124256,0	128313,9	131067,5	130070,7	129850,2	129034,2	128553,2
ВИЭ	МВт	9,6	9,6	9,6	21,6	21,6	21,6	21,6
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	6873	6042	6256	6851	6693	6580	6594
ТЭС	час/год	4631	4715	4630	4602	4703	4867	4980

Баланс электроэнергии ОЭС Северо-Запада с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.
Потребление электрической энергии в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	93,09	94,51	96,26	97,68	98,76	100,27	101,87
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	10,19	10,19	10,19	10,19	10,19	10,19	10,19
в Балтию	млрд.кВт.ч	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
в Норвегию (приграничный)	млрд.кВт.ч	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
в Финляндию	млрд.кВт.ч	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40
в Финляндию (приграничный)	млрд.кВт.ч	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
Импорт	млрд.кВт.ч							
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	3,00	2,90	3,90	0,40	0,40	3,40	5,10
Потребность	млрд.кВт.ч	100,29	101,80	102,55	107,47	108,56	107,07	106,97
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	100,29	101,80	102,55	107,47	108,56	107,07	106,97
ГЭС	млрд.кВт.ч	12,69	12,69	12,69	12,69	12,69	12,69	12,69
АЭС	млрд.кВт.ч	27,28	26,15	26,64	31,11	32,23	29,11	27,67
ТЭС	млрд.кВт.ч	60,30	62,95	63,21	63,66	63,60	65,24	66,58
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,03	0,03	0,03
Установленная мощность - всего	МВт	22335,9	21559,9	22603,6	23850,1	23926,6	24039,6	23599,6
ГЭС	МВт	2946,6	2945,6	2945,6	2945,6	2945,6	2945,6	2945,6
АЭС	МВт	4760,0	3760,0	4930,0	6100,0	6250,0	6400,0	5960,0
ТЭС	МВт	14622,9	14847,9	14721,6	14786,1	14712,6	14675,6	14675,6
ВИЭ	МВт	6,4	6,4	6,4	18,4	18,4	18,4	18,4
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	5732	6956	5403	5100	5157	4548	4643
ТЭС	час/год	4124	4240	4294	4306	4323	4445	4536

Баланс электроэнергии ОЭС Центра с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	234,01	239,32	244,97	250,24	255,78	260,35	264,13
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,58	3,45	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30
в Беларусь	млрд.кВт.ч	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30
Импорт	млрд.кВт.ч							
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	11,50	6,50	8,40	7,40	6,40	5,90	5,10
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч							1,00
Потребность	млрд.кВт.ч	248,81	249,12	256,67	260,94	265,48	269,55	271,53
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	248,81	249,12	256,67	260,94	265,48	269,55	271,53
ГЭС	млрд.кВт.ч	3,40	4,03	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40
АЭС	млрд.кВт.ч	89,15	78,11	84,58	95,84	95,82	90,84	86,86
ТЭС	млрд.кВт.ч	156,25	166,97	167,69	160,69	165,25	174,30	180,26
ВИЭ	млрд.кВт.ч							
Установленная мощность - всего	МВт	52619,8	54779,3	55581,6	55356,6	54759,6	54237,6	52982,6
ГЭС	МВт	2468,6	2688,6	2688,6	2698,6	2698,6	2698,6	2698,6
АЭС	МВт	12834,0	13032,8	13231,6	13231,6	12814,6	12397,6	11397,6
ТЭС	МВт	37317,2	39057,9	39661,4	39426,4	39246,4	39141,4	38886,4
ВИЭ	МВт							
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	6946	5993	6392	7243	7477	7327	7621
ТЭС	час/год	4187	4275	4228	4076	4211	4453	4636

Баланс электроэнергии ОЭС Юга с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	90,40	95,08	98,04	100,03	101,80	102,96	104,07
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч		0,16	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	0,38	0,32	0,32	0,22	0,22	0,42	0,42
в Грузию	млрд.кВт.ч	0,20	0,14	0,14	0,04	0,04	0,24	0,24
в Южную Осетию	млрд.кВт.ч	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Импорт	млрд.кВт.ч							
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	6,00	5,50	4,40	2,00	3,50		
Потребность	млрд.кВт.ч	84,78	89,90	93,96	98,25	98,52	103,38	104,49
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	84,78	89,90	93,96	98,25	98,52	103,38	104,49
ГЭС	млрд.кВт.ч	20,60	20,84	20,99	21,02	21,02	21,87	21,87
АЭС	млрд.кВт.ч	15,36	15,06	18,97	23,05	23,08	26,95	31,04
ТЭС	млрд.кВт.ч	48,82	54,00	54,00	54,18	54,42	54,56	51,58
ВИЭ	млрд.кВт.ч							
Установленная мощность - всего	МВт	19717,8	21123,9	21310,7	21752,3	23225,4	23055,4	23055,4
ГЭС	МВт	5760,2	5926,2	5957,2	5978,8	6352,0	6352,0	6352,0
АЭС	МВт	2000,0	3100,0	3100,0	3100,0	4200,0	4200,0	4200,0
ТЭС	МВт	11956,6	12096,7	12252,5	12672,5	12672,5	12502,5	12502,5
ВИЭ	МВт	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	7680	4858	6119	7435	5495	6417	7390
ТЭС	час/год	4083	4464	4407	4275	4294	4364	4125

Баланс электроэнергии Средней Волги с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	110,33	112,52	114,63	116,17	117,87	119,82	121,33
Экспорт в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,34	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Импорт	млрд.кВт.ч							
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	3,50	5,50	4,40	2,00	3,50		1,00
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	6,00	8,60	9,50	8,00	11,00	9,50	9,00
Потребность	млрд.кВт.ч	108,18	109,82	109,93	110,57	110,77	110,72	113,73
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	108,18	109,82	109,93	110,57	110,77	110,72	113,73
ГЭС	млрд.кВт.ч	20,29	20,29	20,29	20,29	20,29	20,29	20,29
АЭС	млрд.кВт.ч	30,71	30,22	30,26	30,90	31,14	30,93	31,00
ТЭС	млрд.кВт.ч	57,18	59,31	59,38	59,39	59,35	59,50	62,44
ВИЭ	млрд.кВт.ч							
Установленная мощность - всего	МВт	26013,3	25962,3	26033,3	25780,8	25722,3	25558,3	26653,3
ГЭС	МВт	6835,0	6856,0	6878,0	6915,5	6962,0	6962,0	6962,0
АЭС	МВт	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	5222,0
ТЭС	МВт	15106,3	15034,3	15083,3	14793,3	14688,3	14524,3	14469,3
ВИЭ	МВт							
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	7542	7421	7431	7588	7647	7596	5936
ТЭС	час/год	3785	3945	3937	4014	4041	4097	4316

Баланс электроэнергии ОЭС Урала с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.
Потребление электрической энергии в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	260,04	263,90	267,82	271,48	274,65	278,32	281,05
Экспорт в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Импорт	млрд.кВт.ч							
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	2,00	7,00	7,00	5,00	9,00	11,00	13,00
Потребность	млрд.кВт.ч	262,14	271,00	274,92	276,58	283,75	289,42	294,15
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	262,14	271,00	274,92	276,58	283,75	289,42	294,15
ГЭС	млрд.кВт.ч	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04
АЭС	млрд.кВт.ч	4,27	4,19	7,30	10,82	10,61	10,02	9,76
ТЭС	млрд.кВт.ч	252,83	261,76	262,58	260,72	268,10	274,36	279,34
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Установленная мощность - всего	МВт	47701,8	50614,8	52689,4	51746,1	51884,1	51544,1	51373,1
ГЭС	МВт	1846,4	1855,4	1858,4	1871,4	1871,4	1871,4	1871,4
АЭС	МВт	600,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ТЭС	МВт	45253,1	47277,1	49348,7	48392,4	48530,4	48190,4	48019,4
ВИЭ	МВт	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	7117	2831	4932	7311	7169	6770	6595
ТЭС	час/год	5587	5537	5321	5388	5524	5693	5817

Баланс электроэнергии ОЭС Сибири с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.
Потребление электрической энергии в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	212,54	216,91	221,98	228,95	234,03	236,56	238,73
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	0,52	0,55	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
в Монголию	млрд.кВт.ч	0,36	0,39	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
Импорт	млрд.кВт.ч							
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	2,00	2,00	2,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Потребность	млрд.кВт.ч	211,06	215,46	220,56	225,53	230,61	233,14	235,31
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	211,06	215,46	220,56	225,53	230,61	233,14	235,31
ГЭС	млрд.кВт.ч	99,48	102,31	107,61	107,61	107,61	107,61	107,61
ТЭС	млрд.кВт.ч	111,58	113,16	112,96	117,93	123,00	125,53	127,71
ВИЭ	млрд.кВт.ч							
Установленная мощность - всего	МВт	50245,7	49614,7	50203,7	50208,7	50213,7	50213,7	50163,7
ГЭС	МВт	25271,4	25271,4	25276,4	25281,4	25286,4	25286,4	25286,4
ТЭС	МВт	24974,3	24343,3	24927,3	24927,3	24927,3	24927,3	24877,3
ВИЭ	МВт							
Число часов использования установленной мощности	час/год							
ТЭС	час/год	4468	4648	4531	4731	4934	5036	5133

Баланс электроэнергии ОЭС Востока с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОНОЗ						
		2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	33,25	34,89	36,33	38,62	40,76	41,56	42,40
Экспорт в Китай	млрд.кВт.ч	3,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Потребность	млрд.кВт.ч	36,25	38,89	40,33	42,62	44,76	45,56	46,40
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	36,25	38,89	40,33	42,62	44,76	45,56	46,40
ГЭС	млрд.кВт.ч	11,25	11,25	11,25	11,60	11,95	12,90	12,90
ТЭС	млрд.кВт.ч	25,00	27,64	29,08	31,02	32,81	32,66	33,50
ВИЭ	млрд.кВт.ч							
Установленная мощность - всего	МВт	9110,8	9069,8	9352,3	10016,3	9966,3	9982,8	9952,8
ГЭС	МВт	3340,0	3340,0	3500,0	3660,0	3660,0	3660,0	3660,0
ТЭС	МВт	5770,8	5729,8	5852,3	6356,3	6306,3	6322,8	6292,8
ВИЭ	МВт							
Число часов использования установленной мощности	час/год							
ТЭС	час/год	4333	4824	4968	4880	5203	5165	5323

Баланс электроэнергии ОЭС Сибири для маловодного года с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.
Потребление электрической энергии в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	212,54	216,91	221,98	228,95	234,03	236,56	238,73
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	0,52	0,55	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
в Монголию	млрд.кВт.ч	0,36	0,39	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
Импорт	млрд.кВт.ч							
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	2,00	2,00	2,00	4,00	5,00	5,00	6,00
Потребность	млрд.кВт.ч	211,06	215,46	220,56	225,53	229,61	232,14	233,31
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	211,06	215,46	220,56	225,53	229,61	232,14	233,31
ГЭС	млрд.кВт.ч	89,03	91,07	95,56	95,56	95,56	95,56	95,56
ТЭС	млрд.кВт.ч	122,03	124,40	125,01	129,98	134,05	136,58	137,76
ВИЭ	млрд.кВт.ч							
Установленная мощность - всего	МВт	50245,7	49614,7	50203,7	50208,7	50213,7	50213,7	50163,7
ГЭС	МВт	25271,4	25271,4	25276,4	25281,4	25286,4	25286,4	25286,4
ТЭС	МВт	24974,3	24343,3	24927,3	24927,3	24927,3	24927,3	24877,3
ВИЭ	МВт							
Число часов использования установленной мощности	час/год							
ТЭС	час/год	4886	5110	5015	5214	5378	5479	5537

Баланс электроэнергии ОЭС Востока для маловодного года с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	33,25	34,89	36,33	38,62	40,76	41,56	42,40
Экспорт в Китай	млрд.кВт.ч	3,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Потребность	млрд.кВт.ч	36,25	38,89	40,33	42,62	44,76	45,56	46,40
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	36,25	38,89	40,33	42,62	44,76	45,56	46,40
ГЭС	млрд.кВт.ч	7,77	7,77	7,77	8,07	8,37	9,27	9,27
ТЭС	млрд.кВт.ч	28,48	31,12	32,56	34,55	36,39	36,29	37,13
ВИЭ	млрд.кВт.ч							
Установленная мощность - всего	МВт	9110,8	9069,8	9352,3	10016,3	9966,3	9982,8	9952,8
ГЭС	МВт	3340,0	3340,0	3500,0	3660,0	3660,0	3660,0	3660,0
ТЭС	МВт	5770,8	5729,8	5852,3	6356,3	6306,3	6322,8	6292,8
ВИЭ	МВт							
Число часов использования установленной мощности	час/год							
ТЭС	час/год	4936	5431	5563	5435	5770	5739	5900

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2013-2019 годы

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Северо-Запада с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2013-2019 годы

млрд.кВтч

ОЭС Северо-Запада	2012 г. операт. данные**	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Потребление электрической энергии ОЭС	93,2	93,092	94,511	96,257	97,677	98,763	100,272	101,874
Покрытие	104,9	100,285	101,806	102,552	107,472	108,556	107,066	106,968
в том числе:								
АЭС	34,4	27,284	26,153	26,638	31,108	32,230	29,107	27,670
ГЭС	13,5	12,693	12,693	12,693	12,693	12,693	12,693	12,693
ТЭС	57,0	60,303	62,955	63,216	63,666	63,604	65,236	66,576
ВИЭ	0,0	0,005	0,005	0,005	0,005	0,029	0,029	0,029
Сальдо перетоков электрической энергии*	-11,7	-7,193	-7,295	-6,295	-9,795	-9,793	-6,794	-5,094
ОЭС Архангельской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	7,7	7,755	7,817	7,907	8,000	8,113	8,229	8,310
Покрытие (производство электрической энергии)	6,6	6,755	6,817	6,907	7,000	7,013	7,129	7,210
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	6,6	6,755	6,817	6,907	7,000	7,013	7,129	7,210
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,0	1,000	1,000	1,000	1,000	1,100	1,100	1,100
ОЭС Калининградской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	4,4	4,402	4,514	4,629	4,747	5,118	5,743	6,122
Покрытие (производство электрической энергии)	6,8	6,502	6,514	6,429	5,747	5,718	5,743	6,123
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,0	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
ТЭС	6,8	6,487	6,499	6,415	5,732	5,703	5,728	6,108
ВИЭ	0,0	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Сальдо перетоков электрической энергии*	-2,4	-2,100	-2,000	-1,800	-1,000	-0,600	0,000	-0,001
ОЭС Республики Карелия								
Потребность (потребление электрической энергии)	8,7	8,855	8,949	9,025	9,082	9,141	9,204	9,270
Покрытие (производство электрической энергии)	5,1	4,373	4,373	4,373	4,373	4,373	4,374	4,391
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	3,1	2,726	2,726	2,726	2,726	2,726	2,726	2,726
ТЭС	1,9	1,647	1,647	1,647	1,647	1,647	1,648	1,666
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	3,7	4,482	4,576	4,652	4,709	4,768	4,830	4,879
ОЭС Мурманской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	13,2	12,524	12,633	12,768	12,908	13,030	13,157	13,289
Покрытие (производство электрической энергии)	17,2	17,549	18,108	18,759	19,009	19,155	19,282	17,845
в том числе:								
АЭС	9,9	10,554	11,113	11,598	11,738	11,860	11,987	10,550
ГЭС	6,8	6,532	6,532	6,532	6,532	6,532	6,532	6,532
ТЭС	0,4	0,464	0,464	0,629	0,739	0,739	0,739	0,739
ВИЭ	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,024	0,024	0,024
Сальдо перетоков электрической энергии*	-4,0	-5,025	-5,475	-5,991	-6,101	-6,125	-6,125	-4,556

ОЭС Северо-Запада	2012 г. операт. данные**	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
ЭС Республики Коми								
Потребность (потребление электрической энергии)	8,9	9,056	9,154	9,220	9,286	9,353	9,421	9,490
Покрытие (производство электрической энергии)	9,5	9,656	9,754	9,820	9,886	10,053	10,121	10,190
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	9,5	9,656	9,754	9,820	9,886	10,053	10,121	10,190
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-0,6	-0,600	-0,600	-0,600	-0,600	-0,700	-0,700	-0,700
ЭС Ленинградской области и г. Санкт-Петербург								
Потребность (потребление электрической энергии)	43,8	43,849	44,600	45,690	46,478	46,680	47,034	47,749
Покрытие (производство электрической энергии)	56,8	51,796	52,526	52,511	57,690	58,477	56,649	57,442
в том числе:								
АЭС	24,4	16,730	15,040	15,040	19,370	20,370	17,120	17,120
ГЭС	3,5	3,413	3,413	3,413	3,413	3,413	3,413	3,413
ТЭС	28,8	31,653	34,073	34,058	34,907	34,694	36,116	36,909
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-12,9	-7,947	-7,926	-6,821	-11,212	-11,797	-9,615	-9,693
ЭС Новгородской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	4,3	4,388	4,527	4,659	4,774	4,882	4,994	5,108
Покрытие (производство электрической энергии)	1,2	1,706	1,765	1,806	1,820	1,820	1,820	1,820
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1,2	1,706	1,765	1,806	1,820	1,820	1,820	1,820
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	3,0	2,682	2,762	2,853	2,954	3,062	3,174	3,288
ЭС Псковской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	2,2	2,263	2,317	2,359	2,402	2,446	2,490	2,536
Покрытие (производство электрической энергии)	1,7	1,948	1,948	1,948	1,948	1,948	1,948	1,948
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,0	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013
ТЭС	1,7	1,935	1,935	1,935	1,935	1,935	1,935	1,935
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,5	0,315	0,369	0,411	0,454	0,498	0,542	0,588

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

**В 2012 году величины потребления электрической энергии приведены с учётом приграничной торговли из ОЭС Северо-Запада, в т.ч. из ЭС Мурманской области и ЭС г. Санкт-Петербург и Ленинградской области

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Центра с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2013-2019 годы

млрд.кВтч

ОЭС Центра	2012 г. операт. данные	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Потребление электрической энергии ОЭС	229,4	234,007	239,315	244,970	250,235	255,778	260,346	264,129
Покрытие								
в том числе:	243,0	248,806	249,114	256,670	260,935	265,478	269,546	271,529
АЭС	91,1	89,150	78,110	84,580	95,840	95,820	90,840	86,860
ГЭС	1,9	1,521	1,521	1,521	1,521	1,521	1,521	1,521
ГАЭС	1,4	1,884	2,514	2,884	2,884	2,884	2,884	2,884
ТЭС	148,5	156,252	166,969	167,685	160,690	165,253	174,301	180,264
ВИЭ	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Сальдо перетоков электрической энергии*	-13,6	-14,799	-9,799	-11,700	-10,700	-9,700	-9,200	-7,400
ЭС Белгородской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	14,9	15,093	15,309	15,568	16,171	16,797	17,401	17,943
Покрытие (производство электрической энергии)	0,8	0,944	0,866	0,865	0,865	0,865	0,865	0,827
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0,8	0,944	0,866	0,865	0,865	0,865	0,865	0,827
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	14,1	14,149	14,443	14,703	15,306	15,932	16,536	17,116
ЭС Брянской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	4,5	4,510	4,576	4,740	5,015	5,204	5,404	5,484
Покрытие (производство электрической энергии)	0,1	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0,1	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	4,4	4,431	4,497	4,661	4,936	5,125	5,325	5,405
ЭС Владимирской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	7,1	7,119	7,267	7,471	7,593	7,886	8,207	8,275
Покрытие (производство электрической энергии)	1,7	1,710	1,806	2,776	2,523	2,311	2,556	2,196
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1,7	1,710	1,806	2,776	2,523	2,311	2,556	2,196
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	5,4	5,409	5,461	4,695	5,070	5,575	5,651	6,079
ЭС Вологодской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	13,5	13,670	13,904	14,053	14,312	14,419	14,527	14,636
Покрытие (производство электрической энергии)	7,3	7,836	8,163	9,322	10,467	10,536	10,820	11,110
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,1	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127
ТЭС	7,1	7,709	8,036	9,195	10,340	10,409	10,693	10,983
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	6,3	5,834	5,741	4,731	3,845	3,883	3,707	3,526
ЭС Воронежской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	10,2	10,573	11,090	11,607	12,127	12,409	12,257	12,395
Покрытие (производство электрической энергии)	14,5	14,359	14,001	18,087	28,922	30,125	27,276	26,699

ОЭС Центра	2012 г. операт. данные	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Потребность (потребление электрической энергии)	100,9	103,395	106,263	109,024	111,258	113,481	115,773	117,909
Покрытие (производство электрической энергии)	80,6	84,471	92,160	91,966	86,226	88,965	93,763	96,576
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,2	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200
ГАЭС	1,4	1,884	2,514	2,884	2,884	2,884	2,884	2,884
ТЭС	78,9	82,387	89,446	88,882	83,142	85,881	90,679	93,492
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	20,3	18,924	14,103	17,058	25,032	24,516	22,010	21,333
ЭС Орловской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	2,8	2,888	2,955	2,996	3,072	3,130	3,155	3,181
Покрытие (производство электрической энергии)	1,2	1,465	1,480	1,471	1,462	1,465	1,480	1,480
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1,2	1,465	1,480	1,471	1,462	1,465	1,480	1,480
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,6	1,423	1,475	1,525	1,610	1,665	1,675	1,701
ЭС Рязанской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	6,4	6,538	6,645	6,732	6,851	6,983	7,138	7,206
Покрытие (производство электрической энергии)	10,2	12,036	13,045	12,457	11,480	11,912	12,799	13,459
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	10,2	12,036	13,045	12,457	11,480	11,912	12,799	13,459
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-3,7	-5,498	-6,400	-5,725	-4,629	-4,929	-5,661	-6,253
ЭС Смоленской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	6,3	6,361	6,445	6,596	6,640	6,686	6,734	6,482
Покрытие (производство электрической энергии)	23,9	20,836	25,341	25,852	25,892	25,679	24,103	18,761
в том числе:								
АЭС	20,5	17,650	21,940	22,880	23,250	22,860	21,010	15,420
ГЭС								
ТЭС	3,5	3,186	3,401	2,972	2,642	2,819	3,093	3,341
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-17,7	-14,475	-18,896	-19,256	-19,252	-18,993	-17,369	-12,279
ЭС Тамбовской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	3,5	3,499	3,603	3,661	3,775	3,927	4,079	4,228
Покрытие (производство электрической энергии)	1,1	1,133	1,191	1,065	1,025	1,029	1,125	1,178
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1,1	1,133	1,191	1,065	1,025	1,029	1,125	1,178
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	2,3	2,366	2,412	2,596	2,750	2,898	2,954	3,050
ЭС Тверской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	8,3	8,410	8,518	8,633	8,767	8,870	9,009	9,166
Покрытие (производство электрической энергии)	37,9	41,310	36,471	39,060	39,311	39,115	39,291	42,280
в том числе:								
АЭС	28,3	31,160	25,640	29,410	30,560	29,920	29,460	31,650
ГЭС	0,0	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
ТЭС	9,6	10,142	10,823	9,642	8,743	9,187	9,823	10,622

ОЭС Центра	2012 г. операт. данные	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-29,6	-32,900	-27,953	-30,427	-30,544	-30,245	-30,282	-33,114
ЭС Тульской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	9,9	10,091	10,274	10,391	10,552	10,715	10,845	10,947
Покрытие (производство электрической энергии)	6,4	9,027	9,162	9,998	9,849	9,905	10,135	10,152
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	6,4	9,027	9,162	9,998	9,849	9,905	10,135	10,152
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	3,5	1,064	1,112	0,393	0,703	0,810	0,710	0,795
ЭС Ярославской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	8,3	8,350	8,445	8,584	8,667	8,755	8,847	8,945
Покрытие (производство электрической энергии)	4,2	3,269	3,362	5,995	5,834	5,882	6,177	6,260
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1,5	1,186	1,186	1,186	1,186	1,186	1,186	1,186
ТЭС	2,6	2,083	2,176	4,809	4,648	4,696	4,991	5,075
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	4,1	5,081	5,083	2,589	2,833	2,873	2,670	2,685

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

ОЭС Средней Волги	2012 г. операт. данные	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
ГЭС	10,3	9,600	9,600	9,600	9,600	9,600	9,600	9,600
ТЭС	12,2	13,434	14,270	13,496	12,733	12,373	12,139	13,000
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,4	1,331	0,970	2,195	3,067	3,564	4,047	3,384
ЭС Саратовской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	13,0	13,262	13,494	13,728	13,956	14,098	14,222	14,347
Покрытие (производство электрической энергии)	41,8	40,490	40,204	39,931	40,571	40,838	40,639	40,668
в том числе:								
АЭС	31,7	30,410	29,920	29,960	30,600	30,840	30,630	30,700
ГЭС	5,7	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400
ТЭС	4,5	4,680	4,884	4,571	4,571	4,598	4,609	4,568
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-28,8	-27,228	-26,710	-26,203	-26,615	-26,740	-26,417	-26,321
ЭС Республики Татарстан								
Потребность (потребление электрической энергии)	26,3	26,651	27,161	27,664	28,246	28,904	29,543	29,924
Покрытие (производство электрической энергии)	23,9	23,378	23,785	23,847	23,913	24,089	24,084	25,212
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1,4	1,675	1,675	1,675	1,675	1,675	1,675	1,675
ТЭС	22,5	21,703	22,110	22,172	22,238	22,414	22,409	23,537
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	2,4	3,273	3,376	3,817	4,333	4,815	5,459	4,712
ЭС Ульяновской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	6,1	6,216	6,326	6,431	6,506	6,583	6,661	6,740
Покрытие (производство электрической энергии)	3,1	3,132	3,289	3,276	3,269	3,282	3,296	3,393
в том числе:								
АЭС	0,3	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300
ГЭС								
ТЭС	2,7	2,832	2,989	2,976	2,969	2,982	2,996	3,093
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	3,0	3,084	3,037	3,155	3,237	3,301	3,365	3,347
ЭС Чувашской Республики								
Потребность (потребление электрической энергии)	5,4	5,498	5,625	5,729	5,833	5,933	6,027	6,124
Покрытие (производство электрической энергии)	5,2	4,817	4,905	5,153	5,161	5,189	5,209	5,393
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	2,2	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100
ТЭС	2,9	2,717	2,805	3,053	3,061	3,089	3,109	3,293
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,2	0,681	0,720	0,576	0,672	0,744	0,818	0,731

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Юга с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2013-2019 годы

млрд.кВтч

ОЭС Юга	2012 г. операт. данные	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Потребление электрической энергии ОЭС	86,5	90,402	95,078	98,039	100,027	101,801	102,962	104,071
Покрытие	79,5	84,782	89,897	93,958	98,247	98,521	103,381	104,490
в том числе:								
АЭС	15,7	15,360	15,060	18,970	23,050	23,080	26,950	31,040
ГЭС	19,1	20,601	20,723	20,752	20,781	20,786	21,636	21,636
ГАЭС	0,0	0,000	0,119	0,238	0,238	0,238	0,238	0,238
ТЭС	44,7	48,820	53,995	53,998	54,178	54,417	54,557	51,576
ВИЭ	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Сальдо перетоков электрической энергии*	7,0	5,620	5,181	4,081	1,780	3,280	-0,419	-0,419
ЭС Астраханской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	4,3	4,481	4,692	4,802	4,883	4,965	5,049	5,133
Покрытие (производство электрической энергии)	3,0	3,237	4,279	4,263	4,044	3,945	4,010	3,546
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	3,0	3,237	4,279	4,263	4,044	3,945	4,010	3,546
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,3	1,244	0,413	0,539	0,839	1,020	1,039	1,587
ЭС Волгоградской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	18,8	18,852	18,889	18,940	19,022	19,099	19,190	19,271
Покрытие (производство электрической энергии)	16,7	16,430	16,797	16,733	16,448	16,251	16,295	15,981
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	11,8	11,620	11,620	11,620	11,620	11,620	11,620	11,620
ТЭС	5,0	4,810	5,177	5,113	4,828	4,631	4,675	4,361
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	2,1	2,422	2,092	2,207	2,574	2,848	2,895	3,290
ЭС Чеченской Республики								
Потребность (потребление электрической энергии)	2,3	2,387	2,441	2,531	2,613	2,662	2,712	2,763
Покрытие (производство электрической энергии)	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	2,3	2,387	2,441	2,531	2,613	2,662	2,712	2,763
ЭС Республики Дагестан								
Потребность (потребление электрической энергии)	5,4	5,537	5,718	5,899	6,082	6,267	6,391	6,518
Покрытие (производство электрической энергии)	3,9	5,229	5,229	5,229	5,229	5,229	5,229	5,229
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	3,9	5,168	5,168	5,168	5,168	5,168	5,168	5,168
ТЭС	0,1	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,5	0,308	0,489	0,670	0,853	1,038	1,162	1,289
ЭС Республики Ингушетия								
Потребность (потребление электрической энергии)	0,6	0,644	0,663	0,683	0,704	0,725	0,747	0,770

ОЭС Юга	2012 г. операт. данные	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Покрытие (производство электрической энергии)	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,6	0,644	0,663	0,683	0,704	0,725	0,747	0,770
ЭС Кабардино-Балкарской Республики								
Потребность (потребление электрической энергии)	1,6	1,589	1,623	1,653	1,678	1,707	1,735	1,765
Покрытие (производство электрической энергии)	0,5	0,606	0,723	0,723	0,723	0,723	0,723	0,723
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,5	0,586	0,703	0,703	0,703	0,703	0,703	0,703
ТЭС	0,0	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,0	0,983	0,900	0,930	0,955	0,984	1,012	1,042
ЭС Республики Калмыкия								
Потребность (потребление электрической энергии)	0,5	0,531	0,635	0,661	0,668	0,675	0,682	0,690
Покрытие (производство электрической энергии)	0,0	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0,0	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037
ВИЭ	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,5	0,494	0,598	0,624	0,631	0,638	0,645	0,653
ЭС Карачаево-Черкесской Республики								
Потребность (потребление электрической энергии)	1,3	1,272	1,456	1,654	1,706	1,758	1,797	1,821
Покрытие (производство электрической энергии)	0,5	0,439	0,562	0,681	0,700	0,700	0,700	0,700
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,4	0,418	0,423	0,423	0,442	0,442	0,442	0,442
ГАЭС	0,0	0,000	0,119	0,238	0,238	0,238	0,238	0,238
ТЭС	0,0	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,8	0,833	0,894	0,973	1,006	1,058	1,097	1,121
ЭС Краснодарского края и Республики Адыгея								
Потребность (потребление электрической энергии)	22,8	25,533	28,393	29,697	30,645	31,103	31,331	31,514
Покрытие (производство электрической энергии)	7,9	11,124	14,413	13,353	12,914	13,305	13,439	13,045
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,2	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377
ТЭС	7,7	10,747	14,036	12,976	12,537	12,928	13,062	12,668
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	14,9	14,409	13,980	16,344	17,731	17,798	17,892	18,469
ЭС Ростовской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	17,4	17,727	18,343	19,087	19,416	20,042	20,392	20,750
Покрытие (производство электрической энергии)	27,7	27,410	26,901	31,425	36,042	35,693	39,660	42,726
в том числе:								
АЭС	15,7	15,360	15,060	18,970	23,050	23,080	26,950	31,040

ОЭС Юга	2012 г. операт. данные	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
ГЭС	0,5	0,611	0,611	0,611	0,611	0,611	0,611	0,611
ТЭС	11,5	11,439	11,230	11,844	12,381	12,002	12,099	11,075
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-10,3	-9,683	-8,558	-12,338	-16,626	-15,651	-19,268	-21,976
ЭС Республики Северная Осетия-Алания								
Потребность (потребление электрической энергии)	2,3	2,343	2,441	2,524	2,598	2,659	2,708	2,759
Покрытие (производство электрической энергии)	0,3	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	1,210	1,210
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,3	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	1,210	1,210
ТЭС	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	2,0	1,978	2,076	2,159	2,233	2,294	1,498	1,549
ЭС Ставропольского края								
Потребность (потребление электрической энергии)	9,2	9,506	9,784	9,908	10,012	10,139	10,228	10,317
Покрытие (производство электрической энергии)	18,9	19,906	20,591	21,150	21,746	22,274	22,078	21,295
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1,5	1,456	1,456	1,485	1,496	1,501	1,505	1,505
ТЭС	17,5	18,450	19,135	19,665	20,250	20,773	20,573	19,789
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-9,7	-10,400	-10,807	-11,242	-11,734	-12,135	-11,850	-10,978

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Урала с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2013-2019 годы

млрд.кВтч

ОЭС Урала	2012 г. операт. данные	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Потребление электрической энергии ОЭС	257,0	260,042	263,895	267,819	271,484	274,650	278,319	281,045
Покрытие	259,0	262,142	270,995	274,919	276,585	283,749	289,420	294,145
в том числе:								
АЭС	4,3	4,270	4,190	7,300	10,820	10,610	10,020	9,760
ГЭС	5,1	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043
ТЭС	249,7	252,829	261,762	262,576	260,722	268,096	274,357	279,341
ВИЭ	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Сальдо перетоков электрической энергии*	-2,0	-2,100	-7,100	-7,100	-5,101	-9,099	-11,101	-13,100
ЭС Республики Башкортостан								
Потребность (потребление электрической энергии)	25,4	25,735	26,171	26,559	26,876	27,180	27,492	27,847
Покрытие (производство электрической энергии)	24,3	25,650	26,314	26,621	25,885	26,226	27,023	28,113
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,5	0,830	0,830	0,830	0,830	0,830	0,830	0,830
ТЭС	23,8	24,820	25,484	25,791	25,055	25,396	26,193	27,283
ВИЭ	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,1	0,085	-0,143	-0,062	0,991	0,954	0,469	-0,266
ЭС Кировской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	7,5	7,563	7,696	7,807	7,897	7,978	8,080	8,186
Покрытие (производство электрической энергии)	4,2	3,640	3,721	4,148	4,727	4,928	5,111	5,257
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	4,2	3,640	3,721	4,148	4,727	4,928	5,111	5,257
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	3,2	3,923	3,975	3,659	3,170	3,050	2,969	2,929
ЭС Курганской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	4,5	4,595	4,664	4,722	4,775	4,829	4,885	4,945
Покрытие (производство электрической энергии)	2,1	2,661	3,307	3,052	2,971	3,080	3,237	3,345
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2,1	2,661	3,307	3,052	2,971	3,080	3,237	3,345
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	2,4	1,934	1,357	1,670	1,804	1,749	1,648	1,600
ЭС Оренбургской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	16,4	16,644	16,870	17,139	17,438	17,731	17,932	18,137
Покрытие (производство электрической энергии)	18,9	18,046	18,572	17,250	16,472	16,838	16,969	17,700
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,1	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075
ТЭС	18,8	17,971	18,497	17,175	16,397	16,763	16,894	17,625
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-2,5	-1,402	-1,702	-0,111	0,966	0,893	0,963	0,437
ЭС Пермского края								
Потребность (потребление электрической энергии)	23,6	24,041	24,613	25,126	25,626	26,601	27,702	28,210

ОЭС Урала	2012 г. операт. данные	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Покрытие (производство электрической энергии)	30,9	31,840	33,188	30,297	34,266	35,606	36,643	37,975
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	4,5	4,119	4,119	4,119	4,119	4,119	4,119	4,119
ТЭС	26,4	27,721	29,070	26,178	30,147	31,487	32,524	33,856
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-7,3	-7,799	-8,575	-5,171	-8,640	-9,005	-8,941	-9,765
ЭС Свердловской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	46,9	47,140	47,572	48,420	49,168	49,562	50,079	50,556
Покрытие (производство электрической энергии)	53,5	53,015	52,890	54,147	54,216	57,110	58,512	58,256
в том числе:								
АЭС	4,3	4,270	4,190	7,300	10,820	10,610	10,020	9,760
ГЭС	0,0	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019
ТЭС	49,2	48,726	48,681	46,828	43,377	46,481	48,473	48,477
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-6,6	-5,875	-5,318	-5,727	-5,048	-7,548	-8,433	-7,700
ЭС Тюменской области, ЯНАО, ХМАО								
Потребность (потребление электрической энергии)	87,2	87,986	89,110	90,012	90,908	91,466	92,374	92,957
Покрытие (производство электрической энергии)	96,5	101,408	104,384	104,709	104,833	105,897	107,261	108,147
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	96,5	101,408	104,384	104,709	104,833	105,897	107,261	108,147
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-9,4	-13,422	-15,274	-14,697	-13,925	-14,431	-14,887	-15,190
ЭС Удмуртской Республики								
Потребность (потребление электрической энергии)	9,3	9,506	9,720	9,829	9,932	9,995	10,057	10,121
Покрытие (производство электрической энергии)	2,9	2,859	2,909	3,973	3,868	3,973	4,132	4,256
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2,9	2,859	2,909	3,973	3,868	3,973	4,132	4,256
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	6,4	6,647	6,811	5,856	6,064	6,022	5,925	5,865
ЭС Челябинской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	36,2	36,832	37,479	38,205	38,864	39,308	39,718	40,086
Покрытие (производство электрической энергии)	25,7	23,024	25,709	30,722	29,347	30,091	30,531	31,096
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	25,7	23,024	25,709	30,722	29,347	30,091	30,531	31,096
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	10,6	13,808	11,770	7,483	9,517	9,217	9,187	8,990

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Сибири с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2013-2019 годы

млрд.кВтч

ОЭС Сибири	2012 г. операт. данные	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Потребление электрической энергии ОЭС	210,2	212,544	216,913	221,984	228,953	234,027	236,557	238,733
Покрытие	201,1	211,063	215,462	220,564	225,533	230,608	233,137	235,314
в том числе:								
АЭС	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ГЭС	81,0	99,484	102,308	107,608	107,608	107,608	107,608	107,608
ТЭС	120,1	111,579	113,154	112,956	117,925	123,000	125,529	127,706
ВИЭ	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Сальдо перетоков электрической энергии*	9,1	1,481	1,451	1,420	3,420	3,419	3,420	3,419
ЭС Республики Алтай и Алтайского края								
Потребность (потребление электрической энергии)	11,1	11,236	11,474	11,649	11,810	12,052	12,177	12,305
Покрытие (производство электрической энергии)	7,3	6,445	6,798	6,561	6,680	6,940	7,087	7,188
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	7,3	6,445	6,798	6,561	6,680	6,940	7,087	7,188
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	3,8	4,791	4,676	5,088	5,130	5,112	5,090	5,117
ЭС Республики Бурятия								
Потребность (потребление электрической энергии)	5,5	5,611	5,873	6,057	6,286	6,500	6,561	6,612
Покрытие (производство электрической энергии)	5,1	4,804	5,167	4,889	5,087	5,441	5,630	5,775
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	5,1	4,804	5,167	4,889	5,087	5,441	5,630	5,775
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,4	0,807	0,706	1,168	1,199	1,059	0,931	0,837
ЭС Иркутской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	54,7	54,902	55,725	57,035	59,688	62,582	63,522	63,849
Покрытие (производство электрической энергии)	62,0	59,826	60,601	60,231	60,578	61,208	61,621	61,911
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	45,1	46,360	46,360	46,360	46,360	46,360	46,360	46,360
ТЭС	17,0	13,466	14,241	13,871	14,218	14,848	15,261	15,551
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-7,3	-4,924	-4,876	-3,196	-0,890	1,374	1,901	1,938
ЭС Красноярского края								
Потребность (потребление электрической энергии)	43,3	44,132	45,630	47,756	50,078	50,459	50,612	50,899
Покрытие (производство электрической энергии)	46,2	57,566	61,718	68,571	70,946	71,982	72,644	73,675
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	15,4	27,866	30,690	35,990	35,990	35,990	35,990	35,990
ТЭС	30,7	29,700	31,028	32,581	34,956	35,992	36,654	37,685
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-2,9	-13,434	-16,088	-20,815	-20,868	-21,523	-22,032	-22,776
ЭС Кемеровской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	34,0	34,443	34,936	35,255	35,682	36,059	36,388	36,741

ОЭС Сибири	2012 г. операт. данные	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Сальдо перетоков электрической энергии*	-3,4	-7,449	-7,525	-7,917	-7,838	-7,741	-7,668	-7,595
ЭС Забайкальского края								
Потребность (потребление электрической энергии)	7,9	8,129	8,419	8,587	8,759	8,941	9,185	9,579
Покрытие (производство электрической энергии)	6,9	7,985	8,533	8,147	8,464	8,667	8,779	8,859
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	6,9	7,985	8,533	8,147	8,464	8,667	8,779	8,859
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,0	0,144	-0,114	0,440	0,295	0,274	0,406	0,720

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Востока с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2013-2019 годы

млрд.кВтч

ОЭС Востока	2012 г. операт. данные	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Потребление электрической энергии ОЭС	31,7	33,252	34,889	36,326	38,618	40,760	41,559	42,396
Покрытие	34,6	36,252	38,889	40,326	42,619	44,760	45,559	46,396
в том числе:								
АЭС	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ГЭС	11,7	11,250	11,250	11,250	11,600	11,950	12,900	12,900
ТЭС	22,9	25,002	27,639	29,076	31,019	32,810	32,659	33,496
ВИЭ	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Сальдо перетоков электрической энергии*	-2,9	-3,000	-4,000	-4,000	-4,001	-4,000	-4,000	-4,000
ЭС Амурской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	7,9	8,134	8,388	8,693	8,832	8,975	9,165	9,309
Покрытие (производство электрической энергии)	13,5	13,045	13,198	13,264	13,663	14,671	15,699	15,554
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	11,7	11,250	11,250	11,250	11,600	11,950	12,900	12,900
ТЭС	1,8	1,795	1,948	2,014	2,063	2,721	2,799	2,654
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-5,6	-4,911	-4,810	-4,571	-4,831	-5,696	-6,534	-6,245
ЭС Хабаровского края и ЕАО								
Потребность (потребление электрической энергии)	9,4	9,900	10,503	10,947	11,253	11,508	11,720	11,938
Покрытие (производство электрической энергии)	7,5	8,118	9,164	9,418	9,891	9,500	9,053	9,326
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	7,5	8,118	9,164	9,418	9,891	9,500	9,053	9,326
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,9	1,782	1,339	1,529	1,362	2,008	2,667	2,612
ЭС Приморского края								
Потребность (потребление электрической энергии)	12,7	13,383	13,981	14,470	16,151	17,740	18,041	18,423
Покрытие (производство электрической энергии)	10,4	11,446	12,702	13,760	15,261	16,731	16,930	17,629
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	10,4	11,446	12,702	13,760	15,261	16,731	16,930	17,629
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	2,3	1,937	1,279	0,710	0,890	1,009	1,111	0,794
ЭС Южно-Якутского энергорайона								
Потребность (потребление электрической энергии)	1,7	1,835	2,017	2,216	2,382	2,537	2,633	2,726
Покрытие (производство электрической энергии)	3,2	3,643	3,825	3,884	3,804	3,858	3,877	3,887
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	3,2	3,643	3,825	3,884	3,804	3,858	3,877	3,887
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-1,5	-1,808	-1,808	-1,668	-1,422	-1,321	-1,244	-1,161

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики и объектов проекта	В прогнозных ценах (с НДС)																					Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта												
					2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.						Итого			Полная стоимость строительства	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	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	млн. руб.	млн. руб.				млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.									
20	КЛ 220 кВ Красносельская - ТЭЦ-23 1, 2	Московская	2013	2x11,1 км	22,2																														с"	Для электроснабжения потребителей ЦАО г. Москвы				
21	КЛ 220 кВ Мещанская - Красносельская 1, 2	Московская	2013	2x9,4 км	10																													ОАО "Энергокомплекс"	Для электроснабжения потребителей ЦАО г. Москвы					
22	ПС 220/20 кВ Горьковская с сооружением двух КЛ 220 кВ Горьковская - Цимлянская и КЛ 220 кВ Абрамovo - Горьковская	Московская	2013	3x100 МВА 2x10 км +2x4 км		300																												ОАО "ОЭК"	Для электроснабжения потребителей ЦАО г. Москвы					
23	ПС 220/10 кВ Котово с заходом ВЛ 220 кВ Кедрово - Бугры	Московская	2013	2x40 МВА 2x0,5 км	1	80																												ОАО "Холдинговая компания ЭЛНАР"	Для электроснабжения потребителей Московской области					
24	ПС 220/10 кВ Стекольная с заходом ВЛ 220 кВ Пахра - Мачково	Московская	2013	2x25 МВА 2x1,0 км		50																												Инвестор	Для электроснабжения потребителей Московской области					
25	ПС 110/10 кВ Бабушкин (перевод на 220 кВ)	Московская	2013	4x63 МВА		252																												ОАО "МОЭСК"	Для электроснабжения потребителей г. Москвы					
26	Кабельные заходы КВЛ 220 кВ Бескудунково - ТЭЦ-27 на ПС 220/20 кВ Бабушкин	Московская	2013	2x5,5 км	11																													ОАО "МОЭСК"	Для электроснабжения потребителей САО г. Москвы (Протокол совещания от 07.08.09)					
27	ПС 220/20 кВ Ваганьковская	Московская	2013	3x160 МВА		480																												ОАО "Энергокомплекс"	Обеспечение возможности присоединения новых потребителей					
28	КЛ 220 кВ Гражданская - Ваганьковская 1, 2	Московская	2013	2x6,5 км	13																													ОАО "Энергокомплекс"	Обеспечение возможности присоединения новых потребителей					
29	КЛ 220 кВ Мневники - Ваганьковская 1, 2	Московская	2013	2x4 км	8																													ОАО "Энергокомплекс"	Обеспечение возможности присоединения новых потребителей					
30	ПС 220/20 кВ Золотарёвская	Московская	2013	3x160 МВА		480																												ОАО "Энергокомплекс"	Для электроснабжения потребителей ЦАО г. Москвы (ОАО "Энергокомплекс")					
31	ПС 220/10 кВ Чашниково с заходами ВЛ 220 кВ Сигма - Радищево 1	Московская	2013	2x40 МВА 2x5 км		80																												ОАО "ОЭЗ"	Для нагрузки резидентов ОЭЗ "Зеленоград", пл. "Алабушево"					
32	ПС 220/20 кВ Союз (Смирново) с заходами КВЛ 220 кВ Очаково - Н.Внуково	Московская	2013	2x63 МВА 2x0,1 км		126																													ОАО "ФСК"	Для электроснабжения инновационного центра "Сколково"				
33	ПС 220/10 кВ Битум с двумя ВЛ 220 Капотня - Битум	Московская	2013	2x63 МВА 2x1,6 км		126																													ОАО "НПЗ"	Для повышения надежности электроснабжения ОАО «Московский нефтеперерабатывающий завод»				
34	ПС 220/10 кВ Крекинг с двумя ВЛ 220 Капотня - Крекинг	Московская	2013	2x63 МВА 2x0,1 км		126																													ОАО "НПЗ"	Для повышения надежности электроснабжения ОАО «Московский нефтеперерабатывающий завод»				
35	ПС 110 кВ Нефтезавод (перевод на напряжение 220 кВ) с установкой автотрансформатора связи 220/110 кВ и строительством ВЛ 220 кВ Капотня - Нефтезавод	Московская	2013	125 МВА 2,9 км		125																													ОАО "НПЗ"	Для повышения надежности электроснабжения ОАО «Московский нефтеперерабатывающий завод»				
36	ПС 220/10 кВ Тесна (Терново-2) с заходом ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Ока 1,2	Московская	2013	2x100 МВА 4x0,5 км		200																													Инвестор	Обеспечение возможности присоединения новых потребителей				
37	ПС 220/10 кВ Серебрянка с двумя ВЛ 220 кВ Трубино - Серебрянка 1,2	Московская	2013	2x160 МВА 2x5 км		320																													Инвестор	Обеспечение возможности присоединения новых потребителей				
38	ПС 220/10 кВ Магзавод с заходами ВЛ 220 кВ Шатура - Ногинск и Ногинск - Шибаново	Московская	2013	2x250 МВА 2x1 км		500																													Инвестор	Обеспечение возможности присоединения новых потребителей				
39	ПС 220/10 кВ Ступино с заходами ВЛ 220 кВ Кашира - Пахра	Московская	2013	2x100 МВА 2x6 км	12	200																													ОАО "ФСК ЕЭС"	Технологическое присоединение электроустановок ООО "Квинтекс"				
40	ПС 220/10 кВ Братовщина с двумя ВЛ 220 кВ Трубино - Братовщина 1,2	Московская	2014	3x100 МВА 2x10 км		300																													Инвестор	Обеспечение возможности присоединения новых потребителей				
41	ПС 220/10 кВ Ершово с заходом одной цепи ВЛ 220 кВ Дорохово - Слобода	Московская	2014	2x200 МВА 2x1 км		400																													Инвестор	Обеспечение возможности присоединения новых потребителей				
42	ПС 220/20 кВ Котловка с заходами КВЛ 220 кВ ТЭЦ-20 - Кольково и ТЭЦ-20 - Академическая	Московская	2014	2x200 МВА 4x0,5 км		400																													ОАО "Энергокомплекс"	Для электроснабжения потребителей г. Москвы				
43	ПС 220/20/10 кВ Кожевничская	Московская	2014	2x200 МВА		400																													ОАО "МОЭСК"	Для электроснабжения потребителей г. Москвы				
44	КЛ 220 кВ ТЭЦ-20 - Кожевничская 1,2	Московская	2014	2x5 км		10																													ОАО "МОЭСК"	Для включения ПС Кожевничская				
45	КЛ 220 кВ Красносельская - Кожевничская 1,2	Московская	2014	2x12,5 км		25																													ОАО "Энергокомплекс"	Для электроснабжения потребителей г. Москвы				
46	ПС 110/10 кВ Автозаводская (перевод на 220 кВ)	Московская	2014	2x250 МВА 2x80 МВА		160																													ОАО "МОЭСК"	Для электроснабжения потребителей ЦАО г. Москвы				
47	КЛ 220 кВ Автозаводская - Южная 1, 2	Московская	2014	2x5,7 км		11,4																													ОАО "МОЭСК"	Для включения ПС 220 кВ Автозаводская				
48	ПС 220/20 кВ Минская с заходами КЛ 220 кВ Очаково - Мневники 1,2	Московская	2014	2x160 МВА, 4x9 км		36	320																												ОАО "Энергокомплекс"	Для электроснабжения потребителей инновационного центра "Сколково"				

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики и объектов проекта	в прогнозных ценах (с НДС)																								Полная стоимость строительства	в прогнозных ценах (с НДС)								Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта	
					2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			Итого				2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 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.				
69	ПС 220 кВ Гумрак	Волгоградская	2016	2x250 МВА 2x40 МВА									500												0	500	0	2230	24	500	500	1184	0	0	0	2207,8	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Электроснабжение потребителей Волгоградской области.		
70	ПС 220 кВ Брюховецкая, замена (30+63) МВА на 125 МВА	Кубанская	2014	2x125 МВА замена сущ. АТ (63+30) МВА и АТ 125 МВА					125																0	125	0	1322,6	322,6	1000	0	0	0	0	0	1322,6	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение возможности присоединения новых потребителей ООО "Тепличный комбинат Мичуринский".		
71	ПС 220 кВ Алюминиевая	Волгоградская	2015	новая площадка 2x250+63 старая площадка 4x200 МВА									563												0	563	0	3570	71	110	376	0	0	0	0	557,2	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Электроснабжение потребителей Волгоградской области.		
72	ПС 220 кВ Кировская	Волгоградская	2015	2x200 МВА + 2x80 МВА									360												0	560	0	2210,0	199	243	284	0	0	0	0	725,1	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Электроснабжение потребителей Волгоградской области.		
73	ПС 220 кВ Шепси (установка 2-го АТ, замена АТ-1, реконструкция ОРУ-220, 110 кВ)	Кубанская	2013	2x125 МВА																					0	250	0	890,4	634	145	0	0	0	0	0	778,7	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Обеспечение возможности присоединения новых потребителей и повышение надежности электроснабжения существующих потребителей Кубанской области		
Итого по объектам реновации 500 кВ					0	0	0	0	0	0	0	180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	180		0	135,3	587,0	0	0	0	0	722,4					
Итого по объектам реновации 330 кВ					0	200	0	0	0	0	600	0	0	0	0	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1000		373,2	188,3	344,1	521,5	342,4	0	0	1769,5				
Итого по объектам реновации 220 кВ					0	950	26	0	625	0	0	923	0	0	750	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3248	26		2345,3	3190,9	1187,0	1763,1	0	0	0	8486,3			

	в прогнозных ценах (с НДС)																								в прогнозных ценах (с НДС)							
	2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			Итого			2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 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.	359,045	2261	206	784	1881	180	90	2148	180	1179,43	3731	720	363,8	200	180	268	700	0	702,9	1619	540	3747,18	12540	2006	19953,6	18536,8	18923,6	27511,0	17834,5	27040,5	29587,4	159387,4
по 500 кВ	0	501	0	426	0	180	0	0	180	782,8	2171	720	300	0	180	0	0	0	519	1169	540	2027,8	3841	1800	2785,3	3638,4	8722,0	14094,3	12468,9	17292,5	24722,1	83723,5
по 330 кВ	4	525	180	220	500	0	74	850	0	143,63	285	0	60	200	0	180	450	0	2	250	0	683,63	3060	180	3407,2	4742,3	6319,2	6580,2	3431,2	6725	1217,4	32422,5
по 220 кВ	355,045	1235	26	138	1381	0	16	1298	0	253	1275	0	3,8	0	0	88	250	0	181,9	200	0	1035,75	5639	26	13761,2	10156,0	3882,4	6836,5	1934,3	3023,0	3647,9	43241,4

Примечание

В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики и объектов 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	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта											
					2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.				Итого			2013 г.	2014 г.				2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 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.					
33	Ликвидация троишки на ВЛ 220 кВ Кинельская - Уральская (заход на ПС Южная)	Самарская	2019	9,3 км																				9,3	0	0	0	0	0	0	0	0	359	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	359,0	359,0	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Самарской энергосистемы	
34	Вторая ВЛ 220 кВ Пенга-I - Пенга-II	Пензенская	2019	50 км																				50	0	0	0	0	0	0	0	0	1143	0,0	0,0	245,0	300,0	482,6	115,0	0,0	1142,6	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для повышения надежности электроснабжения потребителей Пензенской энергосистемы и г. Пенза	
35	Достройка двухцепной ВЛ 220 кВ от Ульяновской ТЭЦ-2 и врезка ее в ВЛ 220 кВ Кременки - Ульяновская	Ульяновская	2019	2x8,7 км																				17,4	0	0	0	0	0	0	0	0	1048	0,0	0,0	0,0	38,1	327,6	350,2	332,6	1048,5	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей г. Ульяновска	
36	ПС 220 кВ Распределительная с переводом на проектное напряжение две ВЛ Курдом - Распределительная	Саратовская	2019	250 МВА																				250	0	250	0	0	0	0	0	0	1378	0,0	0,0	0,0	145,4	327,6	350,2	554,4	1377,5	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей г. Саратов	
37	ВЛ 220 кВ Дубинки-Лебяжье (объемы учтены в ОЭС Урала)	Марийская, Кировская	2018	60 км																				0	0	0	0	0	0	0	0	0	1400	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей северных районов Марийской области и южных районов Кировской области	
Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей					25	0	0	170	0	0	0	125	0	0	0	0	0	0	62	0	0	206,7	250	0	923,7	375	0		389,8	1501,8	1622,2	2686,7	4435,7	2216,3	1615,6	14468,2									
Межсистемные линии электропередачи																																													
500 кВ																																													
38	ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС- Нижегородская	Костромская, Нижегородская	2016	286 км, ШП-180																				286	0	180	0	0	0	0	0	0	6000	264,0	536,0	700,0	956,0	0,0	0,0	0,0	2456,0	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Нижегородского энергоузла и г. Нижний Новгород	
39	ВЛ 500 кВ Помары - Удмуртская	Марийская, Удмуртская	2013	295,6/210 км ШП-180, УШП-180	295,6																			295,6	0	0	360	0	0	0	0	0	9229	3380,6	1038,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4418,7	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Для повышения надежности электроснабжения потребителей северного энергоузла ОЭС Средней Волги (Марийская, Чувашская энергосистемы, а также Казанский энергоузел Татарской энергосистемы) и усиления межсистемного сечения Центр, Средняя Волга - Урал
40	ВЛ 500 кВ Газовая - Красноармейская	Оренбургская, Самарская	2014	394,7 км 2xШП-180																				394,7	0	0	360	0	0	0	0	0	9920	1000,0	1743,5	87,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2831,2	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Для усиления межсистемного сечения Запад - Урал (Средняя Волга, Центр - Урал) и повышения надежности электроснабжения потребителей Оренбургской области
Итого по межсистемным объектам 500 кВ					295,6	0	360	394,7	0	0	0	286	0	180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	976,3	0	900		4644,6	3317,6	787,7	956,0	0,0	0,0	0,0	9705,9									
Объекты реновации с увеличением трансформаторной мощности																																													
220 кВ																																													
41	Реконструкция ПС 220 кВ Центральная (замена АТ 220/110 кВ 2x125 МВА на 2x250 МВА)	Татарская	2013	2x250 МВА																				0	250	0	0	0	0	0	0	0	1760	690,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	690,3	ОАО «Сетевая компания»	С	Повышение надежности электроснабжения потребителей Казанского энергоузла, обеспечение возможности подключения объектов Универсиады 2013 г. в г. Казань	
42	Реконструкция ПС 220 кВ Кутлу Буаши (замена АТ 220/110 кВ 2x63 МВА на 2x125 МВА)	Татарская	2015	2x125 МВА																				0	250	0	0	0	0	0	0	0	1934	409,0	632,3	375,9	444,5	0,0	0,0	0,0	1861,7	ОАО «Сетевая компания»		Повышение надежности электроснабжения потребителей Татарской энергосистемы, реновация основных фондов	
43	Реконструкция ПС 220 кВ Саратовская (замена двух АТ 220/110 кВ 180 и 240 МВА на 2x250 МВА)	Саратовская	2013	2x250 МВА																				0	500	0	0	0	0	0	0	0	2014	549,1	129,6	14,4	0,0	0,0	0,0	0,0	693,2	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Повышение надежности электроснабжения потребителей Саратовского энергоузла	
44	ПС 220 кВ Солнечная (реконструкция с увеличением мощности, замена АТ 220/110 кВ 2x125 на 2x200 МВА)	Самарская	2016	2x200 МВА																				0	400	0	0	0	0	0	0	0	1442	0,0	61,3	232,4	1004,3	144,0	0,0	0,0	1442,0	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение возможности подключения новых потребителей в Советском и Промышленном районах г. Самара	
45	ПС 220 кВ Кинельская (реконструкция с увеличением мощности, замена АТ 220/110 кВ 2x180 на 2x200 МВА)	Самарская	2019	2x200 МВА																				0	400	0	0	0	0	0	0	0	2456	0,4	0,1	176,4	172,5	411,6	808,0	847,7	2416,7	ОАО "ФСК ЕЭС"		Реновация основных фондов	
46	ПС 220 кВ Васильевская (реконструкция с увеличением мощности, замена АТ 220/110 кВ 2x200 МВА на 2x250 МВА)	Самарская	2015	2x250 МВА																				0	500	0	0	0	0	0	0	0	743	3,3	370,9	295,1	74,1	0,0	0,0	0,0	743,4	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Самарской энергосистемы, обеспечение возможности подключения новых потребителей	
Итого по объектам реновации 220 кВ					0	750	0	0	0	0	0	750	0	0	400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2300	0		1652,1	1194,2	1094,3	1695,4	555,6	808,0	847,7	7847,2									

ВСЕГО, в т.ч.	В прогнозных ценах (с НДС)																					В прогнозных ценах (с НДС)										
	2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			Итого			2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 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.
<i>по 500 кВ</i>	320,6	875	360	575,1	750	540	309	2251	0	381	725	180	462	125	0	360	0	360	756,7	2726	180	3164,4	7452	1620	8604,5	12413,3	10371,8	15717,9	20469,3	11662,4	7452,6	86691,8
<i>по 220 кВ</i>	295,6	0	360	400,1	750	540	0	1250	0	286	0	180	0	0	0	160	0	360	541	1551	180	1682,7	3551	1620	5940,3	6556,6	4387,3	8162,2	12604,6	6648,0	3141,4	47440,3
Итого	25	875	0	175	0	0	309	1001	0	95	725	0	462	125	0	200	0	0	215,7	1175	0	1481,7	3901	0	2664,2	5856,7	5984,5	7555,7	7864,7	5014,5	4311,2	39251,5

Примечание:

В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	в прогнозных ценах (с НДС)																		Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта															
					2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.						2019 г.			Итого			Полная стоимость строительства	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 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.									
47	ПС 220/110 кВ Томинский ГОК с заходами ВЛ 220 кВ ЮУГРЭС-2 - Шагал 2 и ЮУГРЭС-2 - Шагал 3 с ответвлением на ПС 220 кВ Исаково	Челябинская	2014	2x80 МВА, 2x2x10 км			40	160															40	160	0	2581,3	1138,5	1442,8	0	0	0	0	0	0	2581,3	ОАО "Русская медная компания"		Электроснабжение нового производства ОАО "Русская медная компания"		
48	ПС 220 кВ КУМЗ с заходом ВЛ 220 кВ Каменская - Травинская на ПС КУМЗ	Свердловская	2013	2x100 МВА, 2x1 км	2	200																	2	200	0	919,2	919,2	0	0	0	0	0	0	0	919,2	ОАО "КУМЗ"		Электроснабжение нового производства КУМЗ (Каменск-Уральский металлургический завод)		
49	Замена провода марки АСУ-300 ВЛ 220 кВ Окунено-Рефтинская ГРЭС 1, 2 (1,3 км) на провод марки АС-400 (или аналогичный по длительно-допустимым токовым нагрузкам)	Свердловская	2014	1,3 км			1,3																1,3	0	0	13,7	0	13,7	0	0	0	0	0	0	13,7	ОАО "ФСК ЭЭС"		Электроснабжение нового производства КУМЗ (Каменск-Уральский металлургический завод)		
50	ПС 220 кВ Уралтрубром с ВЛ 220 кВ Емельяно-Уралтрубром-1.2ц	Свердловская	2015	2x80 МВА, 2x50 км					100	160													100	160	0	2452,2	0	1082,8	1369,4	0	0	0	0	0	2452,2	Инвестор		Электроснабжение производства Уралтрубром		
51	Установка Т-2 ПС 220 кВ СТЗ	Свердловская	2013	40 МВА																			0	40	0	166,3	166,3	0	0	0	0	0	0	0	166,3	Инвестор		Электроснабжение производства ОАО "СТЗ"		
ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ																																								
52	ПС 220 кВ ТММЗ (сооружается в счет платы по договору ТП с ООО "УГМК - Сталь")	Тюменская	2013	2x30/40 МВА, 80/100 МВА			140																0	140	0	1676,2	1676,2	0	0	0	0	0	0	0	1676,2	Тюменьэнерго		Электроснабжение ОАО "Тюменский миниметалл"		
53	Шлейфовые заходы двух цепей ВЛ 220 кВ Тюмень-Тюменская ТЭЦ-2 на ПС 220 кВ ТММЗ	Тюменская	2013	2x2x0,2 км	0,8																		0,8	0	0	10,9	10,9	0	0	0	0	0	0	0	10,9	ОАО "ФСК ЭЭС" ТП		Электроснабжение ОАО "Тюменский миниметалл"		
54	ПС 220 кВ Мангазья (Ванкорское месторождение)	Тюменская	2013	2x125 МВА УШР 100 Мвар, в 2015 г. - БСК 50 Мвар			250	100				50											0	250	150	2725,0	214,0	472,5	0	0	0	0	0	0	686,5	ОАО "ФСК ЭЭС"	С	Электроснабжение Ванкорского месторождения		
55	Две ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС-Мангазья	Тюменская	2013	2x218 км, 2x1 км, 2x1 км	440																		440	0	0	16172,1	3985,0	4000,0	3756,2	0	0	0	0	0	11741,2	ОАО "ФСК ЭЭС"	С	Электроснабжение Ванкорского месторождения		
56	ПС Мураленковская АТ №4 220/110 кВ	Тюменская	2014	125 МВА						125													0	125	0	270,0	218,0	46,0	0	0	0	0	0	0	264,0	ОАО "ФСК ЭЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Ноябрьского энергоузла, присоединение ООО "РН-Пурнефтегаз"		
57	ПС 220/110 кВ Русская	Тюменская	2014	2x125 МВА						250													0	250	0	1282,5	177,5	1100,0	0	0	0	0	0	0	1277,5	ОАО "ФСК ЭЭС"	П	Электроснабжение ОАО "Лукойл"		
58	Двухцепная ВЛ 220 кВ Травуковская - Русская	Тюменская	2014	2x140 км			280																280	0	0	4526,4	204,5	869,4	3394,8	0	0	0	0	0	4468,7	ОАО "ФСК ЭЭС"	П	Электроснабжение ОАО "Лукойл"		
59	ПС 220 кВ Арсенал с ВЛ 220 кВ Арсенал-Тарко-Сале (Ванкорское месторождение)	Тюменская	2014	2x125 МВА, 2x90 км			180	250															180	250	0	4500,0	700,0	2500,0	480,3	0	0	0	0	0	3680,3	ОАО "ФСК ЭЭС"	С	Электроснабжение Ванкорского месторождения		
60	ПС 220 кВ Салехард (Обдорск) с ВЛ 220 кВ Надым-Салехард (Обдорск)	Тюменская	2015	2x125 МВА, 2x336 км					672	250													672	250	0	12953,3	3541,9	3789,7	5621,8	0	0	0	0	0	12953,3	Тюменьэнерго	С	Повышение надежности электроснабжения населения и промышленных потребителей г. Салехард и г. Лабитанги. Организация электроснабжения энергорайона Полярного Урала от сети ЕНЭС		
61	Строительство ПС 220 кВ Вектор с заходами ВЛ 220 кВ Путь-Ях - Усть-Балык (ПС 220/110 кВ Нефтеюганская (в районе г. Нефтеюганска) с заходами ВЛ 220 кВ Путь-Ях - Ленинская)	Тюменская	2014	2x125 МВА, 2x5 км			10	250															10	250	0	2287,6	0,0	2288	0	0	0	0	0	0	2287,6	ОАО "ФСК ЭЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Нефтеюганского энергоузла		
62	ПС 220 кВ Исконная с заходом одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС-Уренгой	Тюменская	2014	2x125 МВА, 2x1x3 км			6	250															6	250	0	2358,6	1075,2	1283,4	0	0	0	0	0	0	2358,6	ОАО "ФСК ЭЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Уренгойского энергорайона		
63	Строительство ПС 220 кВ Дунаевская с заходами ВЛ 220 кВ Сургутская ГРЭС-1 - Имилор	Тюменская	2015	2x125 МВА, 2x5 км			10	250															10	250	0	2362,4	0	1143,7	1218,7	0	0	0	0	0	2362,4	ОАО "ФСК ЭЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Сургутского энергорайона ("Сургутнефтегаз")		
64	ПС 220 кВ Тура с заходами ВЛ 220 кВ	Тюменская	2014	2x125 МВА, 2x22 км			44	250															44	250	0	2751,2	1328,2	1423,0	0	0	0	0	0	0	2751,2	ОАО "ФСК ЭЭС"	П	Перераспределение существующей нагрузки г. Тюмень, повышение надежности электроснабжения потребителей		
65	ПС 220 кВ Ермак с заходом одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС - Мангазья	Тюменская	2015	2x25 МВА, 2x75 км			150	50															150	50	0	4912,5	130,0	500,0	590,5	3684,5	0	0	0	0	0	4905,0	ОАО "ФСК ЭЭС"	П	Внешнее электроснабжение НПЭС нефтепровода Заполярье-Пурне	
66	ВЛ 220 кВ Исконная-Ермак	Тюменская	2015	1x120 км			120																120	0	0	1892,2	80,0	250,0	138,0	1419,2	0	0	0	0	1887,2	ОАО "ФСК ЭЭС"	П	Внешнее электроснабжение НПЭС нефтепровода Заполярье-Пурне		
67	ПС 220/110 кВ Ямская с двухцепной ВЛ 220 кВ Травуковская - Ямская (вместо надстройки на ПП 110 кВ Восточный)	Тюменская	2015	2x125 МВА, 2x70 км			140	250															140	250	0	4197,8	0	1082,8	3115,1	0	0	0	0	0	4197,8	ОАО "ФСК ЭЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей района ПП 110 кВ Восточный		
68	ПС 220 кВ Исток с двухцепной ВЛ 220 кВ Сургутская ГРЭС-1 - Исток	Тюменская	2014	2x125 МВА, 2x5 км			10	250															10	250	0	2265,6	0	2265,6	0	0	0	0	0	0	2265,6	ОАО "ФСК ЭЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей г. Сургут		
69	Строительство ПС 220 кВ Новобыстринская с заходами ВЛ 220 кВ Совкинская-Пересвет	Тюменская	2016	2x125 МВА, 2x5 км			10	250															10	250	0	2516,0	0	0	1218,5	1297,5	0	0	0	0	2516,0	ОАО "ФСК ЭЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Сургутского энергорайона		
70	ПС 220 кВ Губернская с отпайками ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2-Тюмень	Тюменская	2014	2x63 МВА, 2x3 км			6	126															6	126	0	1576,8	695,7	881,1	0	0	0	0	0	0	1576,8	ОАО "ФСК ЭЭС"	П	Мероприятие выполняется по утвержденным ТУ. Необходимо для ТП ЗАО «Ангитинский нефтеперерабатывающий завод» (ЗАО «Ангитинский НПЗ»)		
71	ПС 220 кВ Славянская с ВЛ 220 кВ Ермак - Славянская №1,2 (ТС Заполярье-Пурне)	Тюменская	2016	2x25 МВА, 2x150 км			300	50															300	50	0	5888,4	44,3	175,0	545,0	950,0	4173,4	0	0	0	5887,7	ОАО "ФСК ЭЭС"	П	Внешнее электроснабжение НПЭС нефтепровода Заполярье-Пурне		
72	ПС 220 кВ Владимирская с ВЛ 220 кВ Ильково - Владимирская	Тюменская	2017	2x125 МВА, 2x120 км							240	250											240	250	0	4179,4	0	40,0	800,0	1300,0	2039,4	0	0	0	4179,4	ОАО "ФСК ЭЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Березовского энергорайона ХМАО		
73	ПС 220 кВ Невская с заходом одной цепи ВЛ 220 кВ Варьеган-Мачтовая (ТС Пурне-Самолгор)	Тюменская	2017	2x125 МВА, 2x7 км							14	250											14	250	0	2178,6	0	0	0	1228,1	950,4	0	0	0	2178,6	ОАО "ФСК ЭЭС"	П	Внешнее электроснабжение НПЭС нефтепровода Пурне-Самолгор		

Приложение №18
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2013-2019 годы

**Сводные показатели вводов линий электропередачи и трансформаторного оборудования по классам напряжения 220 кВ и выше
по ОЭС и ЕЭС России за 2013 – 2019 годы**

	2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		Итого 2013-2019 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	690,9	601,0	244,7	1675,0	296,3	250,0	499,3	6911,0	796,3	4975,0	1359,0	0,0	450,6	810,0	4337,1	15222
±300 кВ	0	0	0	0	0	0	128	4860	0	0	0	0	0	0	128	4860
750 кВ	0	0	0	0	0	0	132,5	1000	0	0	0	0	450	0	582,5	1000
330 кВ	380,1	450	242,7	1650	2	250	238,8	525	605,1	4690	1109	0	0,6	650	2578,3	8215
220 кВ	310,8	151	2	25	294,3	0	0	526	191,2	285	250	0	0	160	1048,3	1147
ОЭС Центра	338,9	10579,0	961,4	10719,0	813,2	10368,0	39,0	4800,0	126,0	4960,0	441,4	2134,0	94,0	4372,0	2813,8	47932
750 кВ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	10	0
500 кВ	68,16	2002	322,8	2419	477	1503	0	1000	110	2000	0	334	60	1502	1037,96	10760
330 кВ	0	250	0	1139	0	200	0	400	10	450	0	0	0	0	10	2439
220 кВ	270,7	8327	638,56	7161	336,2	8665	39	3400	6	2510	441,4	1800	24	2870	1755,86	34733
ОЭС Юга	359,0	2261,0	784,0	1881,0	90,0	2148,0	1179,4	3731,0	363,8	200,0	268,0	700,0	702,9	1619,0	3747,1	12540
500 кВ	0,0	501,0	426,0	0,0	0,0	0,0	782,8	2171,0	300,0	0,0	0,0	0,0	519,0	1169,0	2027,8	3841
330 кВ	4,0	525,0	220,0	500,0	74,0	850,0	143,6	285,0	60,0	200,0	180,0	450,0	2,0	250,0	683,6	3060
220 кВ	355,0	1235,0	138,0	1381,0	16,0	1298,0	253,0	1275,0	3,8	0,0	88,0	250,0	181,9	200,0	1035,7	5639
ОЭС Средней Волги	320,6	875,0	575,1	750,0	309,0	2251,0	381,0	725,0	462,0	125,0	360,0	0,0	756,7	2726,0	3164,4	7452
500 кВ	295,6	0	400,1	750,0	0,0	1250,0	286,0	0,0	0,0	0,0	160,0	0,0	541,0	1551,0	1682,7	3551
220 кВ	25	875	175	0	309	1001	95	725	462	125	200	0	215,7	1175	1481,7	3901
ОЭС Урала	805,4	3055,0	1613,3	5341,0	1250,0	3529,0	784,0	3121,0	1139,6	3460,0	332,3	1878,0	610,0	500,0	6534,62	20884
500 кВ	143,6	501	587,6	2304	0	1669	44	2171	0	1578	248,3	1503	0	0	1023,5	9726
220 кВ	661,8	2554	1025,72	3037	1250	1860	740	950	1139,6	1882	84	375	610	500	5511,12	11158
ОЭС Сибири	1386,0	5911,0	1063,4	3943,0	2056,0	5246,0	988,5	5458,0	2882,6	1910,0	2114,0	2383,0	1562,0	2822,0	12052,51	27673
500 кВ	942,23	2738	725,4	668	1171	1595	419	3507	242,2	534	1017	668	3	1670	4519,83	11380
220 кВ	443,78	3173	338	3275	885	3651	569,5	1951	2640,4	1376	1097	1715	1559	1152	7532,68	16293
ОЭС Востока	1765,6	870,0	1317,4	1282,0	2243,0	977,0	472,2	1228,0	452,4	0,0	733,4	276,0	997,0	1400,0	7981	6033
500 кВ	359,1	0	0	0	0	0	0	0	450	0	0	0	280	0	1089,1	0
220 кВ	1406,5	870	1317,4	1282	2243	977	472,2	1228	2,4	0	733,4	276	717	1400	6891,9	6033
ИТОГО	5666,4	24152,0	6559,3	25591,0	7057,5	24769,0	4343,4	25974,0	6222,7	15630,0	5608,1	7371,0	5173,2	14249,0	40630,55	137736
±300 кВ	0	0	0	0	0	0	128,0	4860,0	0	0	0	0	0	0	128	4860
750 кВ	0,0	0,0	0	0	0	0	133	1000	0,0	0,0	0,0	0	460	0	592,5	1000
500 кВ	1808,7	5742,0	2461,9	6141,0	1648,0	6017,0	1531,8	8849,0	1102,2	4112,0	1425,3	2505,0	1403,0	5892,0	11380,89	39258
330 кВ	384,1	1225,0	462,7	3289,0	76,0	1300,0	382,4	1210,0	675,1	5340,0	1289,0	450,0	2,6	900,0	3271,9	13714
220 кВ	3473,6	17185,0	3634,7	16161,0	5333,5	17452,0	2168,7	10055,0	4445,4	6178,0	2893,8	4416,0	3307,6	7457,0	25257,26	78904

Приложение №19
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2013-2019 годы

Сводные данные по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 220 кВ, на основании схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации (СиПР), утвержденных в 2012 году

Наименование субъекта Российской Федерации	Класс напряжения, кВ	Суммарная протяженность, км	Суммарная трансформаторная мощность, МВА	Примечание
ОЭС Северо-Запада				
Архангельская область	110	542,54	1499,4	
	35	60	138,4	
Калининградская область	110	156,17	1140	
	10-0,4	370	0	
Республика Карелия	110	49,8	158	
	35	87,59	53,5	
	10-0,4	89,76	19,41	
Республика Коми	110	30,268	64	
г. Санкт-Петербург	110	368,9	4944	
Мурманская область	110	901,2	783	Сводная информация с учетом электрических сетей напряжением 150 кВ
Новгородская область	110	105	243,6	
ОЭС Центра				
Белгородская область				В СиПР отсутствует информация по сводным данным по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 220 кВ
Брянская область	110	144,5	613,6	
Владимирская область	10-0,4	99,937	0	
Вологодская область	110	156,75	475,6	
	35	123,1	137,4	
Воронежская область	110	0	406	
	35	0	50	
Ивановская область	110	90,42	112	
	35	10,96	0	
	10-0,4	1571,7	0	
Калужская область	110	66,5	238	
Костромская область	110	0	221	
Курская область	110	436,3	502,2	
	35	131,6	0	
	10-0,4	339,94	0	
Липецкая область	110	64,42	528	
	10-0,4	0	0	
г. Москва	110	324,68	0	
	35	0	0	
	10-0,4	947,4	0	
Московская область	110	971,85	6210,6	
	35	13,1	360,2	
Орловская область	110	366	346	
	35	147	13	
Рязанская область	110	115,8	762,5	
	35	37,1	48,1	
	10-0,4	263,5	28,3	

Смоленская область	110	211	766,3	
	35 и ниже	1272,16	69,53	
Тамбовская область	110	14	642,9	
	10-0,4	826	0	
Тверская область	110	172	595	
	35	111	390	
Тульская область	110	273,9	390	
	35	48,9	30	
	10-0,4	2980,391	56,935	
Ярославская область	110	105,4	400,8	
	35	34,6	40,6	
	10-0,4	0	0	
ОЭС Средней Волги				
Республика Марий Эл	110	229,1	0,0	
	35	77,1	0,0	
Республика Мордовия				В СиПР отсутствует информация по сводным данным по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 220 кВ
Нижегородская область	110	64	1162	
	35	12,2	124	
Пензенская область	110	314,9	6,3	
Саратовская область	110	23	377	
Республика Татарстан				в СиПР есть только перечень объектов, без физических объемов и капитальных вложений
Ульяновская область	110	10,1	142	
ОЭС Юга				
Республика Адыгея	110	70,1	72	
	35	0	90,7	
Астраханская область	110	68,5	376,37	
	10-0,4	213,64	0	
Волгоградская область				СиПР не утверждена
Республика Дагестан				В СиПР отсутствует информация по сводным данным по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 220 кВ
Республика Калмыкия	110	90,44	52,5	
Краснодарский край	110	1315,81	4470	
	35	184,7	544,7	
Ростовская область	110	133,1	587,21	
	35	31,68	0	
Республика Северная Осетия-Алания	110	316,12	319	
Ставропольский край	110	456,39	304,66	
	35	35	33,44	
Чеченская республика	110	376,2	779	
	35	135,8	96,1	
ОЭС Урала				
Кировская область	110	26,22	200	
	35	1,71	40	
Курганская область				
Оренбургская область	110	226,02	376,8	
Пермский край	110	249,1	682	
	35	62,6	104	

Республика Башкортостан				В СиПР отсутствует информация по сводным данным по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 220 кВ
Свердловская область	110	113,1	612	
Тюменская область	110	36,4	261,2	
Удмуртская республика	110	107,6	338	
Ханты-Мансийский автономный округ	110	207,4	450	
	35	166,48	125,2	
Челябинская область				В СиПР отсутствует информация по сводным данным по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 220 кВ
Ямало-Ненецкий автономный округ	110	146,8	130	
ОЭС Сибири				
Алтайский край	110	482,8	509	
Забайкальский край				В СиПР отсутствует информация по сводным данным по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 220 кВ
Иркутская область	110	1319,5	972,1	
	35	1537,46	812,2	
	10-0,4	731,47	1446,75	
Кемеровская область	110	887,38	799	
Новосибирская область	110	512,326	2330,6	
	35	316,55	40,4	
Омская область				В СиПР отсутствует информация по сводным данным по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 220 кВ
Республика Алтай	110			
	10-0,4	2000	0	
Республика Бурятия	110	373	0	
	35	4	0	
	10-0,4	292	0	
Республика Хакасия	110	0	40,1	
	35	26,5	0	
	10-0,4	181,2	26,9	
Томская область	110	2,7	62,16	
	35	39,4	17,3	
	10-0,4	197,532	2966,5	
ОЭС Востока				
Хабаровский край	110	19	130	
	35	0	50	
Амурский край	110	37,64	0	
	35	26,3	20	
Республика Саха (Якутия)				В СиПР отсутствует информация по сводным данным по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 220 кВ