



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

П Р И К А З

1 августа 2014 г.

№ 495

Москва

Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2014 – 2020 годы

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

Утвердить прилагаемую схему и программу развития Единой энергетической системы России на 2014 – 2020 годы.



Департамент развития электроэнергетики
Черкаева Светлана Васильевна
8 (495) 631-97-47

А.В. Новак

УТВЕРЖДЕНА
приказом Минэнерго России
от « 1 » августа 2014 г. № 495

Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2014 – 2020 годы

1. Основные цели и задачи

Схема и программа развития Единой энергетической системы (далее – ЕЭС) России на 2014 – 2020 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, 2013, № 33, ст. 4392, 2014, № 9, ст. 907).

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 2014 – 2020 годы

Прогноз спроса на электрическую энергию по ЕЭС России на период 2014 – 2020 годов выполнен в двух вариантах: базовом со среднегодовым темпом прироста 1,02 % и умеренно-оптимистичном со среднегодовым темпом прироста 1,81 %. Варианты разработаны на основе показателей одобренного Правительством Российской Федерации в сентябре 2013 года «Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2014 год и плановый период 2015 и 2016 годов», учитывающего итоги развития российской экономики за январь – ноябрь 2013 года, а также прогнозные показатели федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и Банка России.

На более отдаленную перспективу приняты показатели скорректированного «Прогноза долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года», разработанного Минэкономразвития России исходя из задач, сформулированных в Концепции долгосрочного социально-экономического развития России до 2020 года. Прогноз социально-экономического развития России на период до 2030 года представлен в трех основных сценариях долгосрочного развития: консервативном, умеренно-оптимистичном и форсированном (целевом).

В связи с ухудшением прогнозируемой динамики экономического развития страны в среднесрочный период (до 2016 года) в качестве базового сценария развития России на весь перспективный период рассматривается консервативный сценарий. Изменение прогноза основных макроэкономических параметров в течение 2013 года отражено в таблице 2.1.

Базовая траектория экономического роста (по показателю валового внутреннего продукта (далее – ВВП)) на период 2014 – 2020 годов в 2013 году была снижена с 4,0 % (прогноз в марте 2013 года) до 3,1 % (прогноз в октябре 2013 года). Наибольшая коррекция показателей прогноза связана с динамикой инвестиций. Прогноз среднегодового прироста инвестиций в период 2014 – 2020 годов снижен с 7,3 % до 5,4 %. Среднегодовой темп прироста объема промышленного производства уменьшен с 2,6 % до 2,3 %. В результате более низких темпов развития экономики прирост ВВП к 2020 году относительно 2013 года снижен с 31 % до 24 %, промышленного производства с 20 % до 17 %.

Таблица 2.1. Изменение прогноза основных макроэкономических параметров до 2020 года, % *

Показатели	Варианты	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Ср. год прирост за 2014-2020 годы	Прирост 2020 года к 2013 году
ВВП	март 2013 года	1,8	3,0	3,3	3,8	4,3	4,6	4,6	4,3	4,0	31
	Октябрь 2013 года	1,8	3,0	3,1	3,3	3,8	3,2	2,7	2,5	3,1	24
Промышленное производство	март 2013 года	0,7	2,2	2,3	2,0	2,7	3,0	3,0	3,1	2,6	20

Показатели	Варианты	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Ср. год прирост за 2014-2020 годы	Прирост 2020 года к 2013 году
	Октябрь 2013 года	0,7	2,2	2,3	2,0	2,3	2,5	2,5	2,5	2,3	17
Производство продукции сельского хозяйства	март 2013 года	7,0	2,9	3,3	2,8	2,1	1,9	1,7	1,7	2,3	18
	Октябрь 2013 года	7,0	2,0	3,0	2,6	1,5	1,4	1,3	1,4	1,9	14
Инвестиции	март 2013 года	2,5	4	6,8	6,7	7,5	9	9,2	8,1	7,3	64
	Октябрь 2013 года	2,5	3,9	5,6	6	5,5	6,5	5,4	5,1	5,4	45
Розничный товарооборот	март 2013 года	4,2	4	4,4	4,7	4,9	5	4,9	4,6	4,6	37
	Октябрь 2013 года	4,2	4	4,4	4,7	4,3	4	3,6	3,3	4,0	32
Платные услуги населению	март 2013 года	2,2	2,5	3,1	3,4	3,8	4,2	4,6	4,3	3,7	29
	Октябрь 2013 года	2,2	2,5	3,1	3,4	4,1	3,8	3,6	3,3	3,4	26

* на основании материалов «Прогноз долгосрочного социально-экономического развития России на период до 2030 года»

В декабре 2013 года Минэкономразвития России снизило рост ВВП в 2013 году до 1,4 %, в 2014 году до 2,5 %, в 2015 году до 2,8 %.

Завершение посткризисного восстановительного роста 2010 – 2012 годов вывело экономику страны на новый этап развития, когда действие большинства факторов, определявших докризисный и послекризисный рост, оказались в значительной степени исчерпанными. Это привело к замедлению темпов роста в 2013 году. Существенно возросли структурные ограничения для роста, связанные с неразвитостью инфраструктуры, устаревающим оборудованием, неблагоприятной демографией, а также возрастающим дефицитом квалифицированных кадров.

Итоги социально-экономического развития России в январе – ноябре 2013 года приведены в таблице 2.2.

Замедление темпов экономического развития, начавшееся во второй половине 2012 года, вызвано фундаментальными факторами. Один из них – значительное сокращение объема инвестиций в 2013 году, сопровождающееся снижением их качества. Инвестиции направляются в основном на расширение торговых площадей, а не на обновление устаревающих производственных мощностей.

Негативное влияние на снижение общеэкономического роста оказывает отсутствие роста промышленного производства, вызванное в значительной степени спадом в обрабатывающих производствах. Сократились машиностроительное, целлюлозно-бумажное и металлургическое производства, в том числе наиболее электроемкое производство цветных металлов.

Таблица 2.2 –Изменение основных показателей развития экономики, % к соответствующему периоду предыдущего года*

Показатели	январь-ноябрь 2012 года	январь-ноябрь 2013 года
ВВП	103,6	101,3

Показатели	январь-ноябрь 2012 года	январь-ноябрь 2013 года
Промышленное производство	102,7	99,9
Обрабатывающие производства	104,4	99,4
Производство продукции сельского хозяйства	95,1	106,8
Инвестиции в основной капитал	108,2	99,2
Объем работ по виду деятельности «Строительство»	102,6	98,7
Ввод в действие жилых домов	104,7	112,1
Оборот розничной торговли	106,5	103,9
Объем платных услуг населению	103,8	102,2

* по материалам мониторинга Минэкономразвития России «Об итогах социально-экономического развития Российской Федерации в январе-ноябре 2013 года»

По расчетам Минэкономразвития России индекс производства первичного алюминия составил к соответствующему периоду 2012 года менее 88 %. Объемы производства на российских алюминиевых заводах определяются, в том числе, долгосрочной программой ОК«РУСАЛ» по оптимизации своих производственных мощностей и поэтапного закрытия наименее эффективных из них. Понижение объемов производства наблюдаются, в первую очередь, на неконкурентоспособных алюминиевых заводах Западного дивизиона (объемы производства ноября по отношению к данному показателю в январе 2013 года составили около 25 %).

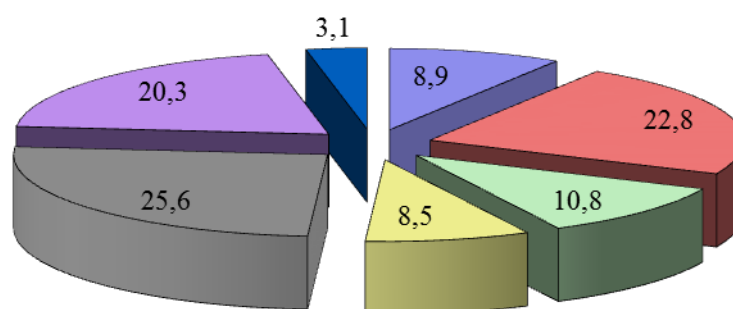
Полностью приостановлено или снижено производство первичного алюминия на Богословском, Волгоградском, Волховском, Уральском, Саяногорском, Иркутском, Новокузнецком, Надвоицком и Хакасском алюминиевых заводах.

Индекс производства продукции сельского хозяйства вырос на 6,8 %, что обусловлено ростом производства продукции растениеводства, а также увеличением производства продуктов мясного животноводства.

Снижение темпов роста основных макроэкономических показателей повлияло на величину электропотребления. Объем потребления электрической энергии в рамках ЕЭС России в 2013 году уменьшился относительно 2012 года на 0,6 % и составил 1009,816 млрд. кВт.ч.

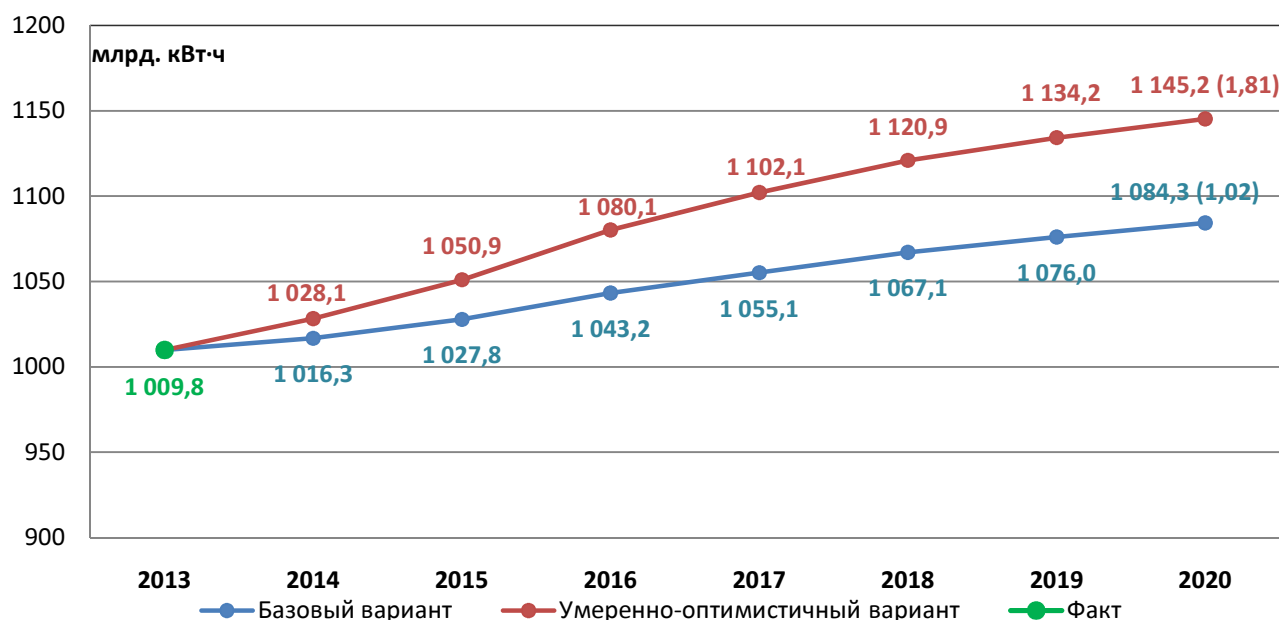
Территориальное распределение потребления электрической энергии по объединенным энергосистемам (далее – ОЭС), отражающее сложившиеся региональные пропорции российской экономики, характеризуется преобладанием трех крупнейших ОЭС – Центра, Урала и Сибири, их доля составила в 2013 году около 69 % от общего объема электропотребления ЕЭС России (рисунок 2.1).

Прогнозируемые варианты спроса на электрическую энергию по ЕЭС России на период 2014 – 2020 годов, разработанные в рамках консервативного (вариант 1) и умеренно-оптимистичного (вариант 2) сценариев долгосрочного социально-экономического развития России с учетом изменения макроэкономических показателей за январь – ноябрь 2013 года, приведены на рисунке 2.2.



- ОЭС Северо-Запада
- ОЭС Средней Волги
- ОЭС Урала
- ОЭС Востока
- ОЭС Центра
- ОЭС Юга
- ОЭС Сибири

Рисунок 2.1. Территориальная структура электропотребления по ОЭС за 2013 год, %



Примечание: в скобках даны среднегодовые темпы прироста за 2014 – 2020 годы, %

Рисунок 2.2. Прогноз спроса на электрическую энергию по ЕЭС России до 2020 года

Общий спрос на электрическую энергию по ЕЭС России к концу прогнозного периода оценивается в размере 1084,311 млрд. кВт.ч в базовом варианте и 1 145,206 млрд. кВт.ч в умеренно-оптимистичном варианте. Это больше показателя электропотребления 2013 года на 74,495 млрд. кВт.ч и 135,39 млрд. кВт.ч соответственно. Превышение уровня 2013 года составит в 2020 году более 7 % по базовому варианту при среднегодовом приросте за период 1,02 % и более 13 % по умеренно-оптимистичному варианту при среднегодовом приросте 1,81 %. Разница между вариантами на уровне 2020 года оценивается в 60,89 млрд. кВт.ч, что составляет порядка 6 %.

В таблице 2.3 представлена прогнозная динамика соотношения между годовыми темпами изменения электропотребления и ВВП – коэффициентов эластичности электропотребления к ВВП для базового варианта.

Таблица 2.3 – Динамика коэффициентов эластичности электропотребления к ВВП для базового варианта

Показатели	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Среднегодовой показатель
ВВП, годовой темп прироста, %	2,5	2,8	3,3	3,8	3,2	2,7	2,5	3,0
Потребление электрической энергии ЕЭС России, годовой темп прироста, %*	0,65	1,06	1,31	0,85	1,12	0,83	0,78	0,94
Эластичность к ВВП, в относительных единицах	0,26	0,38	0,40	0,22	0,35	0,31	0,31	0,32

* – годовые темпы прироста электропотребления рассчитаны без учета объема электропотребления присоединяемых к ОЭС Востока в 2016 году Центрального и Западного энергорайонов Республики Якутия.

Годовые коэффициенты эластичности при среднем значении за период 0,31 колеблются от 0,22 до 0,40. Темп роста общероссийского показателя ВВП опережает темп роста электропотребления (в рамках ЕЭС России) в 3,4 раза.

В базовом варианте относительно высокие темпы прироста спроса на электрическую энергию в ЕЭС России ожидаются в 2015 – 2018 годах, что соответствует прогнозируемым для этих лет повышенным относительно других годов темпам прироста ВВП и инвестиций в консервативном сценарии развития экономики. Дополнительным фактором увеличения потребления электрической энергии в 2016 году является значительный прирост спроса на электрическую энергию в ОЭС Востока за счет присоединения Центрального и Западного энергорайонов Республики Саха (Якутия) в 2016 году.

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС и территориальным энергосистемам составлен на базе фактических показателей электропотребления за последние годы с учетом анализа имеющихся заявок и заключенных договоров на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии к электрическим сетям с оценкой прироста потребности в электрической энергии для каждого из вариантов. При разработке прогноза использованы сведения о максимальной мощности присоединяемых энергопринимающих устройств, сроках их ввода в эксплуатацию, а также о характере нагрузки (вид деятельности хозяйствующего субъекта), позволяющие оценить распределение прироста потребности в электрической энергии по видам экономической деятельности и годам прогнозирования. В качестве ориентиров и приоритетов предстоящего развития приняты материалы стратегий социально-экономического развития до 2020 (2025) года, разработанных Минрегионом России совместно с органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации и утвержденных 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 двух прогнозных вариантов спроса на электрическую энергию в ЕЭС России, представлены в таблицах 2.4 и 2.5, по территориям субъектов Российской Федерации – в Приложениях 1 и 2.

Таблица 2.4 – Прогноз электропотребления по ЕЭС России на период до 2020 года, млрд. кВт.ч. **Базовый вариант**

	Факт	Прогноз							Ср.год. прирост за 2014 – 2020 годы, %
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
ОЭС Северо-Запада	90,289	90,920	91,659	92,848	92,796	93,599	94,329	94,385	
<i>годовой темп прироста, %</i>	-2,34	0,70	0,81	1,30	-0,06	0,87	0,78	0,06	0,64
ОЭС Центра	230,433	232,978	235,276	237,430	239,598	242,193	244,321	246,229	
<i>годовой темп прироста, %</i>	0,44	1,10	0,99	0,92	0,91	1,08	0,88	0,78	0,95
ОЭС Средней Волги	108,792	109,686	110,702	111,934	112,425	113,037	113,656	114,492	
<i>годовой темп прироста, %</i>	0,27	0,82	0,93	1,11	0,44	0,54	0,55	0,74	0,73
ОЭС Юга	85,585	85,734	87,053	88,837	90,338	91,829	93,423	94,691	
<i>годовой темп прироста, %</i>	-1,07	0,17	1,54	2,05	1,69	1,65	1,74	1,36	1,46
ОЭС Урала	257,789	258,948	261,150	264,175	265,619	267,730	268,902	271,624	
<i>годовой темп прироста, %</i>	0,31	0,45	0,85	1,16	0,55	0,79	0,44	1,01	0,75
ОЭС Сибири	205,320	206,398	209,457	212,234	214,999	217,192	218,009	219,182	
<i>годовой темп прироста, %</i>	-2,31	0,53	1,48	1,33	1,30	1,02	0,38	0,54	0,94
ОЭС Востока	31,608	32,000	32,461	35,706	39,369	41,489	43,326	43,708	
<i>годовой темп прироста, %</i>	-0,21	1,24	1,44	10,00	10,26	5,38	4,43	0,88	4,74
ЕЭС России	1009,816	1016,664	1027,758	1043,164	1055,144	1067,069	1075,966	1084,311	
<i>годовой темп прироста, %</i>	-0,58	0,68	1,09	1,50	1,15	1,13	0,83	0,78	1,02

Таблица 2.5 – Прогноз электропотребления по ЕЭС России на период до 2020 года, млрд. кВт.ч. **Умеренно-оптимистичный вариант**

	Факт	Прогноз							Ср.год. прирост за 2014 – 2020 годы, %
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
ОЭС Северо-Запада	90,289	91,854	93,463	95,354	95,970	97,406	98,680	99,698	
<i>годовой темп прироста, %</i>	-2,34	1,73	1,75	2,02	0,65	1,50	1,31	1,03	1,43
ОЭС Центра	230,433	235,381	240,643	244,722	249,160	253,360	257,310	260,518	
<i>годовой темп прироста, %</i>	0,44	2,15	2,24	1,70	1,81	1,69	1,56	1,25	1,77
ОЭС Средней Волги	108,792	110,143	112,232	114,558	116,090	117,471	118,961	119,987	
<i>годовой темп прироста, %</i>	0,27	1,24	1,90	2,07	1,34	1,19	1,27	0,86	1,41
ОЭС Юга	85,585	87,392	89,023	92,126	94,791	97,648	99,729	101,342	
<i>годовой темп прироста, %</i>	-1,07	2,11	1,87	3,49	2,89	3,01	2,13	1,62	2,44
ОЭС Урала	257,789	262,838	268,533	274,614	278,156	282,511	283,807	285,834	
<i>годовой темп прироста, %</i>	0,31	1,96	2,17	2,26	1,29	1,57	0,46	0,71	1,49
ОЭС Сибири	205,320	207,990	213,357	220,599	225,508	227,578	228,667	230,049	
<i>годовой темп прироста, %</i>	-2,31	1,30	2,58	3,39	2,23	0,92	0,48	0,60	1,64
ОЭС Востока	31,608	32,537	33,697	38,156	42,442	44,941	47,053	47,778	
<i>годовой темп прироста, %</i>	-0,21	2,94	3,57	13,23	11,23	5,89	4,70	1,54	6,08
ЕЭС России	1009,816	1028,135	1050,948	1080,129	1102,117	1120,915	1134,207	1145,206	
<i>годовой темп прироста, %</i>	-0,58	1,81	2,22	2,78	2,04	1,71	1,19	0,97	1,81

В базовом варианте прогноза спроса на электрическую энергию в двух ОЭС прогнозируются повышенные относительно среднего по ЕЭС России темпы прироста спроса на электрическую энергию – ОЭС Востока (4,74 %) и ОЭС Юга (1,46 %). В ОЭС Центра и ОЭС Сибири среднегодовой темп прироста близок к среднему по ЕЭС. Для остальных ОЭС среднегодовые темпы прироста прогнозируются ниже среднего по ЕЭС России.

В умеренно-оптимистичном варианте распределение ОЭС по темпам прогнозируемого прироста спроса на электрическую энергию аналогично базовому варианту.

В таблице 2.6 приведена территориальная структура потребления электрической энергии по двум прогнозным вариантам на уровне 2013 и 2020 годов.

Таблица 2.6 –Изменение территориальной структуры электропотребления для базового и умеренно-оптимистичного вариантов к 2020 году

	Факт 2013 года		Базовый вариант		Умеренно- оптимистичный вариант	
			2020 год			
	млрд. кВт.ч	%	млрд. кВт.ч	%	млрд. кВт.ч	%
ОЭС Северо-Запада	90,289	8,9	94,385	8,7	99,698	8,7
ОЭС Центра	230,433	22,8	246,229	22,7	260,518	22,7
ОЭС Средней Волги	108,792	10,8	114,492	10,6	119,987	10,5
ОЭС Юга	85,585	8,5	94,691	8,7	101,342	8,8
ОЭС Урала	257,789	25,6	271,624	25,1	285,834	25,0
ОЭС Сибири	205,320	20,3	219,182	20,2	230,049	20,1
ОЭС Востока	31,608	3,1	43,708	4,0	47,778	4,2
ЕЭС России	1009,816	100	1084,311	100	1145,206	100

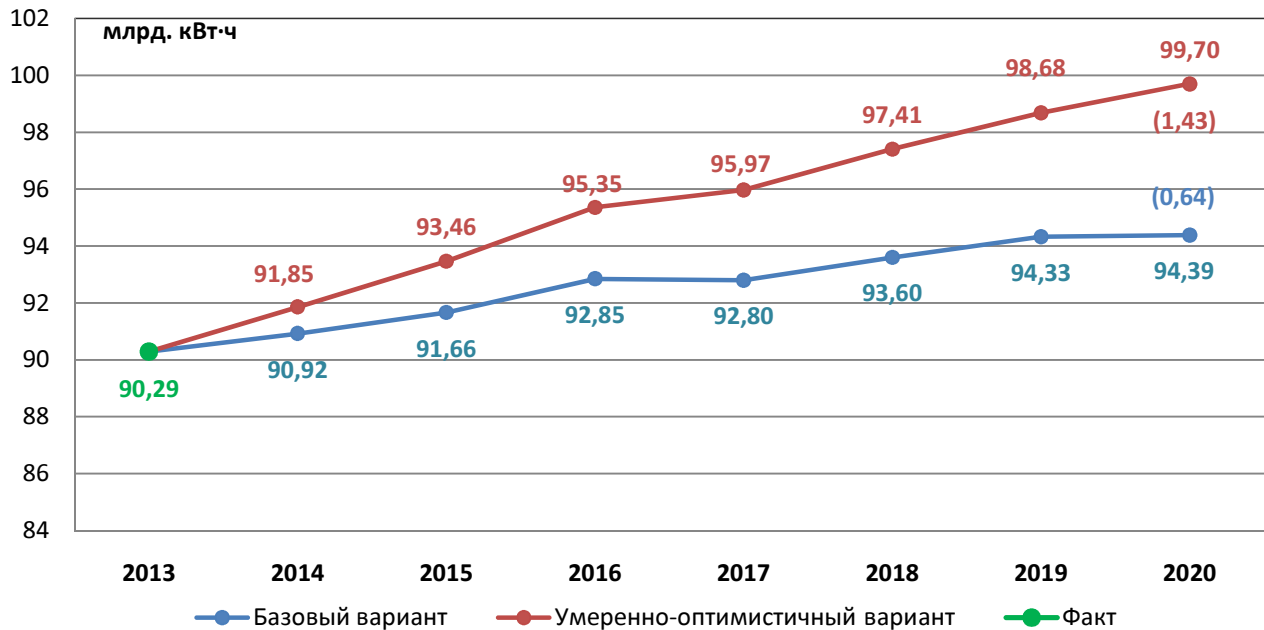
Суммарная доля трех крупнейших ОЭС (Центра, Урала и Сибири) уменьшается к 2020 году относительно современной структуры потребления электрической энергии как в базовом (до 68,1 %), так и в умеренно-оптимистичном (до 67,8 %) вариантах, в первую очередь, за счет снижения доли ОЭС Урала.

Анализ динамики изменения электропотребления по ОЭС

ОЭС Северо-Запада

Объем электропотребления по ОЭС Северо-Запада снизился в 2013 году относительно предыдущего года на 2,3 % и составил 90,289 млрд. кВт.ч.

К 2020 году объем спроса на электрическую энергию в ОЭС Северо-Запада прогнозируется на уровне 94,385 млрд. кВт.ч по базовому варианту (среднегодовой темп прироста за период – 0,64 %) и 99,698 млрд. кВт.ч по умеренно-оптимистичному варианту (среднегодовой темп прироста за период – 1,43 %) (рисунок 2.3).



Примечание: в скобках даны среднегодовые темпы прироста за 2014 – 2020 годы, %

Рисунок 2.3. Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Северо-Запада на период до 2020 года

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

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

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

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

Проекты по развитию целлюлозно-бумажного и деревообрабатывающего производства будут реализовываться в Ленинградской области за счет строительства завода ООО «Выборгская лесопромышленная корпорация» по производству пеллет мощностью до 1 млн. тонн в год в Ленинградской области.

Главными приоритетами в развитии машиностроительного комплекса на территории ОЭС Северо-Запада являются судостроение, энергомашиностроение, приборостроение и автомобилестроение. Основные проекты: расширение производства высоковольтного электротехнического оборудования ОАО «Силовые машины» в г. Санкт-Петербург, увеличение объемов производства на заводе

Ford(г. Всеволожск), создание автомобильного кластера ООО «Автотор Холдинг» в Калининградской области, включающего заводы по сборке автомобилей и производству комплектующих деталей.

Основными проектами по производству строительных материалов на территории ОЭС Северо-Запада являются: развитие промышленной зоны в Чудовском районе Новгородской области по производству строительных материалов: цемента и минераловатной теплоизоляции на основе базальтовых волокон, строительство завода по производству кирпича и керамических изделий в пос. Никольское Ленинградской области. Вследствие роста спроса на грузоперевозки, освоения природных богатств континентального шельфа Арктической зоны прогнозируется увеличение доли транспорта в структуре электропотребления.

В связи с освоением Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения на Ямале, с конца 2008 года ведется строительство нового газотранспортного коридора «Бованенково – Ухта», который примыкает к газопроводной магистрали «Ямал – Европа» в г.Ухта. Осенью 2012 года уже введены в эксплуатацию первые пусковые комплексы Бованенковского месторождения. Добыча на месторождении будет поэтапно наращиваться по мере подключения новых скважин и ввода дожимных компрессорных станций. В 2017 году объем добычи планируется вывести на проектную мощность – 115 млрд.куб.м газа в год, что соответствует примерно шестой части (17 %) от текущего уровня добычи газа в России.

Развитие сети трубопроводного транспорта на территории ОЭС Северо-Запада связано со строительством газопровода «СРТО – Торжок» (г. Новый Уренгой – г. Ухта – г. Торжок). Проект даст возможность увеличить мощности по поставкам газа потребителям Северо-Западного региона России, а также экспорту газа по газопроводу «Ямал – Европа».

Важным элементом транспортной системы всей Европейской части России должен стать Мурманский транспортный узел, развитие которого предполагает строительство новых мощностей по обработке грузов различного характера, в том числе нефти и нефтепродуктов.

Город Санкт-Петербург и Ленинградская область остаются субъектами, обеспечивающими основной экономической и инновационный потенциал Северо-Западного региона. На энергосистему г. Санкт-Петербург и Ленинградской области в 2013 году приходилось 47,8 % всего электропотребления ОЭС Северо-Запада, к 2020 году этот показатель возрастет до 48,5 % в базовом варианте и до 49,3 % - в умеренно-оптимистичном варианте прогноза.

Объем спроса на электрическую энергию возрастет до 45,772 млрд. кВт.ч (базовый вариант) в 2020 году при 43,183 млрд. кВт.ч в 2013 году, что соответствует среднегодовым темпам прироста за период 2014 – 2020 годы 0,8 %. В умеренно-оптимистичном варианте электропотребление в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской энергосистеме к 2020 году составит 49,129 млрд. кВт.ч при среднегодовых темпах прироста 1,9 %.

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

Одним из важнейших проектов является развитие морского торгового порта Усть-Луга (в том числе строительство комплекса по перегрузке сжиженных углеводородных газов). Приграничное и приморское положение г. Санкт-Петербург будет способствовать развитию города как важнейшего транспортного узла, что позволит провести модернизацию существующих мощностей Большого порта Санкт-Петербург. Помимо этого, в Усть-Луге планируется реализация крупных проектов по переработке природного газа (Балтийский карбамидный завод).

Рост спроса на электрическую энергию в сфере услуг определяется строительством торгово-досуговых и бизнес-центров (ОДХ Охта, Невская Ратуша, конгрессно-выставочный комплекс ЗАО «ЭкспоФорум» и др.), технопарков в области информационных технологий, туристско-рекреационных, спортивных (комплекс зимних видов спорта в Токсово, объекты к Чемпионату мира по футболу 2018 года, включая стадион «Газпром Арена») и гостиничных комплексов, крупномасштабным жилищным строительством (строительство жилых кварталов «Балтийская жемчужина», «Шушары», «Славянка» и др.). Развитие внутригородского транспорта предполагает дальнейшее развитие Санкт-Петербургского метрополитена

Согласно прогнозу, г. Санкт-Петербург и Ленинградская область обеспечат 63,2 % прироста спроса на электрическую энергию по ОЭС Северо-Запада в период до 2020 года.

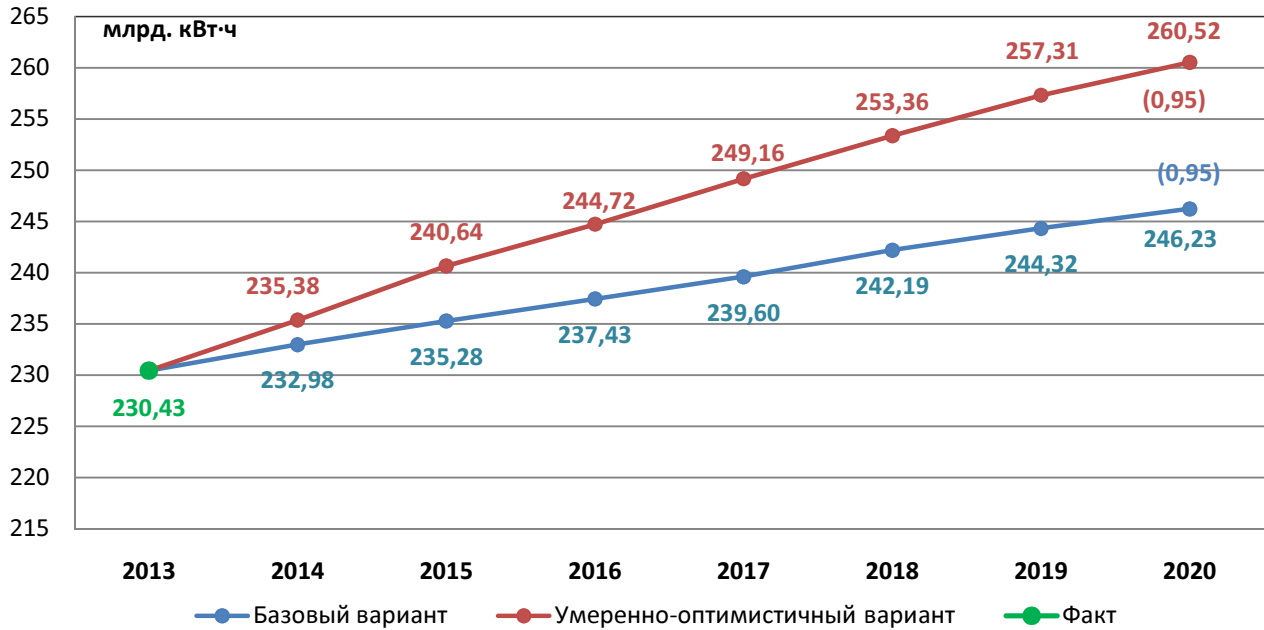
Интенсивно развивающимся регионом является также Калининградская область, где реализуется ряд крупных инвестиционных проектов в обрабатывающих производствах. В соответствии с прогнозом, к 2020 году электропотребление в Калининградской области вырастет на 20,1 % – до 5,30 млрд. кВт.ч при среднегодовых темпах прироста – 2,65 %, опережая по этому показателю все остальные субъекты ОЭС Северо-Запада.

Одним из главных инвестиционных проектов в регионе является создание ряда промышленных зон и индустриальных парков (промышленная зона Гурьевская (управляющая фирма – ООО «Промышленный округ «Ноухаузен»), ИТ-парк в г. Калининград и др.), где планируется создание новых обрабатывающих производств, развитие малого и среднего бизнеса. В области активно развивается автомобильный кластер ООО «Автотор Холдинг»: к 2020 году производство автомобилей иностранных марок должно составить 350 тыс.штук. Помимо заводов по крупноузловой сборке автомобилей, предполагается ввести в эксплуатацию предприятия по производству комплектующих деталей, которые будут встроены в единую технологическую цепочку со сборочными производствами.

ОЭС Центра

Объем электропотребления по ОЭС Центра увеличился в 2013 году относительно предыдущего года на 0,4 % и составил 230,433 млрд. кВт.ч.

Прогнозируемый объем спроса на электрическую энергию в ОЭС Центра к 2020 году оценивается в размере 246,229 млрд. кВт.ч по базовому варианту (среднегодовой темп прироста за период – 0,95 %) и 260,518 млрд. кВт.ч по умеренно-оптимистичному варианту (среднегодовой темп прироста за период – 1,77 %) (рисунок 2.4).



Примечание: в скобках даны среднегодовые темпы прироста за 2014 – 2020 годы, %

Рисунок 2.4. Прогноз электропотребления по ОЭС Центра на период до 2020 года

В ряде территориальных энергосистем среднегодовые приросты спроса на электрическую энергию по умеренно-оптимистичному прогнозу за 2014 – 2020 годы выше, чем по ОЭС Центра в целом: в энергосистемах Калужской (5,7 %), Брянской (3,0 %), Воронежской (2,4 %), Тульской (2,0 %) областей, в которых планируется реализация относительно крупных инвестиционных проектов. Среди основных проектов, которые оказывают существенное влияние на рост электропотребления ОЭС Центра – модернизация, расширение и ввод новых металлургических производств, формирующих основной спрос на электрическую энергию в промышленных отраслях региона. В рассматриваемый период планируются: строительство нового сталепрокатного завода по выпуску строительной арматуры из металлолома с производственной мощностью до 1,2 млн. стали в год в Ковровском районе Владимирской области – ЗАО «Ковровский сталепрокатный завод», ввод в индустриальном парке «Ворсино» второй очереди электрометаллургического завода «НЛМК-Калуга» в Калужской области, реализация проекта по выпуску стальных труб среднего диаметра для газовой и нефтяной промышленности (ОАО «Газтрубинвест») в Костромской области, развитие действующих производств в Белгородской области – расширение ОАО «Лебединский ГОК», строительство новых мощностей по добыче железной руды и производству концентрата на ОАО «Стойленский ГОК»; техническое перевооружение крупнейшего в России металлургического завода по производству вагонного литья – ООО «Промышленная компания «Бежицкий сталелитейный завод» в Брянской области.

Рост спроса на электрическую энергию со стороны предприятий машиностроительного комплекса определяется реконструкцией и техническим перевооружением существующих машиностроительных предприятий (Тверской и

Брянский вагоностроительные заводы, входящие в состав компании «Трансмашхолдинг» – крупнейшей российской компании транспортного машиностроения), возможностью создания новых производств по сборке автомобилей (Ступинский район Московской области) и производству автокомпонентов (завод по производству дизелей – совместное предприятие DIESEL TECHNOLOGY в г. Коломна Московской области), развитием автомобильного кластера (Калужская область).

Основными проектами по производству строительных материалов на территории ОЭС Центра будут являться в Калужской области – ООО «Калужский цементный завод», в Рязанской области – ОАО «Серебрянский цементный завод», в Орловской области – цементный завод ОАО «ОрелСтройТех», в Тверской области – ОАО «Верхневолжский кирпичный завод». В регионах ОЭС Центра сосредоточено около 24 % всего цементного производства России и около 28 % производства керамического кирпича, в перспективе эти показатели будут только увеличиваться.

Крупнейшей энергосистемой ОЭС Центра остается энергосистема г. Москвы и Московской области, на ее долю приходится около половины (44 %) электропотребления ОЭС. Московский регион рассматривается как зона опережающего развития, как центр развития нанотехнологий и биотехнологий (особая экономическая зона (далее – ОЭЗ) «Зеленоград», центр «Сколково»), научно-производственный центр отраслей оборонного комплекса, машиностроения, в том числе точного машиностроения, а также как финансовый центр (в том числе международный), центр здравоохранения, культуры, образования и туризма.

К числу приоритетных инвестиционных проектов в сфере услуг и жилищного строительства можно отнести строительство Московского международного делового центра «Москва-Сити», жилую и офисно-деловую застройку на территории бывших промышленных зон в рамках проекта «Большое Сити», реконструкцию стадионов в связи с подготовкой к проведению Чемпионата мира по футболу в 2018 году.

Одним из важнейших проектов в сфере развития транспорта Московского региона является организация скоростного беспересадочного сообщения между аэропортами Московского авиаузла и железнодорожными вокзалами г. Москвы, а также с центром города.

После разработки и утверждения градостроительных планов по развитию присоединенных в 2012 году новых территорий г. Москвы будет определен дополнительный объем спроса на электрическую энергию, что приведет к дальнейшему росту доли энергосистемы г. Москвы и Московской области в суммарном потреблении ОЭС Центра.

ОЭС Средней Волги

Объем спроса на электрическую энергию по ОЭС Средней Волги увеличился в 2013 году относительно предыдущего года на 0,3 % и составил 108,792 млрд. кВт.ч.

В соответствии с базовым вариантом прогноза, развитие экономики на территории ОЭС Средней Волги приведет к росту спроса на электрическую энергию до 114,492 млрд. кВт.ч к 2020 году или на 5,2 % от показателя 2013 года.

Среднегодовые темпы прироста при этом составят 0,73 % за период 2014 – 2020 годов.

Согласно умеренно-оптимистичному варианту прогноза потребления электрической энергии в ОЭС Средней Волги увеличится на 10,3 % и составит около 119,987 млрд. кВт.ч в 2020 году при среднегодовых темпах прироста 1,41 % (рисунок 2.5).

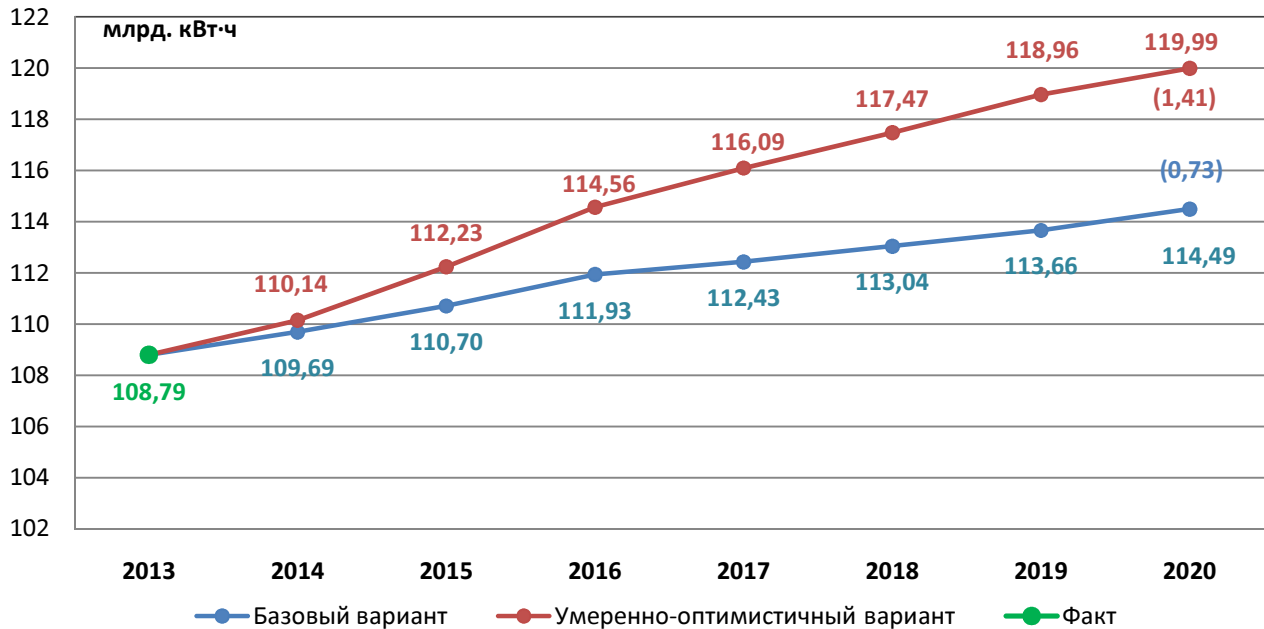


Рисунок 2.5 Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Средней Волги на период до 2020 года

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

Наиболее крупные проекты, которые могут оказать существенное влияние на рост электропотребления ОЭС Средней Волги – это, прежде всего, предприятия металлургического комплекса: строительство малого металлургического завода мощностью 1 млн.тонн сортового проката с дальнейшим созданием сервисного металлоцентра в Саратовской области (ЗАО «Северсталь – Сортовой завод Балаково»). ЗАО «ОМК» проводит реконструкцию действующих и строительство новых производств на Выксунской площадке в Нижегородской области.

Развитие машиностроительного комплекса Поволжья будет определяться строительством технопарка в сфере высоких технологий «Жигулевская долина» в г. Тольятти Самарской области, где основными направлениями будут автомобилестроение и аэрокосмическая отрасль. В Республике Татарстан планируется развитие особой экономической зоны промышленно-производственного типа «Алабуга», где основными резидентами являются предприятия автомобилестроения, а также увеличение производственных мощностей на Казанском вертолетном заводе и Камском автомобильном заводе

(ОАО «Камаз»). Кроме этого, планируется дальнейшее развитие инновационного города «Иннополис», где размещаются высокотехнологичные предприятия. В Саратовской области планируется освоение выпуска подвижного железнодорожного состава и расширение производства узлов и комплектующих для подвижного состава ОАО «РЖД» на ЗАО «Вагоностроительный завод», а также ввод в строй Энгельсского локомотивного завода.

Основные проекты по развитию химического производства будут реализовываться преимущественно в Республике Татарстан, Нижегородской и Саратовской областях: строительство производства поливинилхлорида ООО «РусВинил» в г. Кстово Нижегородской области, строительство нового производства фенола и ацетона, строительство интегрированного комплекса по производству аммиака, метанола, карбамида и аммиачной селитры на базе действующего производства в г. Менделеевск (ОАО «Аммоний»), расширение производства нитрила акриловой кислоты и цианида на ОАО «Саратоворгсинтез». Существенный рост потребления электрической энергии ожидается на предприятиях ОАО «ЛУКОЙЛ» в Нижегородской области.

В территориальной структуре электропотребления ОЭС Средней Волги к 2020 году суммарный удельный вес наиболее крупных энергосистем – Республики Татарстан, Нижегородской и Самарской областей – в общем электропотреблении в ОЭС Средней Волги останется на уровне 67 – 68 %. Наибольший удельный вес в суммарном потреблении электрической энергии в ОЭС Средней Волги имеет энергосистема Республики Татарстан – 24,7 %, и в течение прогнозного периода данный показатель не претерпит существенных изменений.

В энергосистеме Нижегородской области объем спроса на электрическую энергию по базовому варианту прогноза вырастет на 7,2 % за 2014 – 2020 годы – до 23,61 млрд. кВт.ч, что соответствует среднегодовым темпам прироста 1,0 %. По умеренно-оптимистичному варианту электропотребление в 2020 году составит 25,17 млрд. кВт.ч или 114,2 % от показателя 2013 года при среднегодовых темпах прироста 1,9 %.

В перспективе увеличение потребности в электрической энергии Нижегородской области будет определяться развитием предприятий металлургического комплекса, химического и машиностроительного производства:

- реконструкция действующих и строительство новых производств ОАО «Выксунского металлургического завода»;
- реконструкция этиленовой установки на Кстовском нефтехимическом заводе в г. Кстово, увеличение производства до 450 тыс. тонн этилена в год;
- расширение производства на Горьковском автомобильном заводе: организация производства коммерческих автомобилей.

В части развития транспортной инфраструктуры планируется:

- обустройство магистрального газопровода Починки – Грязовец по территории Нижегородской области;
- строительство линии метрополитена с мостовым переходом через реку Оку.

В соответствии с базовым вариантом прогноза, в энергосистеме Республики Татарстан уровень спроса на электрическую энергию за 2014 – 2020 годы возрастет

на 5,9 % – до 28,34 млрд. кВт.ч , а среднегодовые темпы прироста составят 0,8 %. По умеренно-оптимистичному варианту электропотребление к 2020 году увеличится до 29,3 млрд. кВт.ч (109,5 % к показателю 2013 года) при среднегодовых темпах прироста 1,3 %.

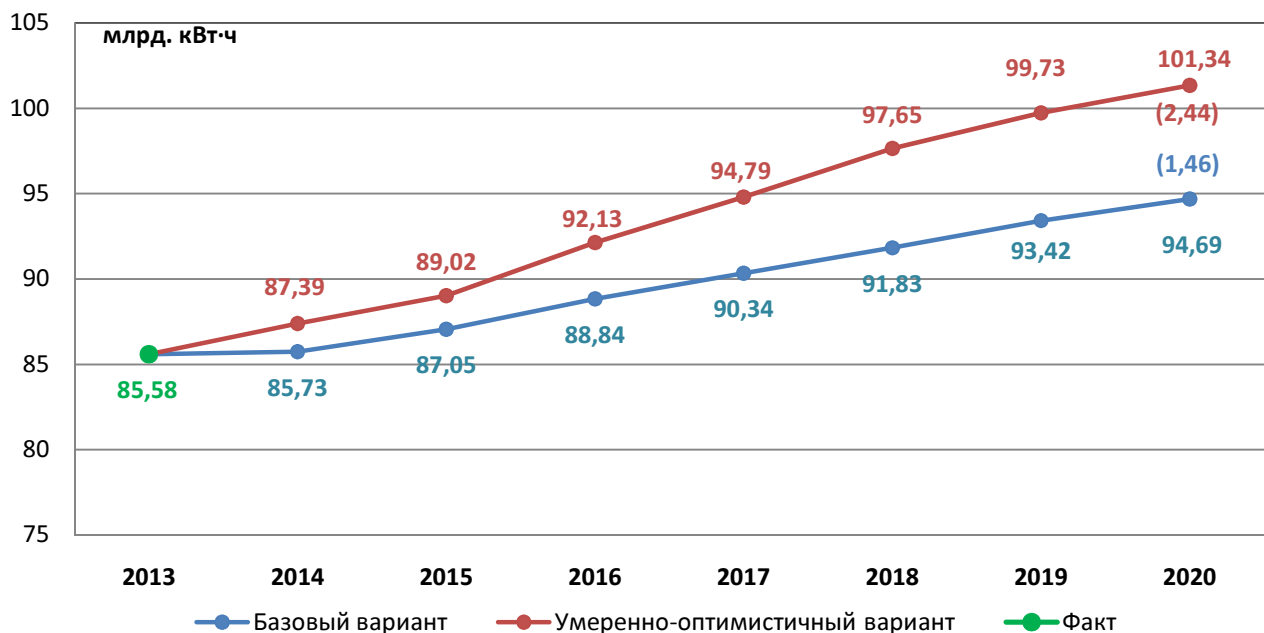
На территории энергосистемы Республики Татарстан рост потребности в электрической энергии определяется развитием ряда крупных проектов в нефтеперерабатывающей и химической промышленности, машиностроении, а также сфере высоких технологий, описанных выше.

ОЭС Юга

Объем спроса на электрическую энергию в ОЭС Юга снизился в 2013 году относительно предыдущего года на 1,1 % и составил 85,585 млрд. кВт.ч.

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Юга продолжает сложившуюся в последние годы (за исключением 2013 года) тенденцию опережающего роста потребности в электрической энергии относительно других ОЭС. В базовом варианте прогноза среднегодовой прирост оценивается в 1,46 %, в умеренно-оптимистичном варианте – 2,44 %, что существенно выше ожидаемого среднего прироста по ЕЭС России в целом (рисунок 2.6).

Прогнозируемая величина спроса на электрическую энергию по ОЭС Юга на уровне 2020 года оценивается в размере 94,691 млрд. кВт.ч в базовом варианте и 101,342 млрд. кВт.ч в умеренно-оптимистичном варианте. Это выше объема электропотребления 2013 года соответственно на 10,6 % и 18,4 %. Доля ОЭС Юга в общем объеме электропотребления ЕЭС России увеличится при этом с 8,5 % до 8,7 % в базовом варианте и с 8,5 % до 8,9 % в умеренно-оптимистичном варианте.



Примечание: в скобках даны среднегодовые темпы прироста за 2014 – 2020 годы, %

Рисунок 2.6 – Прогноз спроса на электрическую энергию в ОЭС Юга на период до 2020 года

В территориальном распределении электропотребления по ОЭС Юга сохранится преобладание трех энергосистем: Краснодарского края и Республики Адыгея, Ростовской и Волгоградской областей. В базовом варианте суммарная доля

этих энергосистем к концу прогнозного периода уменьшится с 67,9 % в 2013 году до 67,4 %, в умеренно-оптимистичном – сохранится на уровне 2013 года.

Крупнейшей энергосистемой в ОЭС Юга является энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея. Ее доля в 2013 году составила более 27 %, к 2020 году она составит 29,5 % в базовом варианте и более 31 % в умеренно-оптимистичном варианте.

Прогнозируемая динамика приростов потребности в электрической энергии обусловлена особенностями формирования спроса на электрическую энергию на территории энергосистемы в предстоящие годы. Относительно более высокие темпы (3,9 % для базового и 8,5 % для умеренно-оптимистичного) ожидаются в 2014 году, что непосредственно связано с реализацией Программы строительства олимпийских объектов и развития города Сочи как горноклиматического курорта, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2007 № 991. Снижение темпов прироста спроса на электрическую энергию в 2015 году (до 1,6 % в базовом варианте и 0,6 % в умеренно-оптимистичном) сменяется существенным ростом в последующие годы. Максимальные приросты в базовом варианте ожидаются в 2018 – 2019 годах, в умеренно-оптимистичном – в 2016 – 2018 годах.

Абсолютный прирост спроса на электрическую энергию по энергосистеме Краснодарского края и Республики Адыгея к концу прогнозного периода оценивается в размере 4,7 млрд. кВт.ч в базовом варианте и 8,3 млрд. кВт.ч в умеренно-оптимистичном. Значительная часть прироста спроса на электрическую энергию по энергосистеме Краснодарского края и Республики Адыгея будет определяться опережающим развитием сформировавшихся на ее территории комплексов: агропромышленного (включая реконструкцию существующих и строительство новых предприятий с высоким уровнем электрификации), курортно-туристического, транспортного и строительного (включающего строительство и производство строительных материалов).

Значительная часть ожидаемого прироста потребности в электрической энергии, как в базовом, так и в умеренно-оптимистичном вариантах будет связана с предполагаемой в течение 2015 – 2019 годов реализацией ряда крупных инвестиционных проектов по реконструкции существующих и строительству новых морских портов на территории Таманского полуострова, а также проектов по строительству и реконструкции отдельных участков железнодорожной сети.

Строительство новых, расширение и реконструкция действующих гостиничных и курортно-оздоровительных комплексов будет способствовать дальнейшему росту спроса на электрическую энергию в сфере услуг. Увеличение спроса на электрическую энергию в промышленном производстве будет обусловлено ожидаемой реализацией проектов по модернизации с одновременным увеличением объема и глубины нефтепереработки Афипского, Ильского и Туапсинского НПЗ, по развитию Апшеронского деревообрабатывающего комплекса.

Во второй по величине энергосистеме в ОЭС Юга – энергосистеме Волгоградской области, на долю которой приходится более 20 % общего электропотребления, прогнозируется абсолютное снижение уровня

электропотребления к 2020 году на 5,5 % в базовом варианте и на 3,9 % в умеренно-оптимистичном, что обусловлено резким снижением электропотребления в 2014 году (на 10 %) в результате сокращения металлургического производства и полной остановки Волгоградского алюминиевого завода. Положительные приросты в последующие годы в значительной мере будут определяться увеличением электропотребления в связи со строительством компанией ООО «ЕвроХим-ВолгаКалий» горно-обогатительного комбината (далее – ГОК) по добыче и переработке калийных солей на базе Гремяченского месторождения в Котельниковском районе. Дополнительным фактором увеличения потребности в электрической энергии в энергосистеме Волгоградской области является проведение Чемпионата мира по футболу в 2018 году в г. Волгоград.

Темпы прироста электропотребления по энергосистеме Ростовской области в базовом варианте прогнозируются выше, чем в целом по ОЭС Юга, в умеренно-оптимистичном – на уровне ОЭС Юга (2,4 %). Более высокий прирост спроса на электрическую энергию ожидается в базовом варианте в 2016 и 2019 годах, в умеренно-оптимистичном варианте – в 2014 году (более 3 %) и 2018 году (более 4 %). Увеличение потребности в электрической энергии связано с реконструкцией и расширением сталеплавильного производства в ОАО «Таганрогский металлургический завод», вводом ОАО «Донуголь» шахты Обуховская-1, предполагаемой реализацией крупного инвестиционного проекта по строительству листопрокатного производства ООО «Красносулинский металлургический комбинат» после 2016 года. Дополнительный прирост потребности в электрической энергии произойдет за счет строительства спортивных объектов и объектов гостиничной инфраструктуры для проведения Чемпионата мира по футболу в 2018 году.

В энергосистеме Республики Калмыкия при среднегодовых приростах в обоих вариантах 4,4 – 4,6 % на 2015 – 2016 годы темпы прироста в базовом варианте определены в пределах 10 %, в умеренно-оптимистичном варианте повышенные темпы ожидаются в 2014 году (9 %) и 2015 году (18,9 %). В эти годы на территории Калмыкии вводятся две новые нефтеперекачивающие станции (НПС-2 и НПС-3), предусмотренные инвестиционным проектом по расширению Каспийского нефтепроводного консорциума России.

Прогнозируемые более высокие относительно ОЭС Юга в целом темпы прироста спроса на электрическую энергию в пяти энергосистемах национальных республик соответствуют опережающему экономическому росту в регионах Северо-Кавказского федерального округа (далее – СКФО) в течение всего среднесрочного периода, предусмотренному в «Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2014 год и плановый период 2015 – 2016 годы».

В энергосистеме Республики Карачаево-Черкесия прогнозируемые для обоих вариантов повышенные темпы прироста потребности в электрической энергии в 2015 – 2016 годах связаны с ожидаемым вводом Зеленчукской ГЭС-ГАЭС.

Среднегодовые темпы прироста спроса на электрическую энергию в энергосистеме Ставропольского края в обоих вариантах прогнозируются на уровне средних по ОЭС Юга. В умеренно-оптимистичном варианте в 2014 – 2017 годы ожидаются более высокие темпы прироста в связи с тем, что в эти годы

предполагается реализация крупного инвестиционного проекта «Создание регионального индустриального парка в городе Невинномысск Ставропольского края», утвержденного распоряжением Правительства Российской Федерации от 07.09.2011 №1560-р (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 52, ст. 7547).

ОЭС Урала

Объем электропотребления по ОЭС Урала увеличился в 2013 году на 0,3 % и составил 257,789 млрд. кВт.ч.

Спрос на электрическую энергию в ОЭС Урала прогнозируется в 2020 году на уровне 271,624 млрд. кВт.ч и 285,834 млрд. кВт.ч соответственно в базовом и умеренно-оптимистичном вариантах со среднегодовыми темпами прироста в период 2014 – 2020 годов – 0,75 % и 1,49 % (рисунок 2.7), что несколько ниже средних показателей по ЕЭС России.

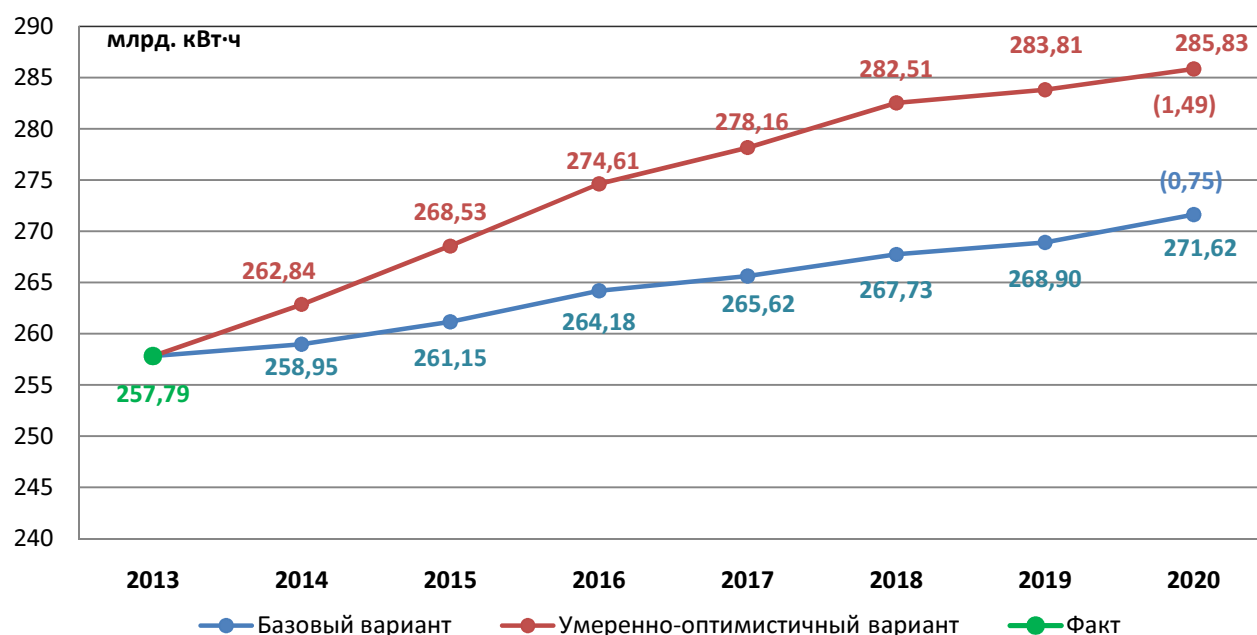


Рисунок 2.7 – Прогноз электропотребления по ОЭС Урала на период до 2020 года

Прогнозируемые сравнительно невысокие темпы прироста спроса определяются особенностями развития профилирующих производств – нефтедобычи и металлургии.

Объемы добычи нефти ограничиваются исчерпанием запасов эксплуатируемых месторождений и внедрением технологий, увеличивающих нефтеотдачу пласта, необходимостью значительных затрат на освоение новых месторождений, часть которых относится к категории трудноизвлекаемых. При этом Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция остается основным нефтедобывающим регионом страны.

Динамика спроса на электрическую энергию со стороны предприятий цветной металлургии определяется, прежде всего, изменением конъюнктуры на рынке алюминия и снижением производства Богословского и Уральского алюминиевых заводов в 2013 году, а также обострением ситуации на мировых рынках никеля, в

меньшей степени меди и цинка, что вынуждает производителей закрывать неэффективные производства (например, остановлен комбинат «Южуралникель»), проводить глубокую модернизацию мощностей (например, ОАО «Уфалейникель»). Новыми крупными потребителями электрической энергии являются Михеевский ГОК (открыт в конце 2013 года) и Томинский ГОК (запуск 1-ой очереди планируется в 2015 году, 2-ой – в 2017 году) в Челябинской области, которые в перспективе будут интегрированы в единую цепочку с полным циклом производства – от добычи медных руд до выпуска готовой продукции (медных катодов и катанки). Развитие Гайского ГОК (Оренбургская область) связано с модернизацией производства и увеличением мощностей по выпуску медного концентрата. Рост спроса на электрическую энергию в черной металлургии Свердловской области связан с выпуском высокотехнологичной продукции для авиакосмического комплекса на Каменск-Уральском металлургическом заводе, увеличением добычи железных руд на Качканарском железорудном месторождении – ЕВРАЗ Качканарский ГОК.

Развитие химических производств, на долю которых в среднем по ОЭС Урала приходится только около 6 % от суммарного промышленного электропотребления, особое значение имеет для энергосистем Кировской области (соответствующий показатель – 55 %), Пермского края (25 %) и Республики Башкортостан (21 %). В числе крупных потребителей, определяющих рост спроса на электрическую энергию в период до 2020 года, производства по выпуску калийных удобрений в энергосистеме Пермского края: ООО «Верхнекамская калийная компания», ОАО «ЕвроХим – Усольский калийный комбинат».

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

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

Отличительной особенностью развития промышленного производства энергосистемы Тюменской области является дальнейшая диверсификация и уход от ярко выраженного моноструктурного характера экономики. Это обеспечивается, прежде всего, созданием новых мощностей в обрабатывающих производствах (в 2013 году осуществлен ввод в эксплуатацию электрометаллургического мини-завода «УГМК-Сталь» – промышленная зона г.Тюмень, предприятие по переработке углеводородного сырья «Тобольск-Полимер»; в январе 2014 года в г. Тюмень состоялось открытие первого в России завода по производству нефтепогружного кабеля – нефтесервисная продукция для нефте- и газодобывающих предприятий Западной Сибири) и расширением существующих предприятий – развитие нефтепереработки, нефтегазохимических производств. Условием для диверсификации 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

строящаяся трасса Заполярье – Пурпе для перекачки нефти с новых месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа и севера Красноярского края. Динамика электропотребления энергосистемы Тюменской области (более 35 % в суммарном электропотреблении ОЭС Урала) в значительной мере определяет динамику показателей электропотребления по ОЭС в целом.

Энергосистема Свердловской области характеризуется снижением электропотребления в 2013 году, что определяется закрытием алюминиевых заводов. Перспективы развития черной металлургии в Свердловской области связаны с модернизацией предприятий, нацеленной на повышение качества продукции и снижение энергоемкости и экологической нагрузки на окружающую среду.

В энергосистеме Челябинской области динамика спроса на электрическую энергию в период 2014 – 2020 годов определяется развитием профилирующего металлургического производства. Развитие металлургии в перспективе связано с реализацией как сырьевых проектов, так и модернизацией производств на крупных металлургических предприятиях.

ОЭС Сибири

Объем электропотребления в ОЭС Сибири снизился относительно 2012 года на 2,3 % и составил в 2013 году 205,320 млрд. кВт.ч.

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Сибири предполагает его увеличение к 2020 году относительно 2013 года на 6,8 % в базовом варианте и на 12,0 % в умеренно-оптимистичном. Разница между вариантами к концу прогнозного периода оценивается в пределах 11 млрд. кВт.ч (рисунок 2.8).

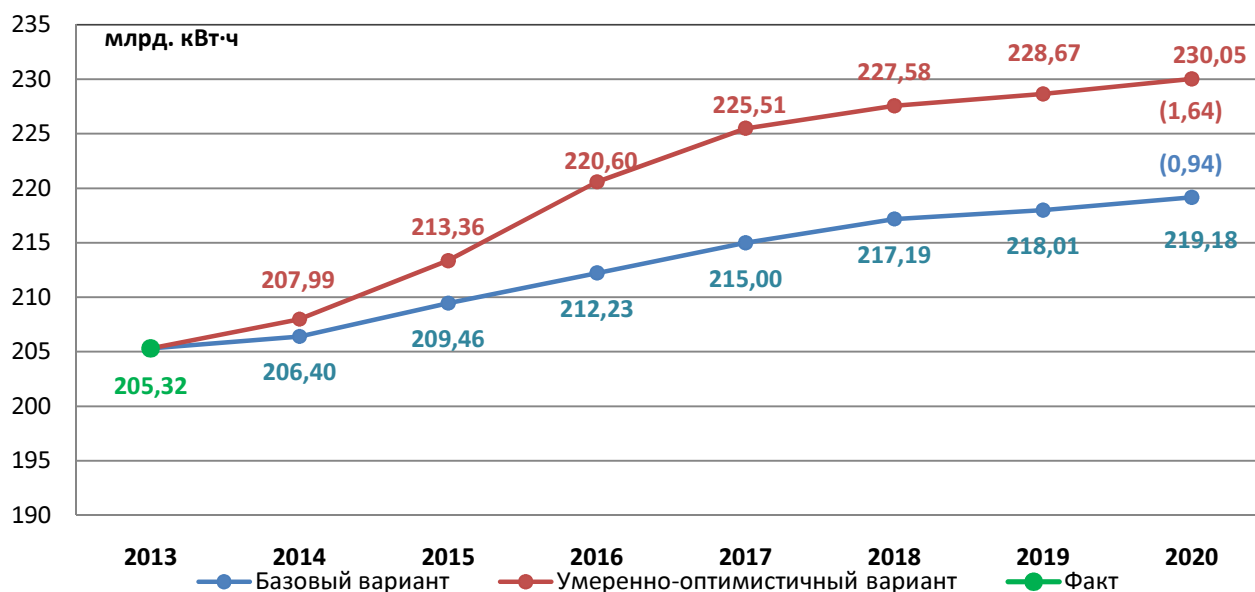


Рисунок 2.8. Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Сибири на период до 2020 года

Прогнозируемые темпы прироста спроса на электрическую энергию в целом по ОЭС Сибири в базовом варианте близки к средним по ЕЭС России, в умеренно-оптимистичном варианте ниже средних.

Динамика увеличения спроса на электрическую энергию в ОЭС Сибири характеризуется относительно более высокими приростами в 2015 – 2017 годах в обоих вариантах, что в значительной степени связано с ожидаемым вводом в этот период Богучанского алюминиевого завода в Красноярском крае и возобновлением строительства в 2014 году Тайшетского алюминиевого завода в Иркутской области. При среднегодовом темпе прироста спроса на электрическую энергию по ОЭС Сибири в умеренно-оптимистичном варианте 1,64 % в нескольких энергосистемах прогнозируются более высокие среднегодовые темпы прироста: в энергосистемах Красноярского края (3,4 %), Омской области (2,3 %), Забайкальского края (1,9 %), Республики Тыва (более 8,5 %).

В энергосистеме Красноярского края прогнозируется самый высокий абсолютный прирост потребности в электрической энергии, в умеренно-оптимистичном варианте он составит к 2020 году 11,02 млрд. кВт.ч, что на 26,1 % выше уровня электропотребления 2013 года. Кроме ввода Богучанского алюминиевого завода на территории энергосистемы ожидается появление крупных потребителей электрической энергии в связи с осуществлением ряда инвестиционных проектов по расширению производства на действующих предприятиях (Ачинский НПЗ, «Красноярский цемент», Периклазовый завод) и строительству новых («Сибирский магнезит», новый прокатный комплекс на ООО «КраМЗ», предприятия золотодобычи ООО «Ильинское» и ЗАО «ЗДК Полус»). После 2015 года предполагается реализация разрабатываемой второй очереди программы освоения Нижнего Приангарья («Развитие Ангаро-Енисейского региона»), являющейся продолжением программы «Комплексное развитие Нижнего Приангарья», включающая развитие золотодобычи на базе месторождений Благодатное, Нойбинское, Боголюбовское, Ведугинское.

Крупнейшей энергосистемой в ОЭС Сибири на протяжении всего прогнозируемого периода остается энергосистема Иркутской области с высокоразвитым промышленным производством, ее доля к концу прогнозного периода сохранится на уровне 26 %.

Прогнозируемый в умеренно-оптимистичном варианте относительно высокий прирост спроса на электрическую энергию по энергосистеме Иркутской области (около 5,62 млрд. кВт.ч к концу прогнозного периода) будет связан с увеличением потребности в электрической энергии за счет ввода новых потребителей – ООО «Братский карборундовый завод» в районе Усть-Илимска; ЗАО «СЭМЗ» – Сибирский электрометаллургический завод, за счет расширения производства на Ангарском заводе полимеров, ООО «Усолье-Сибирский Силикон», реализации крупных проектов, связанных с освоением новых золотоносных месторождений, в том числе уникального золоторудного месторождения Сухой Лог, а также строительства электростанции в пос. Пивовариха.

Среди энергосистем ОЭС Сибири наибольший относительный прирост спроса на электрическую энергию в умеренно-оптимистичном варианте прогнозируется в Республике Тыва (среднегодовой темп за период 8,5 %). Повышенные приросты, ожидаемые после 2015 года, связаны с планируемой разработкой Элегестского месторождения каменного угля и строительством железнодорожной линии Элегест-Кызыл-Курагино.

Повышенные темпы прироста спроса на электрическую энергию прогнозируются в энергосистеме Омской области, к 2020 году в умеренно-оптимистичном варианте прирост электропотребления составит около 1,9 млрд. кВт.ч. Увеличение электропотребления будет связано с планируемым увеличением объемов производства на ОАО «Омский НПЗ», со строительством ООО «Титан-Агро» завода по производству биоэтанола, комбикормового завода, мясокомбината и молочного завода, а также завода по производству полипропилена ООО «Полиом».

Выше средних по ОЭС Сибири ожидаются приросты потребности в электрической энергии в энергосистеме Забайкальского края, особенностью которой является высокая доля электропотребления на транспорте, превышающая уровень электропотребления в промышленном производстве.

Развитие транспортной и энергетической инфраструктуры как необходимое условие для комплексного освоения уникальных минерально-сырьевых ресурсов рассматривается в качестве приоритета планируемого социально-экономического развития Забайкальского края.

Увеличение потребности в электрической энергии на территории энергосистемы до 2020 года, в первую очередь, будет связано с осуществлением крупных инвестиционных проектов по освоению полиметаллических руд и строительству Быстринского ГОК, Бугдаинского ГОК и первой очереди Удоканского ГОК («Байкальская горная компания»), рудника и обогатительной фабрики в рамках освоения Нойон-Тологойского месторождения, горно-металлургического комбината Тасеевский на базе Тасеевского месторождения рудного золота.

ОЭС Востока

Объем электропотребления по ОЭС Востока снизился в 2013 году на 0,2 % и составил 31,608 млрд. кВт.ч.

Прогноз спроса на электрическую энергию на период 2014–2020 годов учитывает изменения в территориальной структуре энергозоны Востока – присоединение к ОЭС Востока в 2016 году изолированных энергорайонов Республики Саха (Якутия) – Западного и Центрального, электропотребление которых в 2013 году составило 4,67 млрд. кВт.ч или 72,5 % от суммарного электропотребления по Республике Саха (Якутия). Присоединение изолированных энергорайонов определяет высокую динамику показателей электропотребления в период 2016–2017 годов. Согласно прогнозу, объем спроса на электрическую энергию по ОЭС Востока оценивается на уровне 43,708 и 47,778 млрд. кВт.ч в 2020 году соответственно в базовом и умеренно-оптимистичном вариантах со среднегодовыми темпами прироста в период 2014–2020 годов 4,74 % и 6,08 % (рисунок 2.9).

Прирост потребности в электрической энергии в значительной мере определяется предстоящим развитием электроемких промышленных производств, представленных в существующих территориальных границах ОЭС Востока, в их числе:

- металлургические производства, представленные крупными инвестиционными проектами – формирование горно-металлургического кластера в Приамурье на базе рудных месторождений, в том числе Кимкано-Сутарского ГОК (ввод в эксплуатацию в 2014 году), создание Южно-Якутского горно-металлургического объединения на базе месторождений Таежное и Десовское (ГМК «Тимир «Таежный ГОК» – реализация проекта к 2020 году);

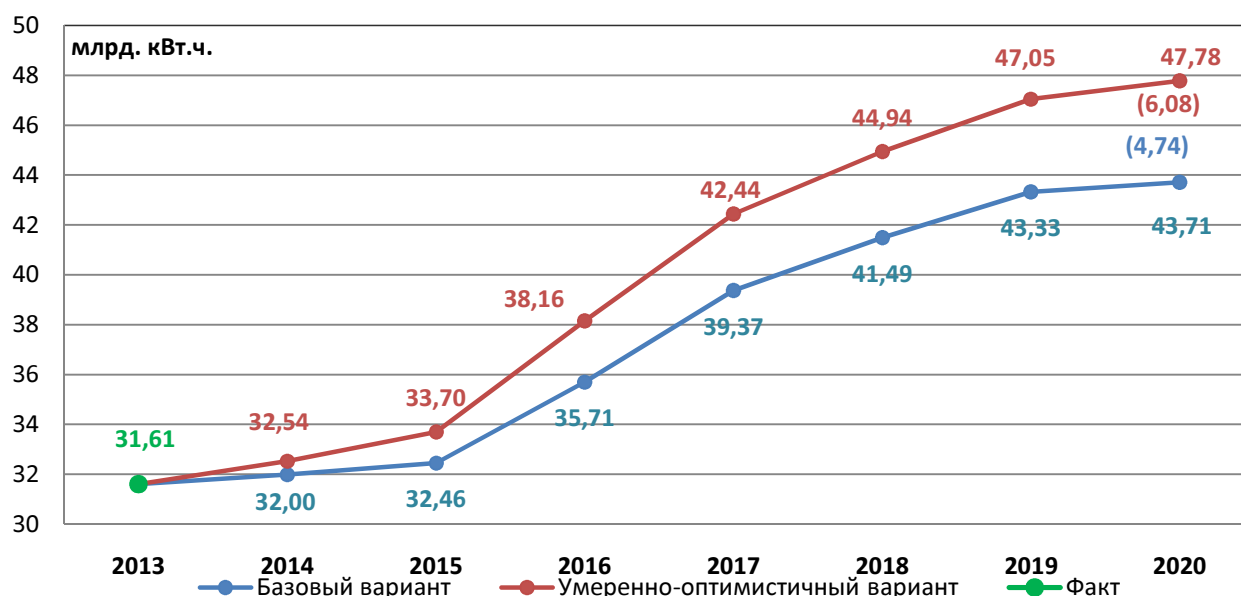
- добыча угля на территории Южно-Якутского энергорайона – развитие Эльгинского угольного месторождения, строительство Инаглинского угольного комплекса, строительство шахты Чульмаканская;

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

- производства по переработке нефти и газа, связанные с развитием систем магистральных нефте- и газопроводов, крупнейший из проектов – строительство нефтехимического комплекса ОАО «НК «Роснефть» в Находке (ЗАО «ВНХК» – ввод 1-ой очереди запланирован на 2018 год). Развитие производства планируется на Хабаровском и Комсомольском НПЗ, на территории Амурской области (поселок Березовка Ивановского района) планируется реализация проекта строительства комплекса по переработке нефти и транспортировке нефтепродуктов «Амурский нефтеперерабатывающий завод» с мощностью переработки до 6 млн. тонн сырья в год (с учетом поставок нефтепродуктов на внутренний рынок и экспорта в Китай);

- развитие судостроительных предприятий на базе Дальневосточного центра судостроения и судоремонта, основными направлениями которого являются модернизация судоремонтных производств и создание новых мощностей для реализации проектов по созданию современной морской техники, строительство верфи оффшорного судостроения ОАО «Восток-Раффлс» (в бухте Пяти Охотников) - Приморский край;

- реализация проекта «Космодром Восточный» в Амурской области (2014 – 2018 годы).



Примечание: в скобках даны среднегодовые темпы прироста за 2014 – 2020 годы, %

Рисунок 2.9 – Прогноз электропотребления по ОЭС Востока на период до 2020 года

Развитие получают морские порты Хабаровского (Советская Гавань, Ванино) и Приморского краев (Владивосток, Посыет).

В связи с присоединением изолированных энергорайонов изменяется территориальная структура электропотребления ОЭС Востока – существенно возрастает доля энергосистемы Республики Саха (Якутия) до 19 % (5,4 % – доля Южно-Якутского энергорайона Республики Саха (Якутия) в ОЭС Востока в настоящее время).

Западный энергорайон Республики Саха (Якутия) (далее – ЗЭР) включает в себя Айхало-Удачинский, Мирнинский, Ленский промышленные узлы и группу вилюйских сельскохозяйственных районов. Основные профилирующие производства – добыча и обработка алмазов, являющаяся традиционной специализацией региона, и нефте- и газодобыча. Эти энергоемкие производства определяют специфику структуры электропотребления как ЗЭР (доля добывающих производств не менее 57 % в структуре промышленного электропотребления), так и всей Республики Саха (Якутия), а именно: высокую долю промышленного производства в суммарной структуре электропотребления (48 % в целом по Республике Саха (Якутия), из которых 39 % приходится на добычу полезных ископаемых) на фоне сравнительно низкой доли, характерной для ОЭС Востока в настоящее время (28,7 % и 21 %, соответственно). Рост спроса на электрическую энергию на территории ЗЭР в рассматриваемой перспективе будет определяться развитием профилирующих производств – нефтедобычи (освоение Центрального блока Среднебутобинского месторождения, обустройство и ввод в эксплуатацию Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения) и ее транспортированием по трассе трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий Океан», добычей и обработкой алмазов (совершенствование технологии добычи, отработки подземных алмазоносных трубок «Айхал», «Интернациональная», «Ботубинская», «Нюрбинская», развитие ГОК «Удачинский», связанное с переходом от карьерной к шахтной добыче с вовлечением в эксплуатацию глубоких горизонтов месторождения), а также созданием производственной и социальной инфраструктуры.

Центральный энергорайон Республики Саха (Якутия) (далее – ЦЭР) объединяет столичный промышленный узел и группу центральных улусов. Район характеризуется наибольшей плотностью населения (в г. Якутск проживает 278 тыс. человек или 45 % городского населения Республики), развитием обрабатывающих производств (пищевая продукция, строительные материалы, металлообработка, деревообработка), сервисным обслуживанием. Структура электропотребления ЦЭР характеризуется сравнительно низкой долей промышленности, что определяется сосредоточением предприятий обрабатывающей промышленности в г. Якутск при более высокой доле домашних хозяйств и предприятий сферы услуг.

Выводы:

1. Объем потребления электрической энергии в рамках ЕЭС России в 2013 году уменьшился относительно 2012 года на 0,6 % и составил 1009,816 млрд. кВт.ч. Основными факторами, предопределившими данное снижение, являются:

– сокращение потребления электрической энергии за снижения объема металлургического производства, в первую очередь наиболее электроемкого производства алюминия;

– аномально теплые погодные условия в отопительный сезон прошедшего года.

2. Прогноз спроса на электрическую энергию по ЕЭС России на период 2014 – 2020 годов, разработанный в двух вариантах (базовом и умеренно-оптимистичном), соответствует консервативному и умеренно-оптимистичному сценариям долгосрочного социально-экономического развития России соответственно.

3. Общий спрос на электрическую энергию по ЕЭС России к концу прогнозного периода оценивается в размере 1084,311 млрд. кВт.ч в базовом варианте и 1145,206 млрд. кВт.ч в умеренно-оптимистичном варианте, что выше объема электропотребления 2013 года на 74,495 и 135,39 млрд. кВт.ч соответственно. Превышение уровня 2013 года составит в 2020 году более 7 % в базовом варианте при среднегодовом приросте за период 1,02 % и более 13 % в умеренно-оптимистичном варианте при среднегодовом приросте 1,81 %.

4. В базовом варианте прогноза более высокие (выше 1 %) темпы прироста спроса на электрическую энергию в ЕЭС России ожидаются в 2015– 2018 годах, что соответствует прогнозируемым для этих лет повышенным относительно других годов темпам прироста ВВП и инвестиций в консервативном сценарии развития экономики. Дополнительным фактором увеличения потребления электрической энергии в 2016 году является значительный прирост электропотребления в ОЭС Востока за счет присоединения ЗЭР и ЦЭР Республики Саха (Якутия) с 2016 года.

5. В базовом варианте прогноза в двух ОЭС прогнозируются повышенные относительно среднего по ЕЭС России темпы прироста спроса на электрическую энергию – ОЭС Востока (4,7 %) и ОЭС Юга (1,46 %). В ОЭС Центра и ОЭС Сибири среднегодовой темп прироста ожидается на уровне среднего по ЕЭС. Для остальных ОЭС среднегодовые темпы прироста прогнозируются ниже среднего по ЕЭС России. Похожая ситуация прогнозируется и в умеренно-оптимистичном варианте.

3. Прогноз максимального потребления мощности и характеристики режимов потребления Единой энергетической системы России, объединенных энергетических систем и по территориям субъектов Российской Федерации на 2014–2020 годы

ЕЭС России

В соответствии с прогнозным спросом на электрическую энергию, а также с учетом развития и расширения, существующих и вводом новых объектов были спрогнозированы максимумы потребления мощности ЕЭС России и ОЭС. В таблицах 3.1. и 3.2 представлены основные показатели режимов потребления электрической энергии ЕЭС России на 2014 – 2020годы соответственно с учетом ОЭС Востока и без нее. Спрос на электрическую энергию в нижеприведенных таблицах представлен с учетом и без учета потребления электрической энергии на заряд действующих и перспективных гидроаккумулирующих электрических станций (далее – ГАЭС). Кроме того, не учтены спрос на электрическую энергию и потребление мощности Николаевского энергоузла, присоединение которого к электрическим сетям Хабаровской энергосистемы в рассматриваемый перспективный период не планируется.

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

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Базовый вариант										
Э _{год}	млрд. кВт.ч	1015,7	1009,8	1016,7	1027,8	1043,2	1055,1	1067,1	1076,0	1084,3
Э _{год} БЕЗ УЧЕТА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ЗАРЯД ГАЭС	млрд. кВт.ч	1013,8	1007,8	1013,7	1025,2	1040,4	1051,6	1062,9	1071,9	1080,1
P _{МАХ СОБСТВ.}	МВт	157425	147046	157219	158871	161467	163288	165151	166262	166939
T _{МАХ ГОД}	час/год	6440	6854	6447	6453	6443	6440	6436	6447	6470
Умеренно-оптимистичный вариант										
Э _{год}	млрд. кВт.ч	1015,7	1009,8	1028,1	1050,9	1080,1	1102,1	1120,9	1134,2	1145,2
Э _{год} БЕЗ УЧЕТА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ЗАРЯД ГАЭС	млрд. кВт.ч	1013,8	1007,8	1025,1	1048,3	1077,4	1098,7	1116,8	1130,0	1141,0
P _{МАХ СОБСТВ.}	МВт	157425	147046	158035	161106	165772	168751	171554	173394	174753
T _{МАХ ГОД}	час/год	6440	6854	6487	6507	6499	6511	6510	6517	6529

Э_{год} – годовое потребление электрической энергии;

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

T_{МАХ ГОД} – число часов использования максимума потребления мощности.

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

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Базовый вариант										
Э _{год}	млрд. кВт.ч	984,1	978,2	984,7	995,3	1007,5	1015,8	1025,6	1032,6	1040,6
Э _{год} БЕЗ УЧЕТА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ЗАРЯД ГАЭС	млрд. кВт.ч	982,2	976,2	981,7	992,7	1004,7	1012,3	1021,4	1028,5	1036,4
P _{МАХ СОБСТВ.}	МВт	152519	142337	152 575	154 152	155 884	157 554	158 986	160 036	160 666
T _{МАХ ГОД}	час/год	6440	6858	6434	6440	6445	6425	6424	6427	6451
Умеренно-оптимистичный вариант										
Э _{год}	млрд. кВт.ч	984,1	978,2	995,6	1017,3	1042,0	1059,7	1076,0	1087,2	1097,4
Э _{год} БЕЗ УЧЕТА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ЗАРЯД ГАЭС	млрд. кВт.ч	982,1	976,2	992,6	1014,6	1039,2	1056,2	1071,8	1083,0	1093,3
P _{МАХ СОБСТВ.}	МВт	152519	142337	153247	156158	159786	162517	164833	166573	167830
T _{МАХ ГОД}	час/год	6439	6858	6477	6497	6504	6499	6502	6502	6514

По данным таблицы 3.1 максимальное потребление мощности ЕЭС России на 2014 год прогнозируется на уровне 157 219 МВт для базового варианта электропотребления и 158 035 МВт для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления. К 2020 году максимальное потребление мощности в базовом варианте электропотребления прогнозируется на уровне 166 939 МВт, что соответствует среднегодовым темпам прироста нагрузки за период 2014 – 2020 годы 1,81 %. В умеренно-оптимистичном варианте электропотребления максимальное потребление мощности ЕЭС России прогнозируется к 2020 году 174 753 МВт, при среднегодовом темпе прироста нагрузки за период 2014 – 2020 годы около 2,5 %.

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

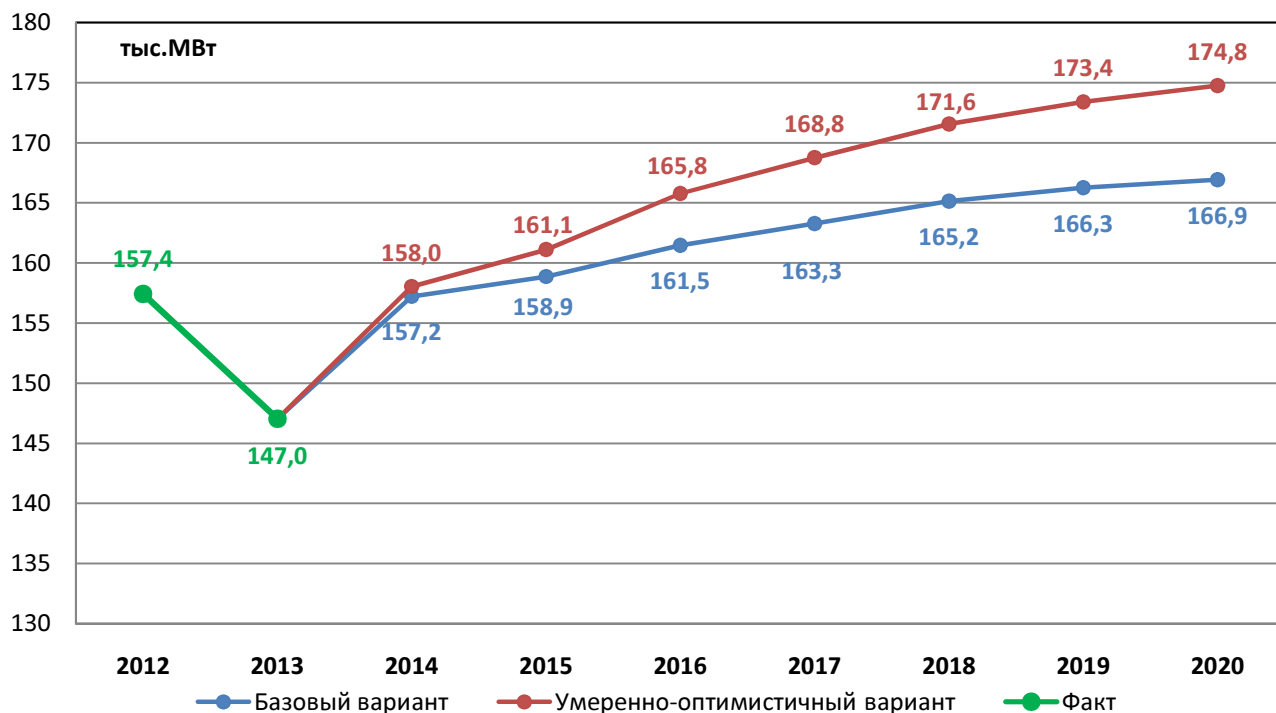


Рисунок 3.1. Прогнозные значения максимума потребления мощности ЕЭС России

ОЭС Северо-Запада

Доля ОЭС Северо-Запада в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2014 году составит 9,2 % для двух вариантов электропотребления. К 2020 году этот показатель немного снизится и составит около 9,0 %. В 2014 году собственный максимум потребления мощности достигнет значения 14 763 МВт в базовом варианте электропотребления и 14 929 МВт в умеренно-оптимистичном варианте. К 2020 году максимум потребления мощности составит – 15 271 МВт и 16 150 МВт для базового и умеренно-оптимистичного вариантов электропотребления соответственно, что соответствует среднегодовым темпам прироста за 2014 – 2020 годы 1,0 % и 1,8 %.

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						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Базовый вариант										
Э _{год}	млрд. кВт.ч	92,5	90,3	90,9	91,7	92,8	92,8	93,6	94,3	94,4
P _{МАХ СОБСТВ.}	МВт	15368	14220	14763	14844	15009	15034	15160	15271	15271
T _{МАХ ГОД}	час/год	6016	6349	6159	6175	6186	6172	6174	6177	6181
P _{СОВМ. С ЕЭС}	МВт	14904	14191	14468	14547	14709	14733	14857	14966	14965
T _{СОВМ. С ЕЭС}	час/год	6203	6362	6284	6301	6312	6299	6300	6303	6307

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Умеренно-оптимистичный вариант										
$\mathcal{E}_{\text{Год}}$	млрд. кВт.ч	92,5	90,3	91,9	93,5	95,4	96,0	97,4	98,7	99,7
$P_{\text{МАХ СОБСТВ.}}$	МВт	15368	14220	14929	15177	15464	15595	15823	16020	16150
$T_{\text{МАХ ГОД}}$	час/год	6016	6350	6153	6158	6166	6154	6156	6160	6173
$P_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$	МВт	14904	14191	14630	14873	15155	15283	15508	15700	15827
$T_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$	час/год	6203	6362	6278	6284	6292	6280	6281	6285	6299

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

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

Изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Северо-Запада на период 2014 – 2020 годы представлено на рисунке 3.2.

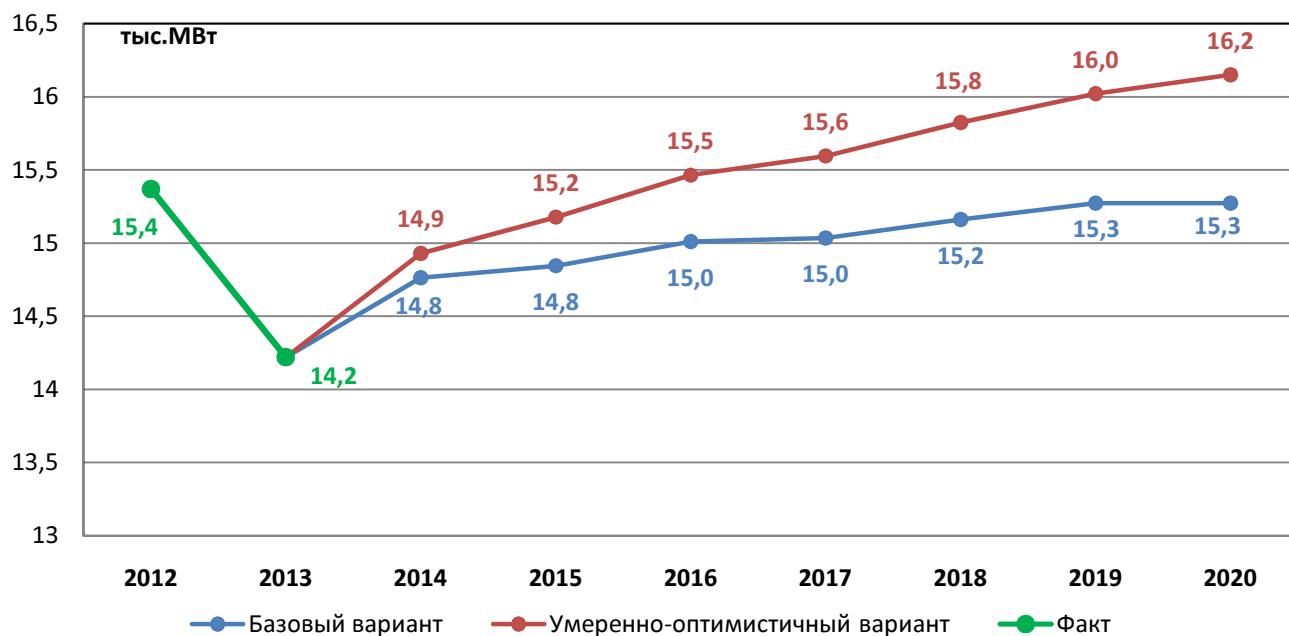


Рисунок 3.2. Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Северо-Запада

ОЭС Центра

В 2014 году доля ОЭС Центра в общем потреблении мощности ЕЭС России составит 24,7 % для обоих вариантов электропотребления, и к 2020 году этот показатель не изменится. В 2014 году собственный максимум потребления мощности региона прогнозируется на уровне 39169 МВт в базовом варианте электропотребления и 39640 МВт в умеренно-оптимистичном варианте электропотребления, к 2020 году максимум потребления мощности достигнет – 41126 МВт и 43375 МВт для двух вариантов соответственно. Среднегодовые приросты максимумов потребления мощности за 2014 – 2020 годы

прогнозируются на уровне 1,9 % и 2,7 % соответственно для базового и умеренно–оптимистичного вариантов электропотребления.

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

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

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Базовый вариант										
Э _{год}	млрд. кВт.ч	229,4	230,4	233	235,3	237,4	239,6	242,2	244,3	246,2
Э _{год} без учета потребления электрической энергии на заряд ГАЭС	млрд. кВт.ч	227,4	228,4	230	232,7	234,9	236,3	238,2	240,4	242,3
P _{max} собств.	МВт	38916	35942	39169	39581	39885	40318	40660	40990	41126
T _{max} год	час/год	5843	6355	5872	5879	5889	5861	5858	5865	5892
P _{совм. с ЕЭС}	МВт	38000	34832	38809	39225	39646	40076	40457	40785	40920
T _{совм. с ЕЭС}	час/год	5984	6557	5926	5932	5925	5896	5888	5894	5921
Умеренно-оптимистичный вариант										
Э _{год}	млрд. кВт.ч	229,4	230,4	235,4	240,6	244,7	249,2	253,4	257,3	260,5
Э _{год} без учета потребления электрической энергии на заряд ГАЭС	млрд. кВт.ч	227,4	228,4	232,4	238,1	242,1	245,9	249,4	253,4	256,6
P _{max} собств.	МВт	38916	35942	39640	40384	41004	41713	42364	42961	43375
T _{max} год	час/год	5843	6355	5863	5896	5904	5895	5887	5898	5916
P _{совм. с ЕЭС}	МВт	38000	34832	38939	39646	40389	41087	41729	42317	42724
T _{совм. с ЕЭС}	час/год	5984	6557	5968	6006	5994	5985	5977	5988	6006

Спрос на электрическую энергию в таблице 3.4 представлен с учетом и без учета потребления электрической энергии на заряд действующей Загорской ГАЭС и Загорской ГАЭС-2, ввод первой очереди которой предусмотрен в 2016 году.

На рисунке 3.3 приведено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Центра на период 2014 – 2020 годы.

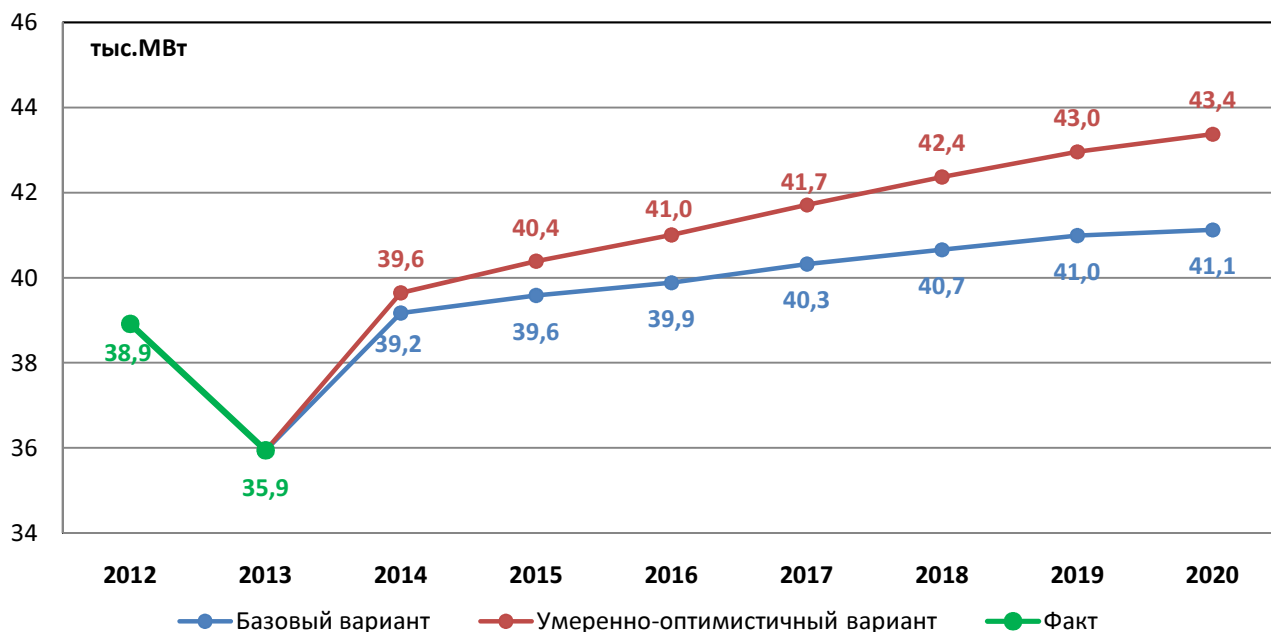


Рисунок 3.3. Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Центра

ОЭС Средней Волги

Доля ОЭС Средней Волги в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2014 году оценивается в 11,2 % для двух вариантов электропотребления. К 2020 году ожидается ее снижение до 11 %. В 2014 году собственный максимум потребления мощности составит 17 915 МВт и 18 073 МВт для базового и умеренно-оптимистичного вариантов электропотребления. К 2020 году максимум потребления мощности вырастет до 18 547 МВт и 19 491 МВт для двух вариантов электропотребления соответственно при среднегодовых темпах прироста за 2014 – 2020 годы 1,1 % и 1,9 %.

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						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Базовый вариант										
Э _{Год}	млрд. кВт.ч	108,5	108,8	109,7	110,7	111,9	112,4	113,0	113,7	114,5
P _{МАХ СОБСТВ.}	МВт	17960	17127	17915	18091	18191	18299	18366	18458	18547
T _{МАХ ГОД}	час/год	6041	6353	6123	6119	6153	6144	6155	6158	6173
P _{СОВМ. С ЕЭС}	МВт	17858	16670	17557	17729	17827	17933	17999	18088	18176
T _{СОВМ. С ЕЭС}	час/год	6076	6527	6247	6244	6279	6269	6280	6284	6299
Умеренно-оптимистичный вариант										

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
$\Theta_{\text{Год}}$	млрд. кВт.ч	108,5	108,8	110,1	112,2	114,6	116,1	117,5	119,0	120,0
$P_{\text{МАХ СОБСТВ.}}$	МВт	17960	17127	18073	18368	18614	18903	19113	19361	19491
$T_{\text{МАХ ГОД}}$	час/год	6041	6353	6094	6110	6154	6141	6146	6144	6156
$P_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$	МВт	17858	16670	17712	18001	18242	18525	18731	18982	19109
$T_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$	час/год	6076	6527	6219	6235	6280	6267	6271	6267	6279

На рисунке 3.4 приведено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Средней Волги на период 2014 – 2020 годов.

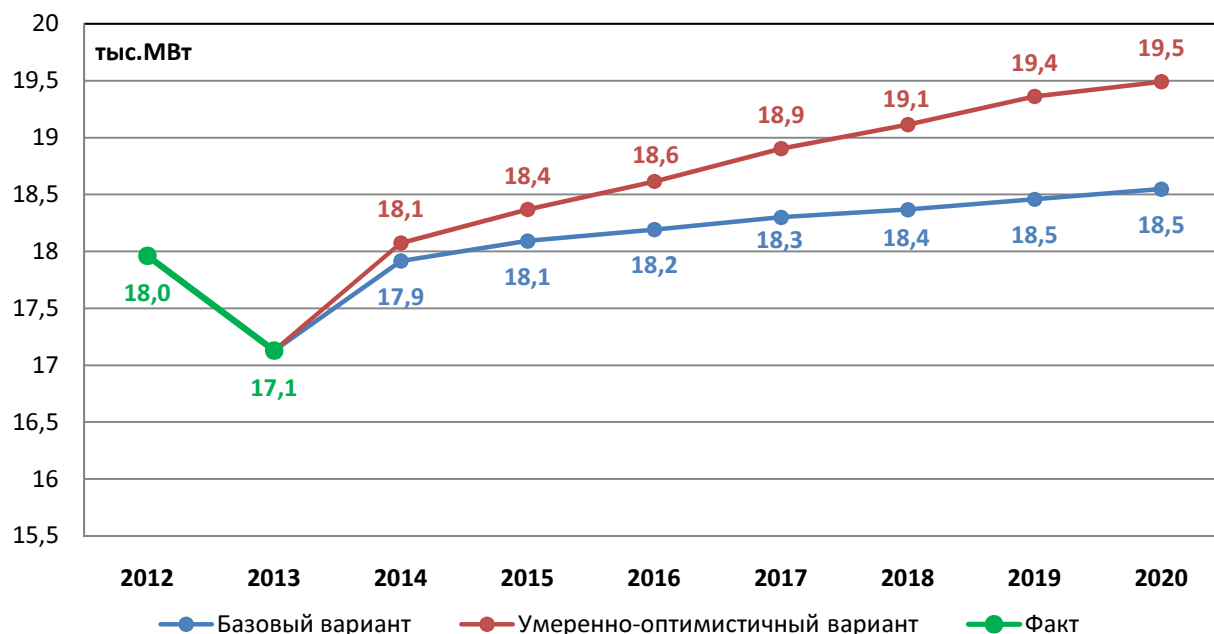


Рисунок 3.4. Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Средней Волги

ОЭС Юга

Доля ОЭС Юга в 2014 году для двух вариантов электропотребления составит порядка 9,0 % от общего максимального потребления мощности ЕЭС России. К 2020 году доля энергосистемы в максимуме ЕЭС России увеличится до 9,3 % в базовом варианте и 9,5 % – в умеренно-оптимистичном варианте. В 2014 году собственный максимум потребления мощности прогнозируется на уровне 14 555 МВт в базовом варианте электропотребления и 14 870 МВт в умеренно-оптимистичном варианте. К 2020 году максимум потребления мощности составит соответственно 15 954 МВт и 17 059 МВт, что соответствует среднегодовым темпам прироста нагрузки за 2014 – 2020 годы на уровне 1,7 % и 2,9 %.

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						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Базовый вариант										
Э _{Год}	млрд. кВт.ч	86,5	85,6	85,7	87,1	88,8	90,3	91,8	93,4	94,7
Э _{Год} БЕЗ УЧЕТА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ЗАРЯД ГАЭС	млрд. кВт.ч	86,5	85,6	85,7	87,0	88,5	90,1	91,6	93,2	94,5
P _{МАХ СОБСТВ.}	МВт	15042	13963	14555	14766	15030	15282	15505	15758	15954
T _{МАХ ГОД}	час/год	5751	6128	5890	5889	5891	5898	5910	5916	5923
P _{СОВМ. С ЕЭС}	МВт	13869	12577	14194	14400	14658	14902	15119	15365	15557
T _{СОВМ. С ЕЭС}	час/год	6238	6803	6040	6038	6040	6049	6061	6067	6074
Умеренно-оптимистичный вариант										
Э _{Год}	млрд. кВт.ч	86,5	85,6	87,4	89	92,1	94,8	97,6	99,7	101,3
Э _{Год} БЕЗ УЧЕТА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ЗАРЯД ГАЭС	млрд. кВт.ч	86,5	85,6	87,4	88,9	92,0	94,6	97,5	99,5	101,1
P _{МАХ СОБСТВ.}	МВт	15042	13963	14870	15088	15589	16010	16418	16777	17059
T _{МАХ ГОД}	час/год	5751	6130	5878	5892	5902	5909	5939	5931	5926
P _{СОВМ. С ЕЭС}	МВт	13869	12577	14350	14560	15043	15450	15843	16190	16462
T _{СОВМ. С ЕЭС}	час/год	6237	6806	6091	6106	6116	6123	6154	6146	6141

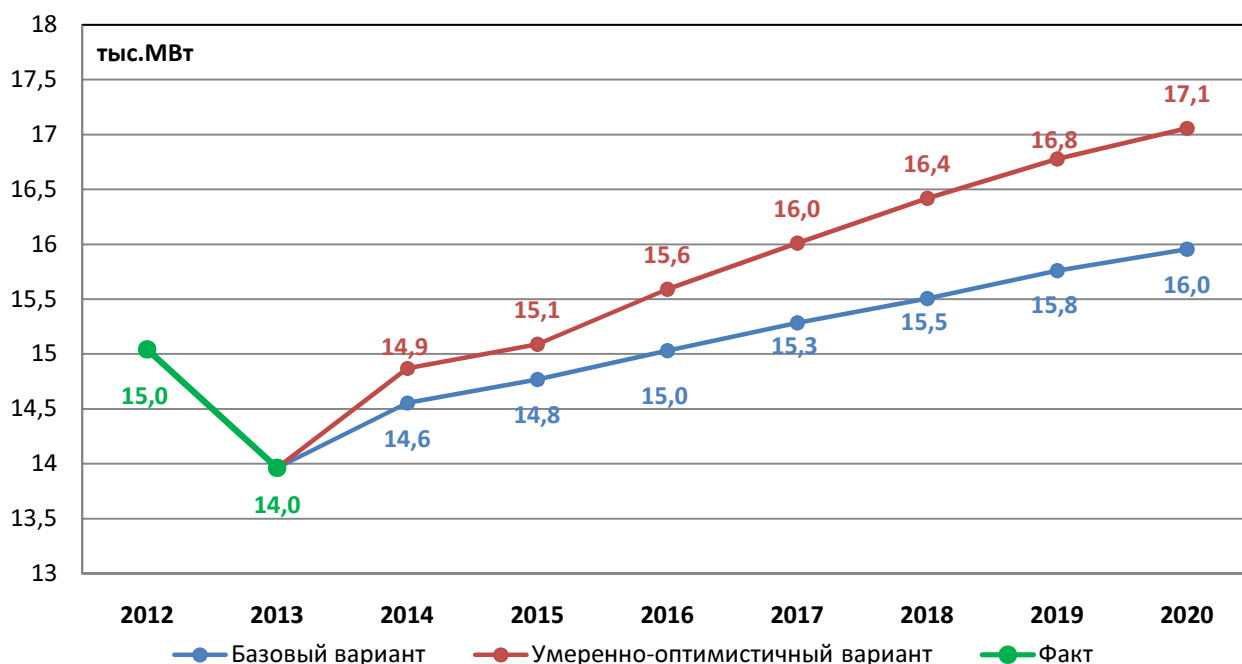


Рисунок 3.5. Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Юга

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

На рисунке 3.5 представлено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Юга на период 2014 – 2020 годы.

ОЭС Урала

Доля ОЭС Урала в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2014 году составит 23,5 % для базового и умеренно-оптимистичного вариантов электропотребления, а к 2020 году снизится до 23,2 % и 23 % соответственно. Собственный максимум потребления мощности в 2014 году прогнозируется на уровне 37 472 МВт и 37 934 МВт для базового и умеренно-оптимистичного вариантов электропотребления. К 2020 году этот показатель достигнет уровня 39 009 МВт и 40 932 МВт для двух вариантов электропотребления при среднегодовых темпах прироста максимумов потребления за 2014 – 2020 годы – 1,1 % и 1,8 % соответственно.

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

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

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Базовый вариант										
Э _{Год}	млрд. кВт.ч	257,0	257,7	258,9	261,2	264,2	265,6	267,7	268,9	271,6
P _{МАХ СОБСТВ.}	МВт	37057	36236	37472	37730	38081	38351	38734	38892	39009
T _{МАХ ГОД}	час/год	6935	7112	6910	6922	6937	6926	6912	6914	6963
P _{СОВМ. С ЕЭС}	МВт	36753	35584	36910	37164	37510	37776	38153	38309	38424
T _{СОВМ. С ЕЭС}	час/год	6993	7243	7016	7027	7043	7031	7017	7019	7069
Умеренно-оптимистичный вариант										
Э _{Год}	млрд. кВт.ч	257,0	257,8	262,8	268,5	274,6	278,2	282,5	283,8	285,8
P _{МАХ СОБСТВ.}	МВт	37057	36236	37934	38643	39368	39978	40525	40744	40932
T _{МАХ ГОД}	час/год	6935	7114	6929	6949	6976	6958	6971	6966	6983
P _{СОВМ. С ЕЭС}	МВт	36753	35584	36948	37677	38400	39020	39568	39774	39972
T _{СОВМ. С ЕЭС}	час/год	6993	7245	7114	7127	7151	7129	7140	7135	7151

На рисунке 3.6 представлено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Урала на период 2014 – 2020 годы.

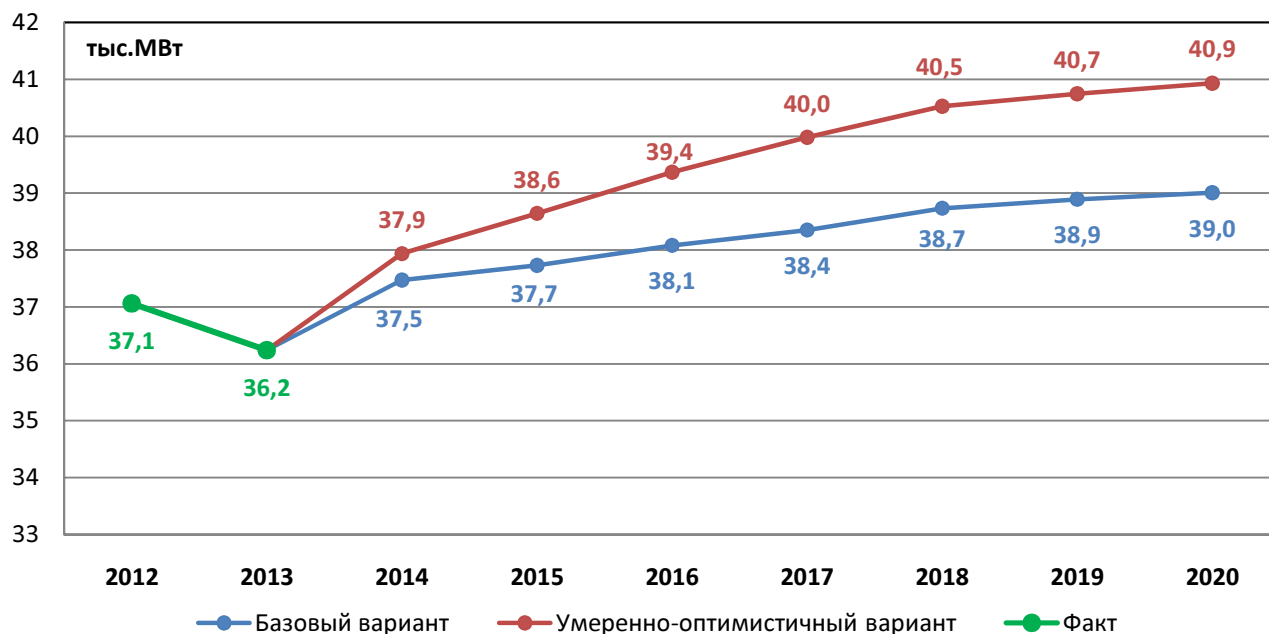


Рисунок 3.6. Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Урала

ОЭС Сибири

Доля ОЭС Сибири в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2014 году составит около 19,5 % для двух вариантов электропотребления, и в 2020 году этот показатель практически не изменится. Собственный максимум потребления мощности к 2014 году прогнозируется на уровне 31 847 МВт в базовом варианте электропотребления и 32 113 МВт в умеренно-оптимистичном, к 2020 году – на уровне 33 849 МВт и 35 284 МВт соответственно при среднегодовых темпах прироста максимумов потребления за 2014 – 2020 годы – 1,5 % и 2,1 %.

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						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Базовый вариант										
Э _{Год}	млрд. кВт.ч	210,2	205,3	206,4	209,5	212,2	215,0	217,2	218,0	219,2
P _{МАХ СОБСТВ.}	МВт	31837	30418	31847	32313	32764	33365	33621	33743	33849
T _{МАХ ГОД}	час/год	6602	6750	6481	6482	6478	6444	6460	6461	6475
P _{СОВМ. С ЕЭС}	МВт	31135	28483	30637	31087	31534	32134	32401	32523	32624
T _{СОВМ. С ЕЭС}	час/год	6751	7209	6737	6738	6730	6691	6703	6703	6718
Умеренно-оптимистичный вариант										
Э _{Год}	млрд. кВт.ч	210,2	205,3	208,0	213,4	220,6	225,5	227,6	228,7	230,0

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
$P_{\text{МАХ СОБСТВ.}}$	МВт	31837	30418	32113	32881	34037	34712	34938	35146	35284
$T_{\text{МАХ ГОД}}$	час/год	6602	6750	6477	6489	6481	6497	6514	6506	6520
$P_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$	МВт	31135	28483	30668	31401	32557	33152	33454	33610	33736
$T_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$	час/год	6751	7209	6782	6795	6776	6802	6803	6804	6819

На рисунке 3.7 представлено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Сибири на период 2014 – 2020 годы.

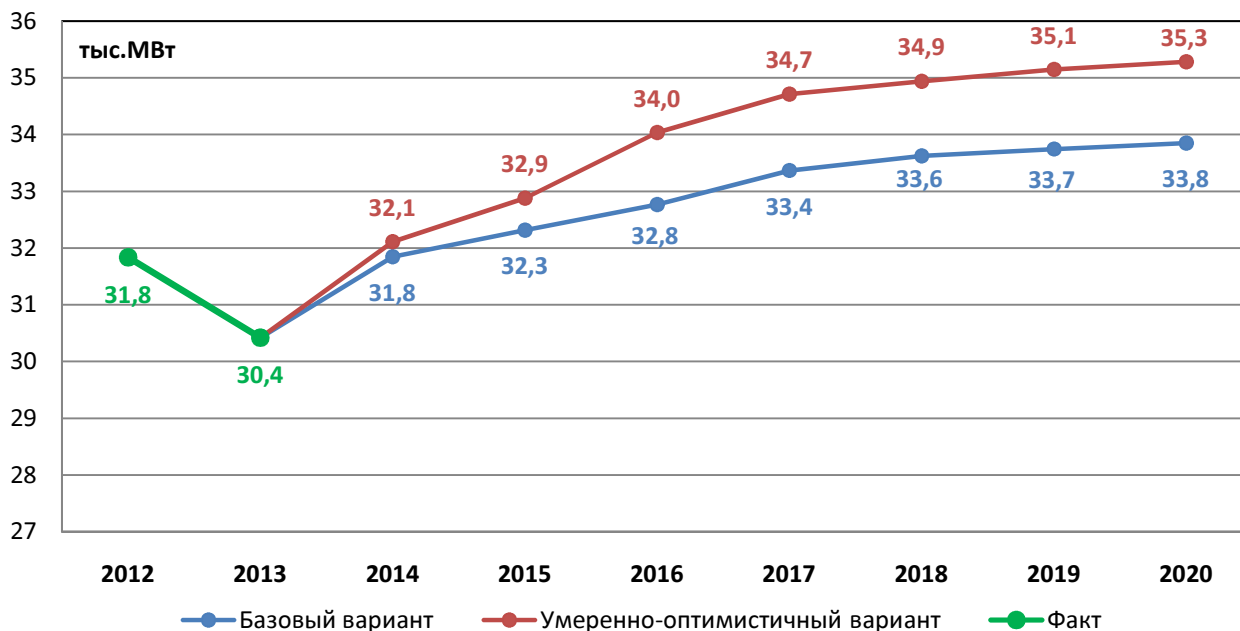


Рисунок 3.7. Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Сибири

ОЭС Востока

Доля ОЭС Востока в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2014 году составит порядка 3 % для двух вариантов электропотребления, а в 2020 году увеличится до 3,7 % в базовом варианте электропотребления и 3,9 % в умеренно-оптимистичном варианте. Собственный максимум потребления мощности ОЭС Востока (без учета потребления мощности изолированно работающего Николаевского энергоузла) в 2014 году прогнозируется на уровне 5529 МВт в базовом варианте и 5700 МВт в умеренно-оптимистичном варианте, к 2020 году – 7462 МВт и 8239 МВт соответственно, при этом среднегодовые темпы прироста максимума потребления за 2014 – 2020 годы составят 4,8 % и 6,3 %. Большие темпы прироста электрической нагрузки обусловлены присоединением Западного и Центрального энергорайонов Республики Саха (Якутия). Без учета присоединенной мощности этих энергорайонов среднегодовые темпы приростов составили бы 2 % и 3,7 % соответственно.

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						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Базовый вариант										
$\mathcal{E}_{\text{ГОД}}$	млрд. кВт.ч	31,7	31,6	32,0	32,5	35,7	39,4	41,5	43,3	43,7
$P_{\text{МАХ СОБСТВ.}}$	МВт	5472	5382	5529	5618	6646	6825	7338	7412	7462
$T_{\text{МАХ ГОД}}$	час/год	5788	5873	5788	5778	5373	5768	5654	5845	5857
$P_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$	МВт	4906	4709	4644	4719	5583	5734	6165	6226	6273
$T_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$	час/год	6456	6712	6891	6879	6395	6866	6730	6959	6968
Умеренно-оптимистичный вариант										
$\mathcal{E}_{\text{ГОД}}$	млрд. кВт.ч	31,7	31,6	32,5	33,7	38,2	42,4	44,9	47,1	47,8
$P_{\text{МАХ СОБСТВ.}}$	МВт	5472	5382	5700	5891	7124	7419	7999	8117	8239
$T_{\text{МАХ ГОД}}$	час/год	5788	5873	5708	5720	5356	5721	5618	5797	5799
$P_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$	МВт	4906	4709	4788	4948	5986	6234	6721	6821	6923
$T_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$	час/год	6456	6712	6796	6810	6374	6808	6687	6898	6901

На рисунке 3.8 представлено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Востока на период 2014 – 2020 годы.

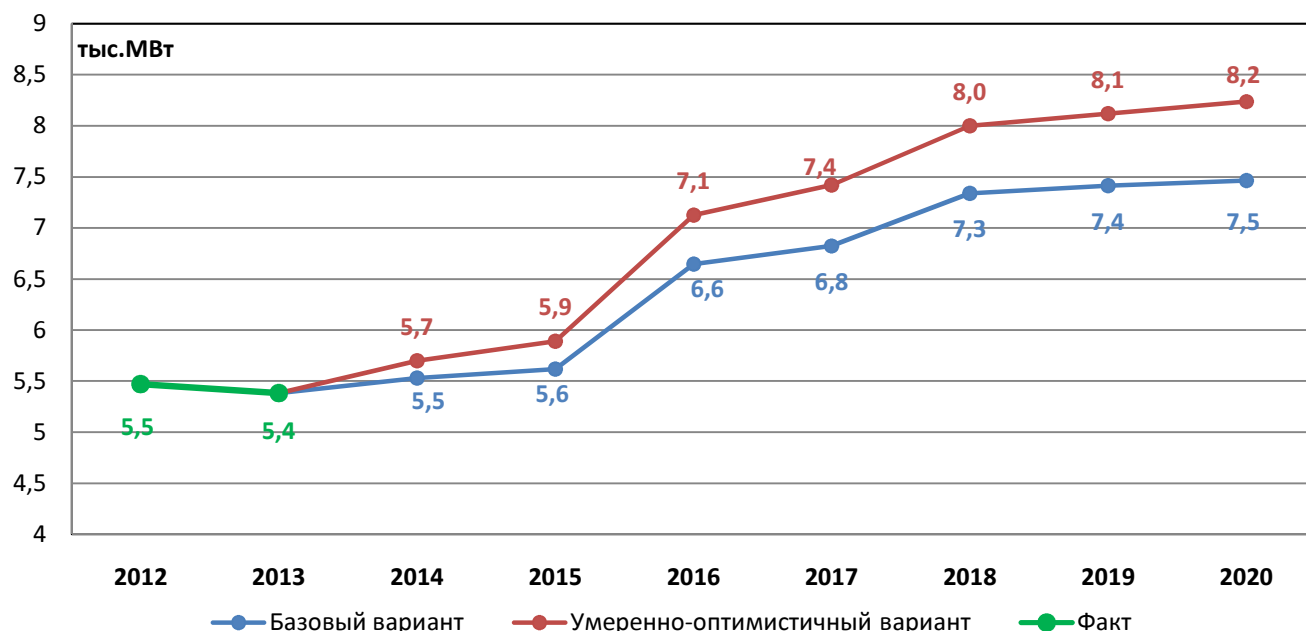


Рисунок 3.8. Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Востока

Выводы:

1. Максимальное потребление мощности ЕЭС России к 2020 году ожидается на уровне 166939 МВт для базового варианта электропотребления и 174753 МВт для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления. За период 2014 – 2020 годов среднегодовые приросты нагрузки ЕЭС России составят около 1,8 % и 2,5 % для базового и умеренно-оптимистичного вариантов электропотребления.

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

3. Наиболее интенсивный среднегодовой рост максимумов потребления мощности в период 2014 – 2020 годов будет наблюдаться в следующих ОЭС, как в базовом, так и умеренно-оптимистичном вариантах соответственно:

- ОЭС Юга 1,7 % и 1,9 %;
- ОЭС Центра 2,9 % и 2,7 %
- ОЭС Востока 4,8 % и 6,3 %.

4. Годовое число часов использования максимума потребления мощности по ЕЭС России к 2020 году существенно не изменится в базовом варианте и составит порядка 6470 часов, в умеренно-оптимистичном варианте данный показатель будет несколько выше (порядка 6529 часов).

4. Прогноз требуемого увеличения мощностей для удовлетворения спроса на электрическую энергию на период 2014 – 2020 годов

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

При оценке потребности в мощности для Европейской части ЕЭС России учитывается максимум потребления, совмещенный с ЕЭС, для ОЭС Сибири и Востока – максимум потребления, совмещенный с ЕЭС, и собственный. При принятых уровнях и режимах потребления мощности прогнозируемый максимум потребления по ЕЭС России в базовом варианте на уровне 2014 года составит 157 219 МВт и возрастет к 2020 году до 166 939 МВт, без учета ОЭС Востока – 152 575 МВт и 160 666 МВт соответственно.

В умеренно-оптимистичном варианте совмещенный максимум потребления по ЕЭС России на уровне 2014 года оценивается в 158035 МВт и возрастет к 2020 году до 174753 МВт, без учета ОЭС Востока – 153247 МВт и 167830 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 планируются в следующем объеме:

- на уровне 2014 года 3853 МВт/16,60 млрд. кВт.ч ;
- в период 2015 – 2016 годов –3853 МВт/ 17,30 млрд. кВт.ч ;
- в период 2017 – 2019 годов– 3858 МВт/17,25 млрд. кВт.ч ;
- в 2020 году – 3358 МВт/14,25 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 2020 года сохраняются традиционные направления экспортных поставок мощности и электрической энергии: в Финляндию (1300 МВт/4,4 млрд. кВт.ч), страны Балтии (600 МВт/4,0 млрд. кВт.ч), Монголию (210 МВт/0,45 млрд. кВт.ч), а также на период до 2019 года в Беларусь (500 МВт/3 млрд. кВт.ч). Кроме того, осуществляются экспортные поставки мощности и электрической энергии в рамках приграничной торговли с Финляндией (181 МВт/0,58 млрд. кВт.ч) и Норвегией (27 МВт/0,14 млрд. кВт.ч).

Из ОЭС Юга предусматриваются поставки мощности и электрической энергии в Грузию в объеме 150 МВт/0,25 млрд. кВт.ч в период 2014-2016 годов, 150 МВт/0,2 млрд. кВт.ч в 2017 – 2020 годы, Южную Осетию 35 МВт/0,13 млрд. кВт.ч в период 2014 – 2015 годов, 40 МВт/0,13 млрд. кВт.ч в период 2016 – 2020 годов.

Экспортные поставки в Казахстан в 2014 – 2020 годы планируются в объеме 170 МВт/0,35 млрд. кВт.ч. Из ОЭС Востока в рассматриваемый период предусматривается экспорт мощности и электрической энергии в Китай: в

2014 году в объеме 680 МВт/3,3 млрд. кВт.ч , в последующий период 2015 – 2020 годов– 680 МВт/4,0 млрд. кВт.ч.

Импорт мощности и электрической энергии в период до 2020 года планируется из Финляндии, что связано с реверсивными перетоками через ВПТ в объеме 0,1 млрд. кВт.ч на уровне 2014 года, 0,3 млрд. кВт.ч в период 2015– 2020 годов (при этом получение мощности предусматривается в летний период в объеме 350 МВт), и Казахстана – 300 МВт/1,0 млрд. кВт.ч в 2014 году, 300 МВт/0,5 млрд. кВт.ч в 2015 году (таблица 4.2).

Таблица 4.1. Прогноз экспорта электрической энергии и мощности по ЕЭС России и ОЭС (мощность на час годового совмещенного максимума ЕЭС)

Наименование	2014		2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность
	млрд. кВт·ч	МВт	млрд. кВт·ч	МВт	млрд. кВт·ч	МВт	млрд. кВт·ч	МВт	млрд. кВт·ч	МВт	млрд. кВт·ч	МВт	млрд. кВт·ч	МВт
ЕЭС России, всего	16,60	3853,0	17,30	3853,0	17,30	3858,0	17,25	3858,0	17,25	3858,0	17,25	3858,0	14,25	3358,0
ОЭС Северо-Запада	9,12	2108	9,12	2108	9,12	2108	9,12	2108	9,12	2108	9,12	2108	9,12	2108
Финляндия (приграничный)	0,58	181	0,58	181	0,58	181	0,58	181	0,58	181	0,58	181	0,58	181
Норвегия (приграничный)	0,14	27	0,14	27	0,14	27	0,14	27	0,14	27	0,14	27	0,14	27
Финляндия	4,40	1300	4,40	1300	4,40	1300	4,40	1300	4,40	1300	4,40	1300	4,40	1300
Балтия	4,00	600	4,00	600	4,00	600	4,00	600	4,00	600	4,00	600	4,00	600
ОЭС Центра	3,00	500	3,00	500	3,00	500	3,00	500	3,00	500	3,00	500	0,00	0
Беларусь	3,00	500	3,00	500	3,00	500	3,00	500	3,00	500	3,00	500		
ОЭС Средней Волги	0,04	10	0,04	10	0,04	10	0,04	10	0,04	10	0,04	10	0,04	10
Казахстан	0,04	10	0,04	10	0,04	10	0,04	10	0,04	10	0,04	10	0,04	10
ОЭС Юга	0,43	195	0,43	195	0,43	200	0,38	200	0,38	200	0,38	200	0,38	200
Грузия	0,25	150	0,25	150	0,25	150	0,20	150	0,20	150	0,20	150	0,20	150
Азербайджан	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0
Южная Осетия	0,13	35	0,13	35	0,13	40	0,13	40	0,13	40	0,13	40	0,13	40
Казахстан	0,05	10	0,05	10	0,05	10	0,05	10	0,05	10	0,05	10	0,05	10
ОЭС Урала	0,10	100	0,10	100	0,10	100	0,10	100	0,10	100	0,10	100	0,10	100
Казахстан	0,10	100	0,10	100	0,10	100	0,10	100	0,10	100	0,10	100	0,10	100
ОЭС Сибири	0,61	260	0,61	260	0,61	260	0,61	260	0,61	260	0,61	260	0,61	260
Монголия	0,45	210	0,45	210	0,45	210	0,45	210	0,45	210	0,45	210	0,45	210
Казахстан	0,16	50	0,16	50	0,16	50	0,16	50	0,16	50	0,16	50	0,16	50
ОЭС Востока	3,30	680	4,00	680	4,00	680	4,00	680	4,00	680	4,00	680	4,00	680
Китай	3,30	680	4,00	680	4,00	680	4,00	680	4,00	680	4,00	680	4,00	680

Таблица 4.2. Прогноз импорта электрической энергии и мощности по ЕЭС России и ОЭС (мощность на час годового совмещенного максимума ЕЭС)

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

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

Величины нормируемого расчетного резерва мощности по ЕЭС и ОЭС России определены в соответствии с методическим подходом к определению нормативных значений резерва мощности энергосистем, разработанным в составе Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем, прошедших в 2012 году публичное обсуждение в рамках НП «НТС ЕЭС» с участием представителей субъектов электроэнергетики и ведущих проектных институтов, в том числе ОАО «ТЭП», ОАО «ГазпромПромгаз», Институт энергетических исследований РАН, ЗАО «ГУ Институт энергетической стратегии», НП «ИНВЭЛ», ОАО «ЭНИН», ОАО «НТЦ ФСК». Нормативные значения резерва мощности по различным энергообъединениям в процентах от максимума потребления мощности представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3. Нормативные значения резерва мощности, %

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

Абсолютная величина резерва мощности в ЕЭС России в базовом варианте на уровне 2014 года должна составить 32152 МВт, на уровне 2020 года – 34183 МВт; в умеренно-оптимистичном варианте – 32319 МВт и 35777 МВт соответственно. Распределение нормативного резерва по ОЭС неравномерно, при этом использование резервов одной ОЭС для покрытия максимумов потребления мощности других ОЭС ограничено в силу недостаточной пропускной способности основной электрической сети и большой территориальной протяженности ЕЭС России.

Изменение спроса на мощность по ОЭС и ЕЭС России в период 2014 – 2020 годов представлено на рисунке 4.1 и в таблицах 4.4-4.5.

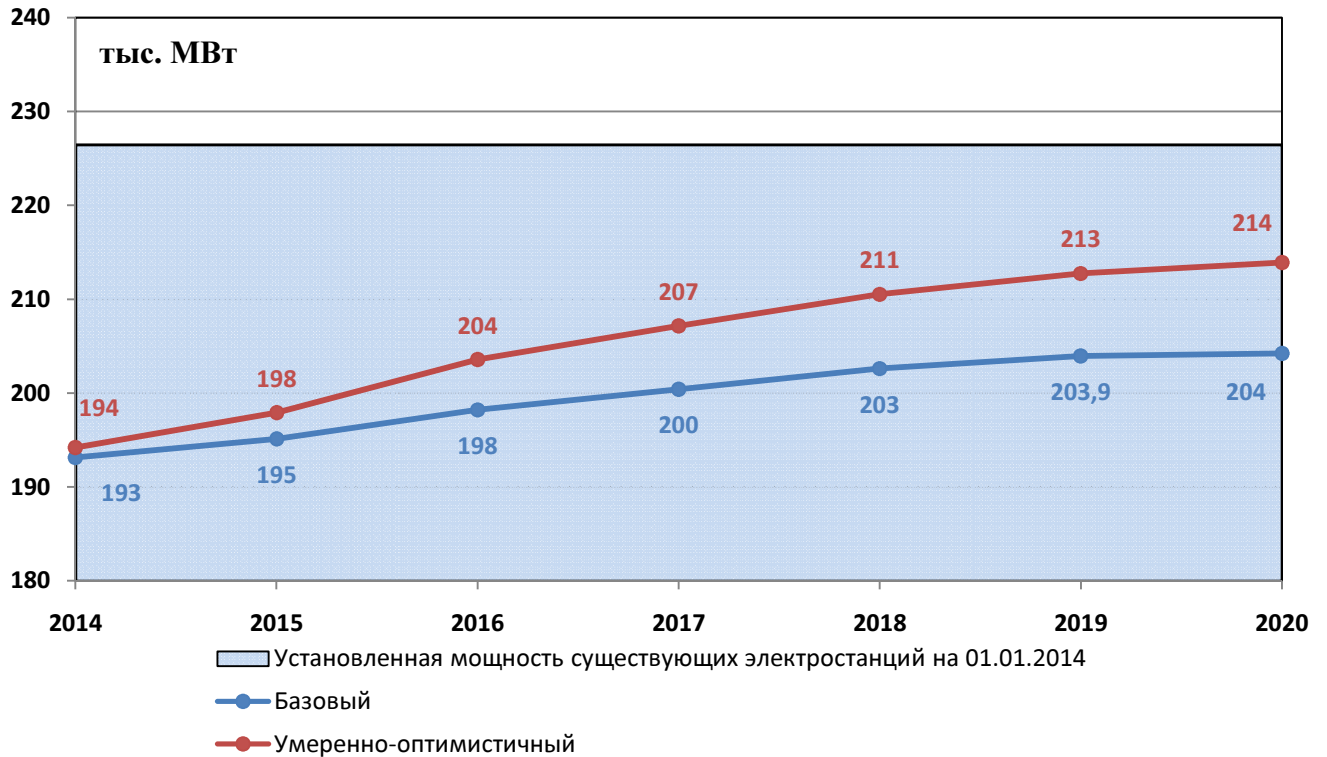


Рисунок 4.1. Спрос на мощность в ЕЭС России

Таблица 4.4. Спрос на мощность для базового варианта электропотребления, МВт

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ОЭС Северо-Запада							
Совмещенный максимум нагрузки	14468	14547	14709	14733	14857	14966	14965
Нормативный резерв	2751	2765	2795	2799	2823	2844	2843
Экспорт	2108	2108	2108	2108	2108	2108	2108
Спрос на мощность - всего	19327	19420	19612	19640	19788	19918	19916
ОЭС Центра							
Совмещенный максимум нагрузки	38809	39225	39646	40076	40457	40785	40920
Нормативный резерв	8540	8632	8722	8817	8901	8973	9002
Экспорт	500	500	500	500	500	500	-
Спрос на мощность - всего	47849	48357	48868	49393	49858	50258	49922
ОЭС Средней Волги							
Совмещенный максимум нагрузки	17557	17729	17827	17933	17999	18088	18176
Нормативный резерв	2897	2926	2941	2959	2970	2985	2999
Экспорт	10	10	10	10	10	10	10
Спрос на мощность - всего	20464	20665	20778	20902	20979	21083	21185
ОЭС Юга							

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Совмещенный максимум нагрузки	14194	14400	14658	14902	15119	15365	15557
Нормативный резерв	2769	2808	2858	2906	2948	2996	3034
Экспорт	195	195	200	200	200	200	200
Спрос на мощность - всего	17158	17403	17716	18008	18267	18561	18791
ОЭС Урала							
Совмещенный максимум нагрузки	36910	37164	37510	37776	38153	38309	38424
Нормативный резерв	7384	7435	7502	7555	7631	7662	7685
Экспорт	100	100	100	100	100	100	100
Спрос на мощность - всего	44394	44699	45112	45431	45884	46071	46209
ОЭС Сибири							
Совмещенный максимум нагрузки	30637	31087	31534	32134	32401	32523	32624
Нормативный резерв	6742	6839	6937	7069	7128	7155	7177
Экспорт	260	260	260	260	260	260	260
Спрос на мощность - всего	37639	38186	38731	39463	39789	39938	40061
ОЭС Востока							
Совмещенный максимум нагрузки	4644	4719	5583	5734	6165	6226	6273
Нормативный резерв	1069	1085	1284	1319	1418	1432	1443
Экспорт	680	680	680	680	680	680	680
Спрос на мощность - всего	6393	6484	7547	7733	8263	8338	8396
ЕЭС России							
Максимум нагрузки	157219	158871	161467	163288	165151	166262	166939
Нормативный резерв	32152	32490	33039	33424	33819	34047	34183
Экспорт	3853	3853	3858	3858	3858	3858	3358
Спрос на мощность - всего	193224	195214	198364	200570	202828	204167	204480
ОЭС Сибири на собственный максимум нагрузки							
Максимум нагрузки	31847	32313	32764	33365	33621	33743	33849
Нормативный резерв	7006	7109	7208	7340	7397	7423	7447
Экспорт	260	260	260	260	260	260	260
Спрос на мощность - всего	39113	39682	40232	40965	41278	41426	41556
ОЭС Востока на собственный максимум нагрузки							
Максимум нагрузки	5529	5618	6646	6825	7338	7412	7462
Нормативный резерв	1272	1292	1529	1570	1688	1705	1716
Экспорт	680	680	680	680	680	680	680
Спрос на мощность - всего	7481	7590	8855	9075	9706	9797	9858

Таблица 4.5. Спрос на мощность для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления, МВт

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ОЭС Северо-Запада							
Совмещенный максимум нагрузки	14630	14873	15155	15283	15508	15700	15827
Нормативный резерв	2782	2827	2879	2904	2947	2983	3007
Экспорт	2108	2108	2108	2108	2108	2108	2108
Спрос на мощность - всего	19520	19808	20142	20295	20563	20791	20942
ОЭС Центра							
Совмещенный максимум нагрузки	38939	39646	40389	41087	41729	42317	42724
Нормативный резерв	8570	8724	8886	9039	9180	9310	9399
Экспорт	500	500	500	500	500	500	-
Спрос на мощность - всего	48009	48870	49775	50626	51409	52127	52123
ОЭС Средней Волги							
Совмещенный максимум нагрузки	17712	18001	18242	18525	18731	18982	19109
Нормативный резерв	2923	2971	3010	3057	3091	3132	3153
Экспорт	10	10	10	10	10	10	10
Спрос на мощность - всего	20645	20982	21262	21592	21832	22124	22272
ОЭС Юга							
Совмещенный максимум нагрузки	14350	14560	15043	15450	15843	16190	16462
Нормативный резерв	2799	2840	2933	3013	3089	3157	3210
Экспорт	195	195	200	200	200	200	200
Спрос на мощность - всего	17344	17595	18176	18663	19132	19547	19872
ОЭС Урала							
Совмещенный максимум нагрузки	36948	37677	38400	39020	39568	39774	39972
Нормативный резерв	7394	7536	7680	7804	7914	7955	7994
Экспорт	100	100	100	100	100	100	100
Спрос на мощность - всего	44442	45313	46180	46924	47582	47829	48066
ОЭС Сибири							
Совмещенный максимум нагрузки	30668	31401	32557	33152	33454	33610	33736
Нормативный резерв	6749	6910	7163	7293	7360	7394	7422
Экспорт	260	260	260	260	260	260	260
Спрос на мощность - всего	37677	38571	39980	40705	41074	41264	41418
ОЭС Востока							

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Совмещенный максимум нагрузки	4788	4948	5986	6234	6721	6821	6923
Нормативный резерв	1102	1139	1377	1434	1546	1569	1592
Экспорт	680	680	680	680	680	680	680
Спрос на мощность - всего	6570	6767	8043	8348	8947	9070	9195
ЕЭС России							
Максимум нагрузки	158035	161106	165772	168751	171554	173394	174753
Нормативный резерв	32319	32947	33928	34544	35127	35500	35777
Экспорт	3853	3853	3858	3858	3858	3858	3358
Спрос на мощность - всего	194207	197906	203558	207153	210539	212752	213888
ОЭС Сибири на собственный максимум нагрузки							
Максимум нагрузки	32113	32881	34037	34712	34938	35146	35284
Нормативный резерв	7065	7234	7488	7637	7686	7732	7762
Экспорт	260	260	260	260	260	260	260
Спрос на мощность - всего	39438	40375	41785	42609	42884	43138	43306
ОЭС Востока на собственный максимум нагрузки							
Максимум нагрузки	5700	5891	7124	7419	7999	8117	8239
Нормативный резерв	1311	1355	1639	1706	1840	1867	1895
Экспорт	680	680	680	680	680	680	680
Спрос на мощность - всего	7691	7926	9443	9805	10519	10664	10814

Выводы:

1. При принятых уровнях и режимах потребления мощности прогнозируемый максимум потребления по ЕЭС России для базового варианта электропотребления на уровне 2014 года составит 157 219 МВт и возрастет к 2020 году до 166 939 МВт, а без учета ОЭС Востока – 152 575 МВт и 160 666 МВт соответственно.

В умеренно-оптимистичном варианте максимум потребления по ЕЭС России на уровне 2014 года оценивается в 158 035 МВт и возрастет к 2020 году до 174 753 МВт, без учета ОЭС Востока – 153 247 МВт и 167 830 МВт соответственно.

2. Абсолютная величина резерва мощности в ЕЭС России в базовом варианте на уровне 2014 года должна составить 32 152 МВт, на уровне 2020 года – 34 183 МВт; в умеренно-оптимистичном варианте – 32 319 МВт и 35 777 МВт соответственно.

3. При прогнозируемом совмещенном максимуме потребления, нормативном расчетном резерве мощности и заданных объемах экспорта мощности спрос на мощность по ЕЭС России в базовом варианте увеличится с ожидаемого 193 224 МВт в 2014 году до 204 480 МВт на уровне 2020 года, в умеренно-оптимистичном варианте с 194 207 МВт и до 213 888 МВт соответственно.

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

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 2014 – 2020 годы сформирована с учетом вводов новых генерирующих мощностей в период 2014 – 2020 годов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации и реконструкции (перемаркировке) действующего генерирующего оборудования электростанций, принятых в соответствии с предложениями генерирующих компаний (ноябрь-декабрь 2013 года).

Запланированные объемы выводимой из эксплуатации генерирующей мощности на электростанциях ЕЭС России на 2014 – 2020 годы составляют 7069,5 МВт. На атомных электростанциях (АЭС) планируется вывести из эксплуатации 4714 МВт (два первых энергоблока на Ленинградской АЭС (2x1000 МВт) и два первых энергоблока на Кольской АЭС (2x440 МВт) в ОЭС Северо-Запада, энергоблоки № 3 и № 4 на Нововоронежской АЭС (2x417 МВт) и энергоблок № 2 на Курской АЭС (1000 МВт) в ОЭС Центра); на тепловых электростанциях (ТЭС) – 2355,3 МВт, в том числе под замену – 11 МВт.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по ЕЭС России и ОЭС представлены в таблице 5.1 и на рисунке 5.1.

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

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Всего за 2014-2020 годы
ЕЭС России, всего	115,0	1335,5	735,5	477,0	1793,5	565,0	2048,0	7069,5
АЭС			417,0	417,0	1440,0	440,0	2000,0	4714,0
ТЭС	115,0	1335,5	318,3	60,0	353,5	125,0	48,0	2355,3
в т.ч. ТЭЦ*	57,0	365,5	181,3	25,0	273,5	60,0		962,3
КЭС**	58,0	970,0	137,0	35,0	80,0	65,0	48,0	1393,0
ВИЭ***			0,2					0,2
в т.ч. ВЭС			0,2					0,2
в т.ч. под замену	11,0							11,0
ТЭС	11,0							11,0
в т.ч. ТЭЦ	11,0							11,0
ОЭС Северо-Запада, всего	19,0		29,5		1440,0	440,0	1000,0	2928,5
АЭС					1440,0	440,0	1000,0	2880,0
ТЭС	19,0		29,3					48,3
в т.ч. ТЭЦ	19,0		29,3					48,3
ВИЭ			0,2					0,2
в т.ч. ВЭС			0,2					0,2
ОЭС Центра, всего		474,5	417,0	442,0			1000,0	2333,5
АЭС			417,0	417,0			1000,0	1834,0
ТЭС		474,5		25,0				499,5
в т.ч. ТЭЦ		54,5		25,0				79,5
КЭС		420,0						420,0
ОЭС Средней Волги, всего		18,0						18,0
ТЭС		18,0						18,0

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Всего за 2014-2020 годы
в т.ч. ТЭЦ		18,0						18,0
ОЭС Юга, всего	12,0	50,0				60,0		122,0
ТЭС	12,0	50,0				60,0		122,0
в т.ч. ТЭЦ	12,0	50,0				60,0		122,0
ОЭС Урала, всего	11,0	793,0	145,0		136,0			1085,0
ТЭС	11,0	793,0	145,0		136,0			1085,0
в т.ч. ТЭЦ	11,0	243,0	145,0		136,0			535,0
КЭС		550,0						550,0
в т.ч. под замену	11,0							11,0
ТЭС	11,0							11,0
в т.ч. ТЭЦ	11,0							11,0
ОЭС Сибири, всего	32,0							32,0
ТЭС	32,0							32,0
в т.ч. ТЭЦ	15,0							15,0
КЭС	17,0							17,0
ОЭС Востока**** , всего	41,0		144,0	35,0	217,5	65,0	48,0	550,5
ТЭС	41,0		144,0	35,0	217,5	65,0	48,0	550,5
в т.ч. ТЭЦ			7,0		137,5			144,5
КЭС	41,0		137,0	35,0	80,0	65,0	48,0	406,0

Примечание: * ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

** КЭС – конденсационная электростанция;

*** ВИЭ – электростанция на возобновляемых источниках энергии;

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

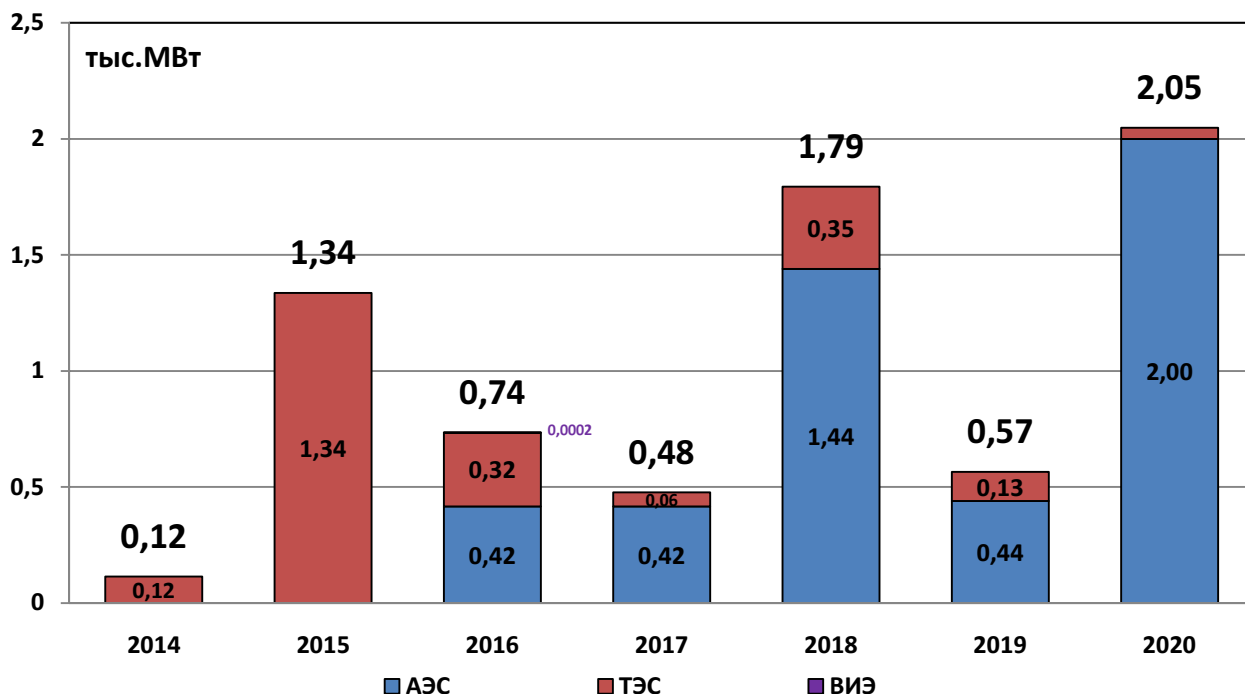


Рисунок 5.1. Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России в 2014 – 2020 годы

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

Дополнительно к рассмотренным выше предложениям по выводу из эксплуатации генерирующего оборудования в период 2014 – 2020 годов возможен вывод из эксплуатации генерирующего оборудования в объеме 6533,1 МВт на ТЭС, в том числе под замену – 880,9 МВт. К дополнительным объемам выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования отнесены предложения генерирующих компаний в соответствии с разработанными ими инновационными сценариями развития, предусматривающими более высокие темпы обновления генерирующего оборудования электростанций (например, вывод из эксплуатации генерирующего оборудования для целей ввода нового оборудования, в том числе из перечня дополнительных вводов, приведенного далее в настоящем разделе).

В таблице 5.2 и на рисунке 5.2 представлены объемы возможного дополнительного вывода из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России в период 2014 – 2020 годов. Планируемые дополнительные объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по электростанциям ЕЭС России представлены в приложении № 4.

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

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Всего за 2014-2020 годы
ЕЭС России, всего	1229,0	825,0	1759,1	579,0	799,0	525,0	817,0	6533,1
ТЭС	1229,0	825,0	1759,1	579,0	799,0	525,0	817,0	6533,1
в т.ч. ТЭЦ	1199,0	745,8	914,1	267,0	643,0	25,0	435,0	4228,9
КЭС	30,0	79,2	845,0	312,0	156,0	500,0	382,0	2304,2
в т.ч. под замену	24,0		84,9	181,0	541,0		50,0	880,9
ТЭС	24,0		84,9	181,0	541,0		50,0	880,9
в т.ч. ТЭЦ			84,9	181,0	435,0		50,0	750,9
КЭС	24,0				106,0			130,0
ОЭС Северо-Запада, всего			24,9					24,9
ТЭС			24,9					24,9
в т.ч. ТЭЦ			24,9					24,9
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	1205,0	174,8	650,0	300,0		300,0	300,0	2929,8
ТЭС	1205,0	174,8	650,0	300,0		300,0	300,0	2929,8
в т.ч. ТЭЦ	1199,0	174,8	50,0					1423,8
КЭС	6,0		600,0	300,0		300,0	300,0	1506,0
ОЭС Средней Волги, всего		25,0	118,0		186,0	25,0		354,0
ТЭС		25,0	118,0		186,0	25,0		354,0
в т.ч. ТЭЦ		25,0	118,0		80,0	25,0		248,0
КЭС					106,0			106,0
в т.ч. под замену					186,0			186,0
ТЭС					186,0			186,0
в т.ч. ТЭЦ					80,0			80,0
КЭС					106,0			106,0
ОЭС Юга, всего		196,2						196,2

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Всего за 2014-2020 годы
ТЭС		196,2						196,2
в т.ч. ТЭЦ		117,0						117,0
КЭС		79,2						79,2
ОЭС Урала, всего	24,0	429,0	861,2	94,0	283,0		50,0	1741,2
ТЭС	24,0	429,0	861,2	94,0	283,0		50,0	1741,2
в т.ч. ТЭЦ		429,0	661,2	94,0	283,0		50,0	1517,2
КЭС	24,0		200,0					224,0
в т.ч. под замену	24,0			94,0	188,0		50,0	356,0
ТЭС	24,0			94,0	188,0		50,0	356,0
в т.ч. ТЭЦ				94,0	188,0		50,0	332,0
КЭС	24,0							24,0
ОЭС Сибири, всего			60,0	87,0	167,0			314,0
ТЭС			60,0	87,0	167,0			314,0
в т.ч. ТЭЦ			60,0	87,0	167,0			314,0
в т.ч. под замену			60,0	87,0	167,0			314,0
ТЭС			60,0	87,0	167,0			314,0
в т.ч. ТЭЦ			60,0	87,0	167,0			314,0
ОЭС Востока, всего			45,0	98,0	163,0	200,0	467,0	973,0
ТЭС			45,0	98,0	163,0	200,0	467,0	973,0
в т.ч. ТЭЦ				86,0	113,0		385,0	584,0
КЭС			45,0	12,0	50,0	200,0	82,0	389,0

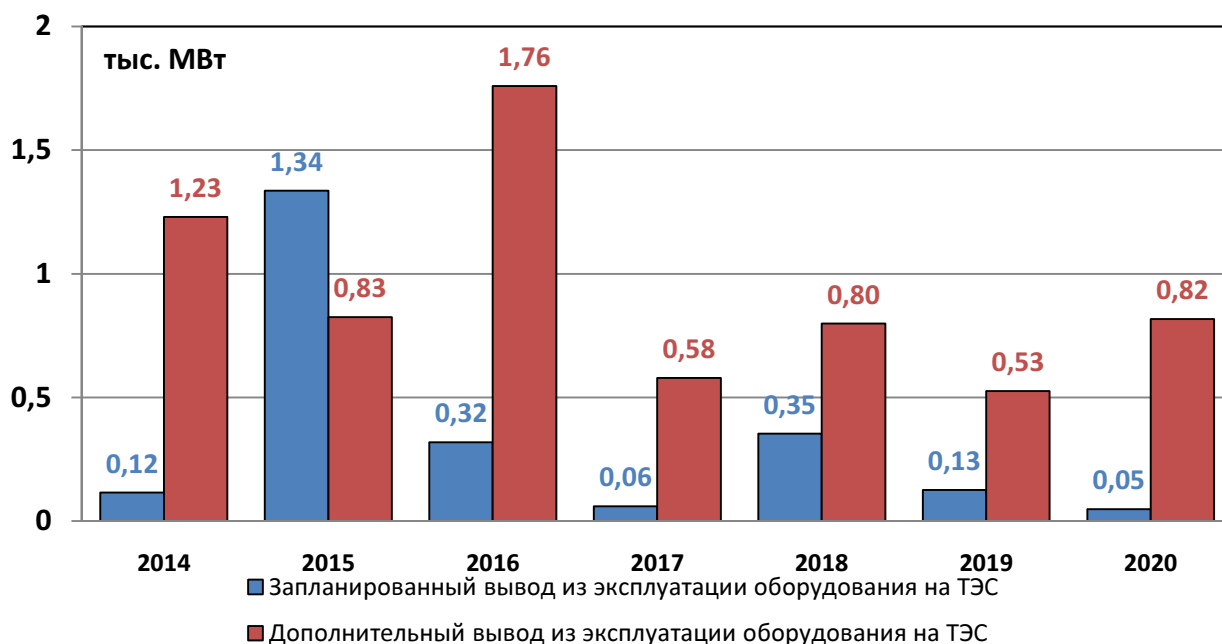


Рисунок 5.2. Объемы вывода из эксплуатации генерирующего оборудования на ТЭС

В 2013 году на электростанциях ЕЭС России было введено в эксплуатацию 3 738,368 МВт генерирующих мощностей. Перечень вводов генерирующих мощностей в 2013 году приведен в таблице 5.3.

Таблица 5.3. Вводы мощности на электростанциях ЕЭС России в 2013 году

Электростанция	Станционный номер	Марка турбины	Установленная мощность, МВт
ОЭС Северо-Запада			135,63
МГЭС Рюмякоске	№1	Гидроагрегат "Каплан"	0,63
ТЭЦ Архангельского ЦБК	№5	ПТ-25/30-8,8/1,0-1	25
Новоколпинская ТЭЦ	№1	ПГУ**	110
ОЭС Центра			626,15
Новомосковская ГРЭС*	№8-9	ПГУ	187,65
ГТЭС «Терешково»	№1	ПГУ	170
УТЭЦ ОАО «НЛМК»	№1-3	ПТ-40/50-8,8/1,3	150
Обнинская ТЭЦ-1	№1	ГТУ***	21
ГТЭС «Внуково»	№1-2	SGN-800	90
ЭСН КС-15 Нюксенского ЛПУ МГ	№1-3	ГТУ	7,5
ОЭС Средней Волги			229,5
Новокуйбышевская ТЭЦ-1	№1-3	ГТУ	229,5
ОЭС Юга			631,2
ПГУ Центральной Астраханской котельной	№1	ПГУ	116
	№2	ПГУ	106
Мини-ТЭЦ г. Черкесска	№1-3	ГПА	6
Джубгинская ТЭС	№1	LMS 100PB	101,5
	№2	LMS 100PB	99,2
Мобильные ГТ ТЭС на ПС Псоу	№1-4	FN8-3 MOBILEPAC	90
Сочинская МГТЭС	№1-2	FN8-3 MOBILEPAC	45
Мобильные ГТ ТЭС на ПС СУГ	№1-3	FN8-3 MOBILEPAC	67,5
ОЭС Урала			1314,988
Курганская ТЭЦ-2	№1	ПГУ	113,1
Няганская ГРЭС	№1	ПГУ	420,9
ГТЭС ДНС-3 Восточно-Сургутского м/р	№1-3	НК-16СТ	36
Курганская ТЭЦ-2	№2	ПГУ	112,077
Няганская ГРЭС	№2	ПГУ	424,24
Челябинская ТЭЦ- 1	№10,11	ГТУ	42,571
ТЭС ООО "Автокотельная"	№1-2	ТГЗАС/10,5P13/1,2	6,5
Пермская ТЭЦ-9	№12	ГТУ	159,6
ОЭС Сибири			800,9
Омская ТЭЦ-3	№1	ПГУ-90	81,9
Богучанская ГЭС****	№5	PO-75-230B	333
Богучанская ГЭС	№6	PO-75-230B	333
Ново-Иркутская ТЭЦ	№6	P-50-130-1	53
ЕЭС России, всего			3738,368

Примечание: * ГРЭС – государственная районная электростанция

** ПГУ – парогазовая установка

*** ГТУ – газотурбинная установка

**** ГЭС – гидроэлектростанция

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

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Всего за 2014-2020 годы
ВИЭ			45,0					45,0
в т.ч. СЭС			45,0					45,0
в т.ч. на замену	61,5							61,5
ТЭС	61,5							61,5
в т.ч. ТЭЦ	61,5							61,5
ОЭС Средней Волги - всего	290,0	670,0		45,0				1005,0
ТЭС	290,0	670,0						960,0
в т.ч. ТЭЦ	180,0	230,0						410,0
КЭС	110,0	440,0						550,0
ВИЭ				45,0				45,0
в т.ч. ВЭС				45,0				45,0
ОЭС Юга - всего	508,1	1636,0	68,2	106,0		1100,0		3418,3
АЭС		1100,0				1100,0		2200,0
ТЭС	128,8	6,0	8,2	1,0				144,0
ГАЭС		140,0						140,0
ТЭС	346,9	330,0						676,9
в т.ч. ТЭЦ	346,9							346,9
КЭС		330,0						330,0
ВИЭ	32,4	60,0	60,0	105,0				257,4
в т.ч. ВЭС	2,4		15,0	15,0				32,4
СЭС	30,0	60,0	45,0	90,0				225,0
ОЭС Урала - всего	3157,0	3109,5	1519,0	460,0				8245,5
АЭС	880,0							880,0
ТЭС	2277,0	3064,5	1460,0	420,0				7221,5
в т.ч. ТЭЦ	1031,0	1106,5	200,0					2337,5
КЭС	1246,0	1958,0	1260,0	420,0				4884,0
ВИЭ		45,0	59,0	40,0				144,0
в т.ч. ВЭС				30,0				30,0
СЭС		45,0	59,0	10,0				114,0
в т.ч. на замену	130,0	115,0						245,0
ТЭС	130,0	115,0						245,0
в т.ч. ТЭЦ	130,0	115,0						245,0
ОЭС Сибири - всего	1604,0	815,2	120,0					2539,2
ТЭС	999,0							999,0
ТЭС	605,0	800,0	120,0					1525,0
в т.ч. ТЭЦ	175,0		120,0					295,0
КЭС	430,0	800,0						1230,0
ВИЭ		15,2						15,2
в т.ч. СЭС		15,2						15,2
в т.ч. на замену	55,0		120,0					175,0
ТЭС	55,0		120,0					175,0
в т.ч. ТЭЦ	55,0		120,0					175,0
ОЭС Востока * - всего	49,8	299,5	270,0		845,0			1464,3
ТЭС		160,0	160,0					320,0
ТЭС	49,8	139,5	110,0		845,0			1144,3
в т.ч. ТЭЦ	49,8	139,5	110,0		845,0			1144,3

Примечание: * - начиная с 2016 года, учтено присоединение Центрального и Западного энергорайонов Республики Саха (Якутия) к ОЭС Востока

Наиболее значительный объем вводов генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации до 2020 года планируется в ОЭС Урала (8245,5 МВт) и в ОЭС Центра (8201 МВт).

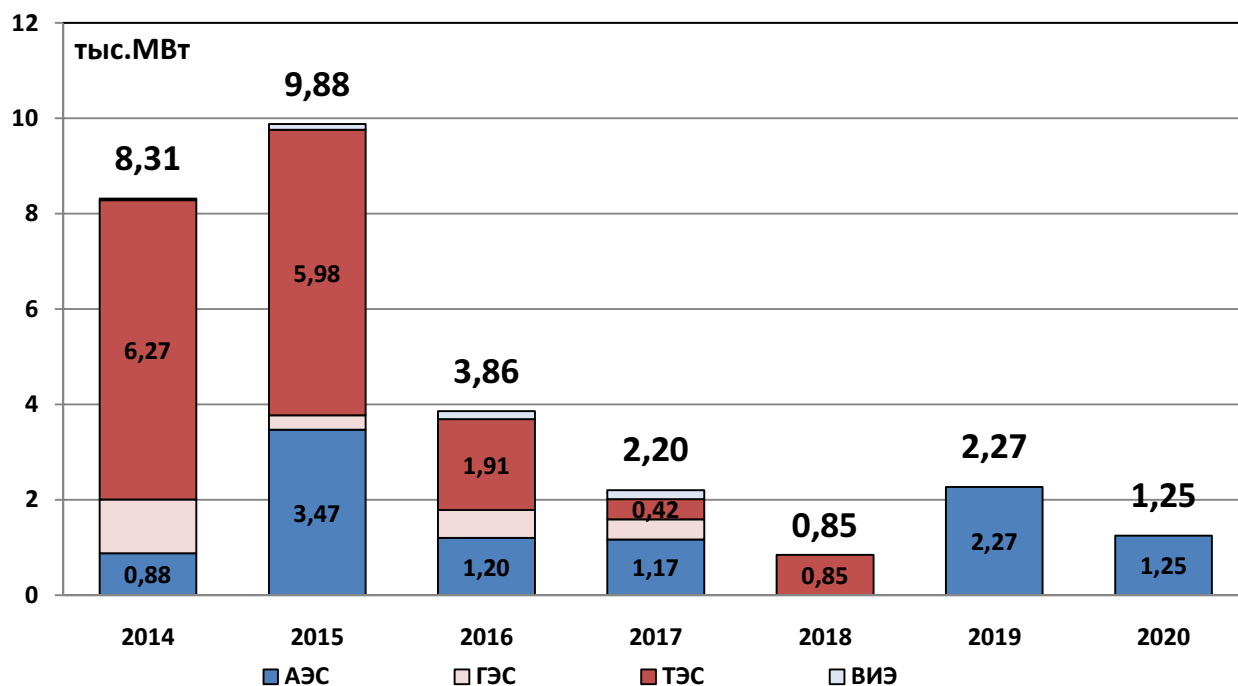


Рисунок 5.3. Вводы мощности на электростанциях ЕЭС России

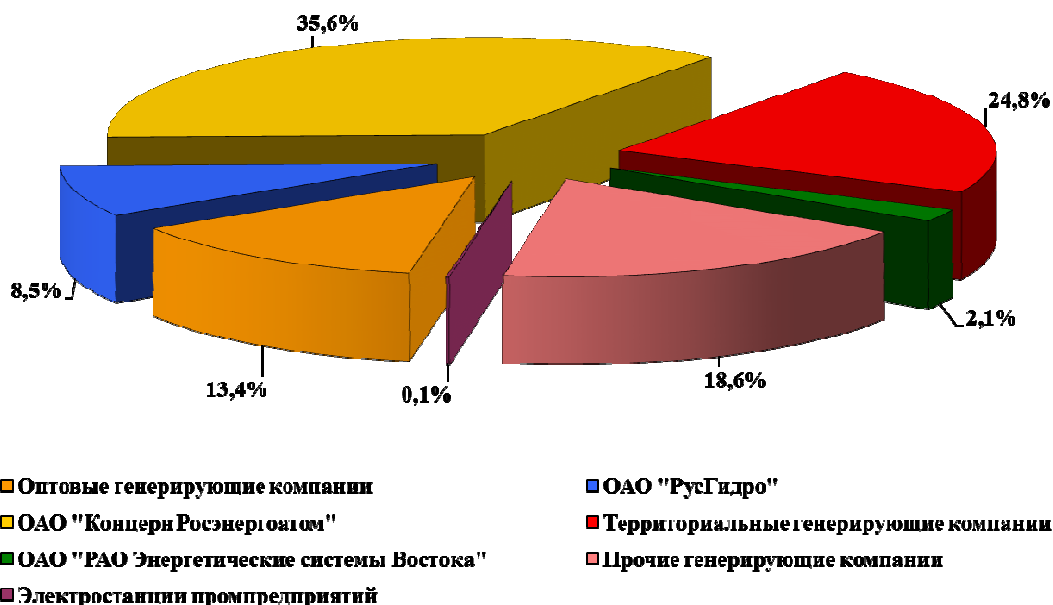


Рисунок 5.4. Структура вводов мощности на электростанциях ЕЭС России по генерирующим компаниям

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

Развитие атомной энергетики в период 2014 – 2020 годов предусматривается на существующих и новых площадках:

– ОЭС Северо-Запада – Ленинградская АЭС-2 в Ленинградской области (с вводом первых трех энергоблоков типа ВВЭР-1200 мощностью 1170 МВт в 2015, 2017 и 2019 годах для обеспечения, в том числе, замены выводимых из эксплуатации в 2018 и 2020 годах энергоблоков № 1 и № 2 на Ленинградской АЭС);

– ОЭС Центра – Нововоронежская АЭС-2 (с вводом первых двух энергоблоков типа ВВЭР-1200 мощностью 1198,8 МВт в 2015 и 2016 годах) и Курская АЭС-2 (с вводом первого энергоблока типа ВВЭР-ТОИ мощностью 1250 МВт в 2020 году);

– ОЭС Юга – Ростовская АЭС с вводом энергоблоков № 3 и № 4 типа ВВЭР мощностью 1100 МВт в 2015 и 2019 годах;

– ОЭС Урала – Белоярская АЭС-2 с вводом энергоблока типа БН-880 мощностью 880 МВт в 2014 году.

Вводы мощности на ГЭС в ЕЭС России в период 2014 – 2020 годов предусматриваются в объеме 1463 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 достижением проектной установленной мощности 2997 МВт, в ОЭС Юга – Гоцатлинской ГЭС каскада Зирани (2х50 МВт в 2014 году).

Строительство новых ГЭС в рассматриваемый перспективный период предусматривается в ОЭС Востока – это проект Нижне-Бурейской ГЭС (2х80 МВт в 2015 году и 2х80 в 2016 году).

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

В связи с планируемым развитием атомной энергетики и, как следствие, увеличением потребности в маневренной мощности в европейской части России в период 2014 – 2020 годов предусматривается завершение строительства Загорской ГАЭС-2 в энергосистеме г. Москвы и Московской области в ОЭС Центра (2х210 МВт в 2016 году и 2х210 МВт в 2017 году) и Зеленчукской ГЭС-ГАЭС в энергосистеме Республики Карачаево-Черкесия в ОЭС Юга (2х70 МВт в 2015 году).

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

В рассматриваемый перспективный период до 2020 года предусматривается ввод в эксплуатацию новых крупных энергоблоков (единичной мощностью выше 200 МВт) с использованием парогазовых технологий с высокой вероятностью ввода в эксплуатацию:

– в ОЭС Центра: на Владимирской ТЭЦ-2 (ПГУ-230(Т)), Череповецкой ГРЭС (ПГУ-420), Воронежской ТЭЦ-1 (ПГУ-223(Т)), Хуадянь-Тенинской ТЭС (ПГУ-

450(Т)), ГТЭС «Городецкая» (ПГУ-226,9(Т)), а также на электростанциях ОАО «Мосэнерго»: ТЭЦ-12 (ПГУ-220(Т)), ТЭЦ-16 (ПГУ-420(Т)), ТЭЦ-20 (ПГУ-420(Т));

– в ОЭС Средней Волги: на Казанской ТЭЦ-2 (ПГУ-230(Т));

– 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 (2хПГУ-420), Нижнетуриной ГРЭС (2хПГУ-230), Академической ТЭЦ-1 (ПГУ-200(Т)), Нижневартовской ГРЭС (ПГУ-410), Няганской ГРЭС (ПГУ-418), Полярной ТЭС (ПГУ-242-(Т)), Ижевской ТЭЦ-1 (ПГУ-230(Т)), Челябинской ГРЭС (2хПГУ-247,5(Т)), Южно-Уральской ГРЭС-2 (2хПГУ-400).

Также в период 2014–2020 годов планируется ввод крупных (единичной мощностью выше 200 МВт) энергоблоков, работающих на угле:

– в ОЭС Центра: на Черепетской ГРЭС (2хК-225-130);

– в ОЭС Юга: на Новочеркасской ГРЭС (К-330-240);

– в ОЭС Урала: на Троицкой ГРЭС (К-660-240);

– в ОЭС Сибири: на Березовской ГРЭС-1 (К-800-240).

Развитие возобновляемых источников энергии предусматривается за счет строительства ветровых (ВЭС, 107,4 МВт в рассматриваемый перспективный период) и солнечных электростанций (СЭС, 399,2 МВт). Строительство ВЭС планируется в ОЭС Средней Волги (45 МВт), ОЭС Юга (32,4 МВт) и ОЭС Урала (30 МВт). Наибольший объем сооружения СЭС предусматривается в ОЭС Юга (225 МВт) и в ОЭС Урала (114 МВт). В ОЭС Центра планируется ввести в эксплуатацию 45 МВт на СЭС в период до 2020 года, в ОЭС Сибири – 15,2 МВт.

Кроме того, в рамках разработки инновационных сценариев развития генерирующих мощностей от собственников генерирующих компаний получена информация о намерениях по дополнительному сооружению объектов генерации, не соответствующих критериям отнесения к перечню вводов с высокой вероятностью реализации, в объеме 21496,0 МВт в рассматриваемый перспективный период, в том числе на ГЭС – 36 МВт, на ГАЭС – 390 МВт, на ТЭС – 16076,0 МВт и на ВИЭ – 2446 МВт.

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

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

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Всего за 2014-2020 годы
ЕЭС России - всего	166,2	2104,7	3687,9	3582,3	5021,1	2148,9	4784,9	21496,0
АЭС				100,0	1194,0		1254,0	2548,0
ГЭС	36,0							36,0
ГАЭС							390,0	390,0
ТЭС	130,2	1878,7	2889,9	2517,3	3470,1	2148,9	3040,9	16076,0
в т.ч. ТЭЦ	106,2	1854,7	2611,9	1864,3	1751,1	1368,9	821,9	10379,0
КЭС	24,0	24,0	278,0	653,0	1719,0	780,0	2219,0	5697,0

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Всего за 2014-2020 годы
ВИЭ		226,0	798,0	965,0	357,0		100,0	2446,0
в т.ч. ВЭС		221,0	783,0	965,0	357,0		100,0	2426,0
СЭС		5,0	15,0					20,0
в т.ч. замена	30,0	90,0		130,0	417,0	332,0		999,0
ТЭС	30,0	90,0		130,0	417,0	332,0		999,0
в т.ч. ТЭЦ	6,0	90,0		0,0	417,0	332,0		845,0
КЭС	24,0			130,0				154,0
ОЭС Северо-Запада		414,3	248,0	331,0	1244,0		2134,0	4371,3
АЭС					1194,0		1194,0	2388,0
ГАЭС							390,0	390,0
ТЭС		412,3	248,0	116,0	50,0		450,0	1276,3
в т.ч. ТЭЦ		412,3	248,0	116,0	50,0			826,3
КЭС							450,0	450,0
ВИЭ		2,0		215,0			100,0	317,0
в т.ч. ВЭС		2,0		215,0			100,0	317,0
в т.ч. замена		90,0			50,0			140,0
ТЭС		90,0			50,0			140,0
в т.ч. ТЭЦ		90,0			50,0			140,0
ОЭС Центра	91,6	706,1	648,9	807,2	276,1	559,9	1234,9	4324,6
ТЭС	91,6	706,1	648,9	807,2	276,1	559,9	1234,9	4324,6
в т.ч. ТЭЦ	91,6	706,1	648,9	452,2	236,1	159,9	109,9	2404,6
КЭС				355,0	40,0	400,0	1125,0	1920,0
ОЭС Средней Волги			1300,0	230,0	485,0		60,0	2075,0
АЭС				100,0			60,0	160,0
ТЭС			1300,0	130,0	485,0			1915,0
в т.ч. ТЭЦ			1300,0		485,0			1785,0
КЭС				130,0				130,0
в т.ч. замена				130,0	35,0			165,0
ТЭС				130,0	35,0			165,0
в т.ч. ТЭЦ					35,0			35,0
КЭС				130,0				130,0
ОЭС Юга		219,0	1048,0	823,0	186,0	210,0		2486,0
ТЭС			361,0	724,0		210,0		1295,0
в т.ч. ТЭЦ			361,0	724,0		210,0		1295,0
ВИЭ		219,0	687,0	99,0	186,0			1191,0
в т.ч. ВЭС		219,0	687,0	99,0	186,0			1191,0
ОЭС Урала	38,6	765,4	93,0	390,0	750,0	274,0	77,0	2388,0
ТЭС	38,6	760,4	78,0	315,0	675,0	274,0	77,0	2218,0
в т.ч. ТЭЦ	14,6	736,4	30,0	307,0	675,0	224,0	77,0	2064,0
КЭС	24,0	24,0	48,0	8,0		50,0		154,0
ВИЭ		5,0	15,0	75,0	75,0			170,0
в т.ч. ВЭС				75,0	75,0			150,0
СЭС		5,0	15,0					20,0
в т.ч. замена	30,0				147,0	147,0		324,0
ТЭС	30,0				147,0	147,0		324,0
в т.ч. ТЭЦ	6,0				147,0	147,0		300,0
КЭС	24,0							24,0
ОЭС Сибири	36,0		350,0	376,0	1984,0	515,0	644,0	3905,0
ГЭС	36,0							36,0
ТЭС			254,0	280,0	1984,0	515,0	644,0	3677,0
в т.ч. ТЭЦ			24,0	120,0	305,0	185,0		634,0
КЭС			230,0	160,0	1679,0	330,0	644,0	3043,0

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Всего за 2014-2020 годы
ВИЭ			96,0	96,0				192,0
в т.ч. ВЭС			96,0	96,0				192,0
в т.ч. замена					185,0	185,0		370,0
ТЭС					185,0	185,0		370,0
в т.ч. ТЭЦ					185,0	185,0		370,0
ОЭС Востока				625,1	96,0	590,0	635,0	1946,1
ТЭС				145,1		590,0	635,0	1370,1
в т.ч. ТЭЦ				145,1		590,0	635,0	1370,1
ВИЭ				480,0	96,0			576,0
в т.ч. ВЭС				480,0	96,0			576,0

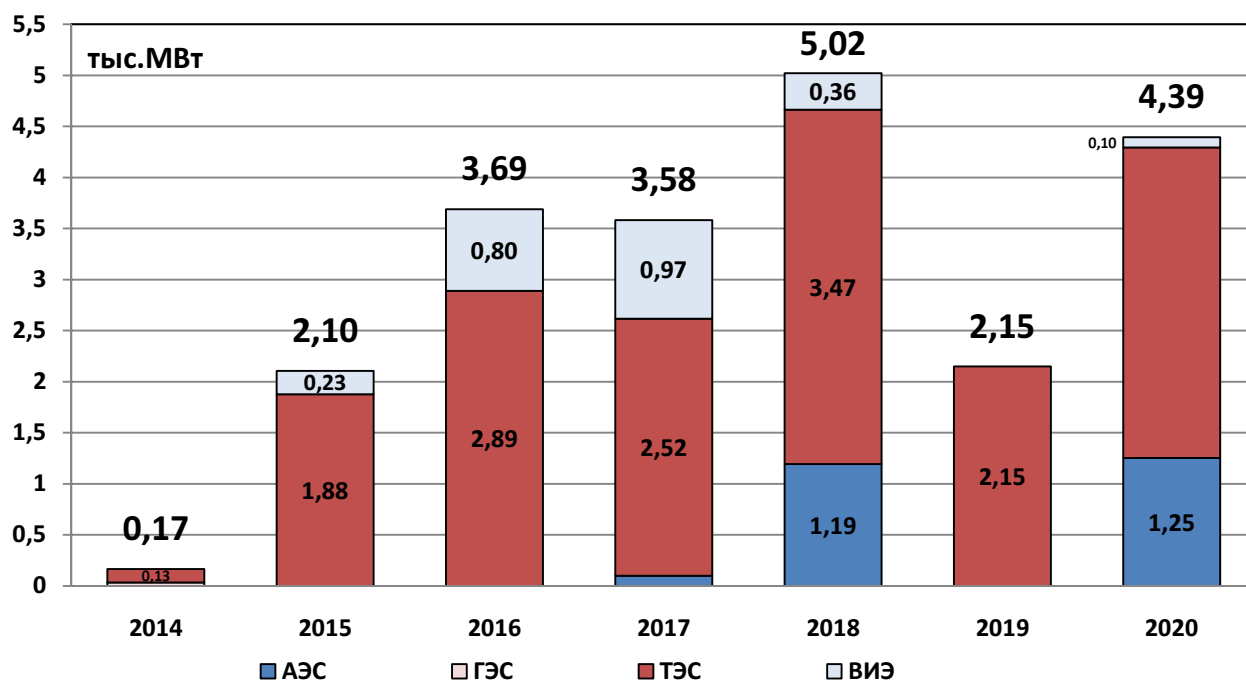


Рисунок 5.5. Дополнительные вводы мощности на электростанциях ЕЭС России

В настоящее время ЦЭР и ЗЭР энергосистемы Республики Саха (Якутия) работают изолированно от ЕЭС России. Южно-Якутский энергорайон Республики Саха (Якутия) работает в составе ОЭС Востока. В период до 2020 года планируется присоединение ЦЭР и ЗЭР энергосистемы Республики Саха (Якутия) к ЕЭС России.

В настоящее время энергорайон г. Салехарда работает изолированно от ЕЭС России. ОАО «Корпорация Урал Промышленный – Урал Полярный» в 2015 году планирует в этом регионе строительство ТЭС «Полярная» мощностью 266,5 МВт. В рассматриваемый перспективный период 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 учтены в установленной мощности ЕЭС России и ОЭС, начиная с 2016 года, энергорайон г. Салехарда – с 2015 года.

	2013 факт	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ВИЭ	6,4	6,4	6,4	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
в т.ч. ВЭС	5,3	5,3	5,3	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
ПЭС	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
ОЭС Центра	51681,8	54375,3	56029,5	57391,3	57379,3	57379,3	57389,3	57639,3
АЭС	12834,0	12834,0	14032,8	14814,6	14397,6	14397,6	14397,6	14647,6
ГЭС	578,6	588,6	588,6	588,6	598,6	598,6	608,6	608,6
ГАЭС	1200,0	1200,0	1200,0	1620,0	2040,0	2040,0	2040,0	2040,0
ТЭС	37069,2	39752,7	40208,1	40323,1	40298,1	40298,1	40298,1	40298,1
в т.ч. ТЭЦ	20477,8	22251,3	23066,7	23181,7	23156,7	23156,7	23156,7	23156,7
КЭС	16591,4	17501,4	17141,4	17141,4	17141,4	17141,4	17141,4	17141,4
ВИЭ				45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
в т.ч. СЭС				45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
ОЭС Средней Волги	26209,7	26486,2	27220,7	27264,2	27355,7	27394,7	27394,7	27400,7
АЭС	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ГЭС	6826,0	6845,5	6878,0	6921,5	6968,0	7007,0	7007,0	7013,0
ТЭС	15311,7	15568,7	16270,7	16270,7	16270,7	16270,7	16270,7	16270,7
в т.ч. ТЭЦ	13000,7	13147,7	13409,7	13409,7	13409,7	13409,7	13409,7	13409,7
КЭС	2311,0	2421,0	2861,0	2861,0	2861,0	2861,0	2861,0	2861,0
ВИЭ					45,0	45,0	45,0	45,0
в т.ч. ВЭС					45,0	45,0	45,0	45,0
ОЭС Юга	19302,4	19819,0	21465,5	21546,6	21676,6	21706,1	22746,1	22746,1
АЭС	2000,0	2000,0	3100,0	3100,0	3100,0	3100,0	4200,0	4200,0
ГЭС	5633,9	5783,2	5809,7	5830,8	5855,8	5885,3	5885,3	5885,3
ГАЭС			140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0
ТЭС	11667,5	12002,4	12322,4	12322,4	12322,4	12322,4	12262,4	12262,4
в т.ч. ТЭЦ	4755,9	5090,8	5080,8	5080,8	5080,8	5080,8	5020,8	5020,8
КЭС	6911,6	6911,6	7241,6	7241,6	7241,6	7241,6	7241,6	7241,6
ВИЭ	1,0	33,4	93,4	153,4	258,4	258,4	258,4	258,4
в т.ч. ВЭС	1,0	3,4	3,4	18,4	33,4	33,4	33,4	33,4
СЭС		30,0	90,0	135,0	225,0	225,0	225,0	225,0
ОЭС Урала	47587,4	50739,4	53091,9	54497,9	54987,9	54851,9	54871,9	54871,9
АЭС	600,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ГЭС	1845,7	1851,7	1857,7	1870,7	1870,7	1870,7	1890,7	1890,7
ТЭС	45139,5	47405,5	49707,0	51041,0	51491,0	51355,0	51355,0	51355,0
в т.ч. ТЭЦ	16304,7	17324,7	18188,2	18262,2	18262,2	18126,2	18126,2	18126,2
КЭС	28834,8	30080,8	31518,8	32778,8	33228,8	33228,8	33228,8	33228,8
ВИЭ	2,2	2,2	47,2	106,2	146,2	146,2	146,2	146,2
в т.ч. ВЭС	2,2	2,2	2,2	2,2	32,2	32,2	32,2	32,2
СЭС			45,0	104,0	114,0	114,0	114,0	114,0
ОЭС Сибири	49241,7	50980,4	51818,6	51943,6	51948,6	51953,6	51958,6	51958,6
ГЭС	24272,4	25271,4	25276,4	25281,4	25286,4	25291,4	25296,4	25296,4
ТЭС	24969,3	25709,0	26527,0	26647,0	26647,0	26647,0	26647,0	26647,0
в т.ч. ТЭЦ	16427,0	16753,7	16771,7	16891,7	16891,7	16891,7	16891,7	16891,7
КЭС	8496,0	8909,0	9709,0	9709,0	9709,0	9709,0	9709,0	9709,0
дизельные	46,3	46,3	46,3	46,3	46,3	46,3	46,3	46,3
ВИЭ			15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2
в т.ч. СЭС			15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2
ОЭС Востока	9061,0	9069,8	9369,3	11276,0	11337,0	11964,5	11899,5	11851,5
ГЭС	3340,0	3340,0	3500,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	5721,0	5729,8	5869,3	6658,5	6719,5	7347,0	7282,0	7234,0
в т.ч. ТЭЦ	3712,5	3762,3	3901,8	4210,3	4210,3	4917,8	4917,8	4917,8
КЭС	2005,0	1964,0	1964,0	2267,0	2328,0	2248,0	2183,0	2135,0

	2013 факт	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
дизельные	3,5	3,5	3,5	181,2	181,2	181,2	181,2	181,2

*- установленная мощность электростанций ЕЭС России на 01.01.2014 составляет 226470,18 МВт, принята величина с учетом округления 226470,2 МВт.

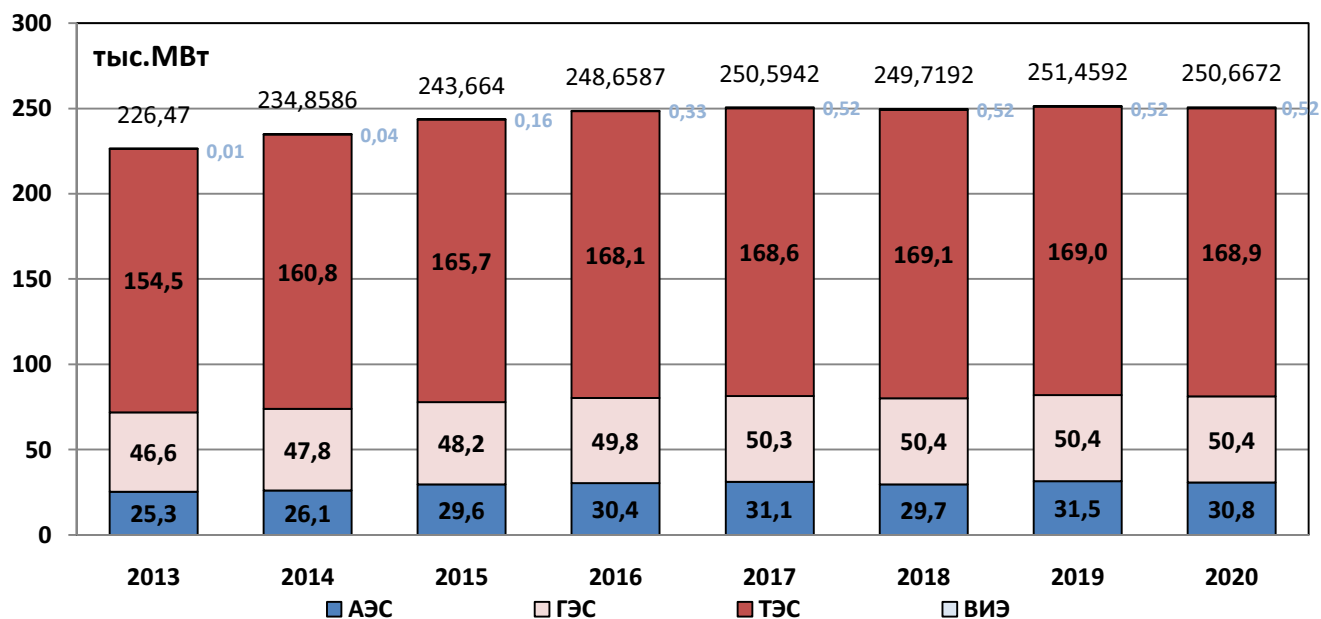


Рисунок 5.6. Установленная мощность на электростанциях ЕЭС России

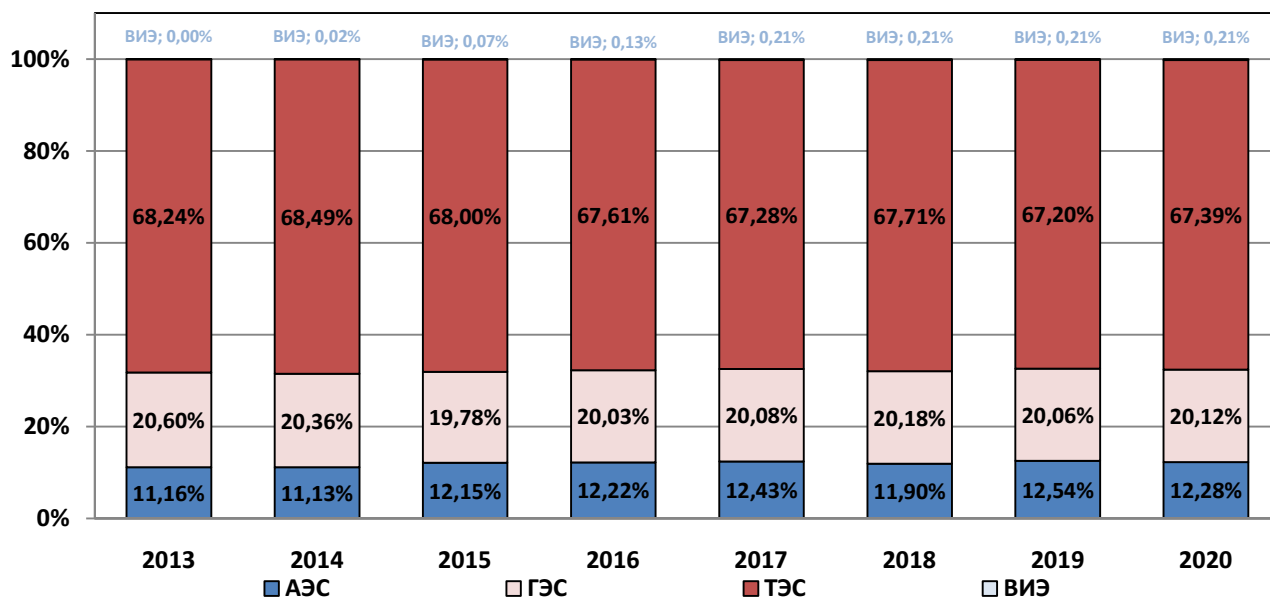


Рисунок 5.7. Структура установленной мощности на электростанциях ЕЭС России

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

5.1.1. Бодайбинский и Мамско-Чуйский энергорайоны энергосистемы Иркутской области

Электроснабжение потребителей Бодайбинского и Мамско-Чуйского энергорайонов энергосистемы Иркутской области осуществляется по

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

Прогнозируемый дефицит активной мощности указанных энергорайонов имеет место, главным образом, в зимний период, и обусловлен характерной для этого времени года низкой гарантированной мощностью Мамаканской ГЭС (в среднем порядка 6 МВт). Это приводит к нагрузке контролируемого сечения «Таксимо – Мамакан» выше максимально допустимого перетока мощности даже в нормальной схеме электрической сети.

В связи с этим, в целях минимизации объема ввода графиков аварийного ограничения режима потребления в нормальной схеме электрической сети в течение осенне-зимнего периода 2013 – 2014 годов на связях Бодайбинского и Мамско-Чуйского энергорайонов с Иркутской энергосистемой осуществляется 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 120 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

1. 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 2020 года приведены в таблице 5.7.

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

- ввод в работу 3 автотрансформаторной группы (АТГ) 500/220 кВ на ПС 500 кВ Кубанская (2014 год);
- ввод в работу ПС 220 кВ Бужора с заходами ВЛ 110 кВ и 220 кВ (2014 год);
- ПС 500 кВ Вышестеблиевская (Тамань) (2017 год);
- строительство ВЛ 500 кВ Кубанская – Вышестеблиевская (Тамань) (2017 год).

Таблица 5.7. Баланс мощности Юго-Западного энергорайона на 2014 – 2020 годы, (МВт)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Потребление мощности	1108	1209	1362	1488	1578	1624	1658
Располагаемая мощность электростанций	73	73	73	73	73	73	73
Покрытие спроса (переток в сечении Юго-Запад)	1035	1136	1289	1415	1505	1551	1585
МДП в нормальной схеме	1350	1350	1350	1350	1350	1350	1350
Запас по пропускной способности сечения «Юго-Запад» в нормальной схеме	315	214	61	-65	-155	-201	-235
МДП в ремонтной схеме (откл. ВЛ 500 кВ)	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Запас по пропускной способности сечения «Юго-Запад» в ремонтной схеме	-35	-136	-289	-415	-505	-551	-585

Анализ баланса мощности Юго-Западного энергорайона на перспективу до 2020 года показывает наличие непокрываемого дефицита активной мощности:

- в нормальной схеме – на этапе 2017 года;
- в единичной ремонтной схеме (ремонт ВЛ 500 кВ Тихорецк – Кубанская) – на этапе, начиная с 2014 года.

Максимальная величина дефицита прогнозируется на этапе 2020 года и составляет 235 МВт (для нормальной схемы) и 585 МВт (для единичной ремонтной схемы).

2. В 2014 году принято решение об электроснабжении энергосистемы Республики Крым по комбинированному варианту: строительство собственной генерации в Крымском федеральном округе и организация электрической связи

ОЭС Юга и энергосистемы Крыма по КВЛ 220 кВ от вновь сооружаемой ПС 500 кВ Вышестеблиевская (Тамань) через Керченский пролив.

Мероприятия, реализуемые на территории ОЭС Юга:

- строительство ВЛ 500 кВ Ростовская – Андреевская – Вышестеблиевская (Тамань);
- строительство ВЛ 500 кВ Кубанская – Вышестеблиевская (Тамань) с расширением ПС 500 кВ Кубанская, строительство ПС 500 кВ Вышестеблиевская (Тамань).

Присоединение энергосистемы Республики Крым приведет к увеличению перетока мощности через электрические сети дефицитного Юго-Западного энергорайона энергосистемы Краснодарского края. В целях обеспечения покрытия дефицита Юго-Западного энергорайона энергосистемы Краснодарского края и возможности передачи мощности в энергосистему Республики Крым к 2017 году дополнительно требуется строительство в Юго-Западном энергорайоне тепловой электростанции установленной мощностью не менее 600 МВт (в том числе не менее 200 МВт (2x100 МВт) в Новороссийском энергоузле).

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:

- Восток (МДП – 2300 МВт);
- Терек (МДП – 1200 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 2020 года приведены в таблице 5.8.

При определении МДП в контролируемом сечении «Терек» учтено:

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

Таблица 5.8. Баланс мощности юго-восточной части ОЭС Юга, МВт

	2014	2017	2020
Потребление мощности*	2 152	2 288	2 395
Экспорт (Южная Осетия)	35	40	40
Требуемая мощность	2 187	2 328	2 435
Установленная мощность	1925,4	2045	2045
Располагаемая мощность **	715	715	715
Переток по сечению «Терек»	1 472	1 613	1 720
Пропускная способность сечения «Терек» в нормальной схеме	1200	1700	1700
Запас перетока по сечению «Терек» в нормальной схеме	-272	87	-20
Пропускная способность сечения «Терек» в ремонтной схеме сети	750	1400	1400
Запас перетока по сечению «Терек» в ремонтной схеме сети	-722	-213	-320

* - 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 400 МВт при составе оборудования – два энергоблока по 200 МВт.

Наличие дополнительной генерирующей мощности в юго-восточной части ОЭС Юга позволит обеспечить надежное электроснабжение потребителей и допустимые параметры электроэнергетического режима, как в нормальной, так и в единичной ремонтной схемах.

Наиболее оптимальным местом размещения тепловой электростанции 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 вариантов готовых площадок для сооружения ТЭС;
- 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.

5.2. Территории ЕЭС России, на которых в связи с заявленными планами по выводу из эксплуатации действующих объектов генерации потребуется сооружение замещающих генерирующих объектов, отсутствующих в планах каких-либо собственников

5.2.1. Энергосистемы Мурманской области и Республики Карелия.

Энергосистема Мурманской области (Кольская энергосистема) является избыточной по электроэнергии и мощности.

Общая установленная мощность электростанций энергосистемы на 01.01.2014 составляет 3677,9 МВт (100 %), в том числе:

- АЭС – 1760 МВт (47,9 %);
- ТЭС – 322 МВт, (8,7 %);
- ГЭС – 1595,9 МВт (43,4 %).

В настоящее время выдача избыточной мощности и электроэнергии осуществляется в энергосистему республики Карелия по линиям электропередачи, входящим в контролируемое сечение «Кола - Карелия». Максимально допустимый переток в контролируемом сечении «Кола-Карелия» (ВЛ 330 кВ Князегубская – Лоухи №1, ВЛ 330 кВ Князегубская – Лоухи №2, ВЛ 110 кВ Князегубская ГЭС – Княжая (Л-145)) на выдачу из энергосистемы Мурманской области составляет 600 МВт в нормальной схеме электрической сети и существенно снижается в ремонтных схемах.

Из-за недостаточной пропускной способности электрических связей со смежными энергосистемами в энергосистеме Мурманской области существует невыдаваемая мощность электростанций, величина которой зависит от топологии электрической сети и наличия запасов гидроресурсов на ГЭС и будет снижаться по мере завершения строительства участков второй цепи транзита 330 кВ Ленинградская энергосистема – Кольская энергосистема и роста потребления энергосистемы Мурманской области.

Энергосистема Республики Карелия, несмотря на снижение потребления ряда промышленных предприятий, в первую очередь НАЗ-СУАЛ, целлюлозно-бумажных комбинатов, является дефицитной по электроэнергии и мощности.

Установленная мощность электростанций энергосистемы на 01.01.2014 составляет 1111,1 МВт (100 %), в том числе:

- ТЭС – 472 МВт (42,48 %);
- ГЭС – 639,1 МВт (57,52 %).

До 2020 года структура генерирующих мощностей в энергосистеме не претерпит существенных изменений.

Вследствие высокой доли ГЭС величина дефицита мощности энергосистемы Республики Карелия зависит от наличия запасов гидроресурсов.

Покрытие дефицита мощности осуществляется по внешним электрическим связям с Кольской энергосистемой по электрическим связям, входящим в контролируемое сечение «Кола - Карелия», и по электрическим связям с энергосистемой г. Санкт-Петербург и Ленинградской области, входящим в контролируемое сечение «Ленинград-Карелия». Максимально допустимый переток в контролируемом сечении «Ленинград-Карелия» (ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск, ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Древянка, ВЛ 110 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Ольховец, ВЛ 110 кВ Лахденпохья – Кузнечная) на прием из энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области в нормальной схеме электрической сети составляет 530 МВт и существенно снижается в ремонтных схемах электрической сети.

В период 2015 – 2019 годов планируется завершение строительства участков второй цепи транзита 330 кВ Ленинградская энергосистема – Кольская энергосистема

- сооружение ВЛ 330 кВ Лоухи – РП Ондский в 2015 году;
- сооружение ВЛ 330 кВ Тихвин – Литейный – Петрозаводск в 2018 году;
- сооружение ВЛ 330 кВ Петрозаводск – РП Ондский в 2019 году.

Это позволит сократить объем невыдаваемой мощности электростанций в Кольской энергосистеме и увеличить максимально-допустимый переток в контролируемом сечении «Ленинград-Карелия» до 800 МВт в нормальной схеме электрической сети.

ОАО «Концерн Росэнергоатом» в 2018– 2019 годах планируется вывод из эксплуатации двух первых энергоблоков Кольской АЭС по 440 МВт каждый без одновременного замещения выбывающей мощности. Это приведет к снижению доли базовой генерации в данном регионе и изменению структуры генерирующих мощностей.

Сводный баланс мощности энергосистем Республики Карелия и Мурманской области для условий маловодного года с учетом вышеуказанных факторов приведен в таблице 5.9.

Таблица 5.9. Сводный баланс мощности энергосистем Республики Карелия и Мурманской области для условий маловодного года для базового и умеренно-оптимистичного вариантов электропотребления (МВт)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Установленная мощность, всего	4788	4788	4787,8	4787,8	4347,8	3907,8	3907,8
Приграничный экспорт в Финляндию и Норвегию	102	102	102	102	102	102	102
Располагаемая мощность электростанций, всего	3235	3235	3235	3235	2795	2355	2355

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
в т.ч. доступная на длительном интервале времени мощность ГЭС	887	887	887	887	887	887	887	
Невыдаваемая мощность	183	148	50	19	-	-	-	
Располагаемая мощность с учетом невыдаваемой мощности	3052	3087	3185	3216	2795	2355	2355	
Базовый	Потребление энергосистем	3013	3030	3042	3052	3063	3071	3025
	Спрос на мощность с учетом приграничного экспорта	3115	3132	3144	3154	3165	3173	3127
	Обеспечение спроса (переток из Ленинградской энергосистемы)	63	45	-41	-62	370	818	772
	МДП в нормальной схеме в сечении «Ленинград-Карелия»	530	530	530	530	800	800	800
	Запас по пропускной способности ЛЭП в нормальной схеме	467	485	571	592	430	-18	28
	МДП в ремонтной схеме в сечении «Ленинград -Карелия»	260	260	260	260	530	530	530
	Запас по пропускной способности ЛЭП в ремонтной схеме	197	215	301	322	160	-288	-242
Умеренно - оптимистичный	Потребление энергосистем	3064	3104	3126	3161	3184	3196	3215
	Спрос на мощность с учетом приграничного экспорта	3166	3206	3228	3263	3286	3298	3317
	Обеспечение спроса (переток из Ленинградской энергосистемы)	114	119	43	47	491	943	962
	Запас по пропускной способности ЛЭП в нормальной схеме	416	411	487	483	309	-143	-162
	Запас по пропускной способности ЛЭП в ремонтной схеме	146	141	217	213	39	-413	-432

Анализ балансов мощности энергосистем Республики Карелия и Мурманской области показывает, что отказ от продолжения эксплуатации двух энергоблоков Кольской АЭС по 440 МВт каждый без одновременного замещения выбывающей мощности приведет к необходимости передачи электроэнергии и мощности для электроснабжения потребителей Республики Карелия и Мурманской области из энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области.

Начиная с 2019 года, имеет место недостаток пропускной способности электрических связей с Ленинградской энергосистемой в ремонтной схеме в базовом варианте электропотребления в объеме до 288 МВт и в умеренно-оптимистичном варианте в объеме до 432 МВт. Кроме того, в умеренно-оптимистичном варианте выявлен недостаток пропускной способности электрических связей до 162 МВт и в нормальной схеме.

Таким образом, в случае отказа от продолжения эксплуатации двух первых энергоблоков Кольской АЭС без одновременного замещения их мощности, для обеспечения электроснабжения Республики Карелия и Мурманской области необходимо строительство замещающей базовой генерации установленной мощностью не менее 300 МВт в базовом варианте электропотребления и не менее

450 МВт в умеренно-оптимистичном, при этом целесообразно равномерное размещение новых генерирующих мощностей в обоих регионах.

Конкретные площадки размещения замещающих мощностей должны определяться по результатам проведения технико-экономического обоснования, в качестве приоритетных целесообразно рассмотреть площадки в районе городов Медвежьегорска, Петрозаводска и Мурманска.

Выводы:

1. Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 2014 – 2020 годы сформирована с учетом планов по вводу новых генерирующих мощностей и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации и реконструкции (перемаркировке) действующего генерирующего оборудования электростанций.

2. Планируемые объемы выводимой из эксплуатации генерирующей мощности на электростанциях ЕЭС России на 2014 – 2020 годы составляют 7069,5 МВт, в том числе на АЭС – 4714 МВт и на ТЭС – 2355,3 МВт. Возможный дополнительный вывод из эксплуатации генерирующего оборудования рассматривается в объеме 6533,1 МВт на ТЭС, в том числе под замену – 880,9 МВт.

3. Вводы новых генерирующих мощностей (с высокой вероятностью реализации) на электростанциях ЕЭС России в период 2014 – 2020 годов предусматриваются в объеме 28615,8 МВт, в том числе на АЭС – 10237,6 МВт, на ГЭС – 1463 МВт, на ГАЭС – 980 МВт, на ТЭС – 15428,6 МВт и на ВИЭ – 506,6 МВт. Возможный дополнительный ввод генерирующих мощностей оценивается в объеме 21496,0 МВт, в том числе на ГЭС – 36 МВт, на ГАЭС – 390 МВт, на ТЭС – 16076,0 МВт и на ВИЭ – 2446 МВт.

4. При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей (с учетом вводов мощности и мероприятий по выводу из эксплуатации, реконструкции, модернизации и перемаркировке генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации) установленная мощность электростанций ЕЭС России возрастет к 2020 году на 24197,1 МВт по сравнению с 2013 годом и составит 250667,2 МВт, в том числе: АЭС – 30789,6 МВт, ГЭС – 48258,8 МВт, ГАЭС – 2180 МВт, ТЭС – 168923,0 МВт и ВИЭ – 516 МВт.

6. Балансы мощности и электрической энергии ЕЭС России и ОЭС на 2014 – 2020 годы

6.1 Балансы мощности

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

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

При прогнозируемом совмещенном максимуме потребления, нормативном расчетном резерве мощности и заданных объемах экспорта мощности спрос на мощность по ЕЭС России в базовом варианте увеличится с ожидаемого 193 224 МВт в 2014 году до 204 480 МВт на уровне 2020 года; в умеренно-оптимистичном варианте – с 194 207 МВт на уровне 2014 года до 213 888 МВт на уровне 2020 года.

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

В целом по ЕЭС России установленная мощность электростанций при заданном развитии генерирующих мощностей в 2014 – 2020 годах возрастет с фактической величины 226 470,2 МВт в 2013 году на 24 197,2 МВт и составит 250 667,4 МВт в 2020 году. В структуре установленной мощности доля АЭС увеличится относительно фактических 11,2 % в 2013 году до прогнозных 12,3 % в 2020 году, доля ТЭС снизится с 68,2 % до 67,4 %, доля мощности ГЭС (с учетом ГАЭС и малых ГЭС) снизится с 20,6 % в 2013 году до 20,1 % в 2020 году, доля мощности ВИЭ на уровне 2020 года составит 0,2 %.

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

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

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

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

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

Прогнозные ежегодные объемы вводов генерирующего оборудования после прохождения зимнего максимума в 2014 – 2020 годах составляют от 213 МВт до 3 377 МВт.

Избытки мощности в ряде энергосистем при недостаточной пропускной способности внешних электрических связей приводят к наличию невыдаваемой мощности. В период до 2020 года прогнозируется наличие невыдаваемой мощности в энергосистемах ОЭС Северо-Запада (энергосистемы Республики Коми, Архангельской и Мурманской областей) и в энергосистеме Иркутской области ОЭС Сибири. Величина невыдаваемой мощности с ростом электропотребления, выводом из эксплуатации генерирующего оборудования и развитием электрических связей снижается с 4 550 МВт в 2014 году до 3 063 МВт в 2020 году в базовом варианте и с 4 473 МВт в 2014 году до 2 742 МВт в 2020 году в умеренно-оптимистичном варианте.

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

Величина мощности, не участвующая в результате названных выше факторов в балансе на час прохождения максимума потребления по ЕЭС России, изменяется в диапазоне 17 203 – 20 983,2 МВт (8,5 – 10,9 % от установленной мощности электростанций ЕЭС России) в базовом варианте и 16 879 – 20 906,8 МВт (8 – 10,8 % от установленной мощности электростанций ЕЭС России) в умеренно-оптимистичном варианте.

В результате, в обеспечении балансов мощности в базовом варианте может участвовать мощность электростанций ЕЭС России в размере 213 875,1 МВт на уровне 2014 года и 232 620,4 МВт на уровне 2020 года, что превышает спрос на мощность на 20 951,1 – 31 474,2 МВт в рассматриваемый период.

В умеренно-оптимистичном варианте в обеспечении балансов мощности может участвовать мощность электростанций ЕЭС России в размере 213 952,1 МВт на уровне 2014 года и 232 941,4 МВт на уровне 2020 года, что превышает спрос на мощность на 19 053,4 – 26 291,0 МВт в рассматриваемый период.

Баланс мощности по ЕЭС России без ОЭС Востока в период до 2020 года в базовом варианте складывается с избытком резерва мощности в размере 18 543,3 – 28 170,5 МВт; в умеренно-оптимистичном варианте – 16 881,0 – 24 207,4 МВт.

Баланс мощности по Европейской части ЕЭС России (без ОЭС Сибири) в 2014 – 2020 годах в базовом варианте складывается с избытком резерва мощности в объеме 16 560,3 – 25 269,5 МВт; в умеренно-оптимистичном варианте – 15 838,3 – 21 155,4 МВт.

В приложениях № 12, № 15 приведены перспективные балансы мощности по ОЭС и ЕЭС России на 2014 – 2020 годы.

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

В приложениях № 13, № 16 приведены данные по региональной структуре перспективных балансов мощности на 2014 – 2020 годы для двух вариантов электропотребления.

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

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Максимум потребления	МВт	157219,0	158871,0	161467,0	163288,0	165151,0	166262,0	166939,0
Экспорт мощности	МВт	3853	3853	3858	3858	3858	3858	3358
Нормируемый резерв мощности	МВт	32152,0	32490,0	33039,0	33424,0	33819,0	34047,0	34183,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5
ИТОГО спрос на мощность	МВт	193224,0	195214,0	198364,0	200570,0	202828,0	204167,0	204480,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	МВт	234858,9	243664,3	248658,9	250594,4	249719,4	251459,4	250667,4
АЭС	МВт	26146,0	29614,8	30396,6	31149,6	29709,6	31539,6	30789,6
ГЭС	МВт	47827,7	48197,7	49817,8	50324,3	50397,8	50432,8	50438,8
ТЭС	МВт	160843,2	165689,6	168118,5	168604,5	169096,0	168971,0	168923,0
ВИЭ	МВт	42,0	162,2	326,0	516,0	516,0	516,0	516,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	МВт	14132,3	13158,9	13422,0	13554,1	13773,0	13734,0	13734,0
Вводы мощности после прохождения максимума	МВт	2301,5	2492,4	3377,0	1590,1	213,0	2270,0	1250,0
Запертая мощность	МВт	4550,0	4280,0	3877,0	3406,0	3217,0	3120,0	3063,0
ИТОГО покрытие спроса	МВт	213875,1	223733,0	227982,9	232044,2	232516,4	232335,4	232620,4
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	МВт	20651,1	28519,0	29618,9	31474,2	29688,4	28168,4	28140,4
Импорт	МВт	300,0	300,0					
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов с учетом импорта	МВт	20951,1	28819,0	29618,9	31474,2	29688,4	28168,4	28140,4

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

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Максимум потребления	МВт	152575,0	154152,0	155884,0	157554,0	158986,0	160036,0	160666,0
Экспорт мощности	МВт	3173,0	3173,0	3178,0	3178,0	3178,0	3178,0	2678,0
Нормируемый резерв	МВт	31083,0	31405,0	31755,0	32105,0	32401,0	32615,0	32740,0

мощности								
ИТОГО спрос на мощность	МВт	186831,0	188730,0	190817,0	192837,0	194565,0	195829,0	196084,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	МВт	225789,1	234295,0	237382,9	239257,4	237754,9	239559,9	238815,9
АЭС	МВт	26146,0	29614,8	30396,6	31149,6	29709,6	31539,6	30789,6
ГЭС	МВт	44487,7	44697,7	45200,3	45706,8	45780,3	45815,3	45821,3
ТЭС	МВт	155113,4	159820,3	161460,0	161885,0	161749,0	161689,0	161689,0
ВИЭ	МВт	42,0	162,2	326,0	516,0	516,0	516,0	516,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	МВт	13913,1	12939,7	13086,7	13253,8	13253,9	13249,9	13249,9
Вводы мощности после прохождения максимума	МВт	2251,7	2192,9	3107,0	1590,1	0,0	2270,0	1250,0
Запертая мощность	МВт	4550,0	4280,0	3877,0	3406,0	3217,0	3120,0	3063,0
ИТОГО покрытие спроса	МВт	205074,3	214882,4	217312,2	221007,5	221284,0	220920,0	221253,0
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	МВт	18243,3	26152,4	26495,2	28170,5	26719,0	25091,0	25169,0
Импорт	МВт	300,0	300,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов с учетом импорта	МВт	18543,3	26452,4	26495,2	28170,5	26719,0	25091,0	25169,0

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

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Максимум потребления	МВт	121938,0	123065,0	124350,0	125420,0	126585,0	127513,0	128042,0
Экспорт мощности	МВт	2913,0	2913,0	2918,0	2918,0	2918,0	2918,0	2418,0
Нормируемый резерв мощности	МВт	24341,0	24566,0	24818,0	25036,0	25273,0	25460,0	25563,0
ИТОГО спрос на мощность	МВт	149192,0	150544,0	152086,0	153374,0	154776,0	155891,0	156023,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	МВт	174808,7	182476,4	185439,3	187308,8	185801,3	187601,3	186857,3
АЭС	МВт	26146,0	29614,8	30396,6	31149,6	29709,6	31539,6	30789,6
ГЭС	МВт	19216,3	19421,3	19918,9	20420,4	20488,9	20518,9	20524,9
ТЭС	МВт	129404,4	133293,3	134813,0	135238,0	135102,0	135042,0	135042,0
ВИЭ	МВт	42,0	147,0	310,8	500,8	500,8	500,8	500,8
Ограничения мощности на максимум нагрузки	МВт	6329,7	6340,1	6487,1	6654,2	6654,3	6650,3	6650,3
Вводы мощности после прохождения максимума	МВт	2251,7	2192,9	2987,0	1590,1	0,0	2270,0	1250,0
Запертая мощность	МВт	775,0	612,0	457,0	421,0	397,0	394,0	389,0
ИТОГО покрытие спроса	МВт	165452,3	173331,4	175508,2	178643,5	178750,0	178287,0	178568,0
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	МВт	16260,3	22787,4	23422,2	25269,5	23974,0	22396,0	22545,0
Импорт	МВт	300,0	300,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов с учетом импорта	МВт	16560,3	23087,4	23422,2	25269,5	23974,0	22396,0	22545,0

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

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Максимум потребления	МВт	158035,0	161106,0	165772,0	168751,0	171554,0	173394,0	174753,0
Экспорт мощности	МВт	3853	3853	3858	3858	3858	3858	3358
Нормируемый резерв мощности	МВт	32319,0	32947,0	33928,0	34544,0	35127,0	35500,0	35777,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5
ИТОГО спрос на мощность	МВт	194207,0	197906,0	203558,0	207153,0	210539,0	212752,0	213888,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	МВт	234858,9	243664,3	248658,9	250594,4	249719,4	251459,4	250667,4
АЭС	МВт	26146	29614,8	30396,6	31149,6	29709,6	31539,6	30789,6
ГЭС	МВт	47827,7	48197,7	49817,8	50324,3	50397,8	50432,8	50438,8
ТЭС	МВт	160843,2	165689,6	168118,5	168604,5	169096	168971	168923
ВИЭ	МВт	42	162,2	326	516	516	516	516
Ограничения мощности на максимум нагрузки	МВт	14132,3	13158,9	13422	13554,1	13773	13734	13734
Вводы мощности после прохождения максимума	МВт	2301,5	2492,4	3377	1590,1	213	2270	1250
Запертая мощность	МВт	4473	4116	3318	2993	2893	2796	2742
ИТОГО покрытие спроса	МВт	213952,1	223897,0	228541,9	232457,2	232840,4	232659,4	232941,4
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	МВт	19745,1	25991,0	24983,9	25304,2	22301,4	19907,4	19053,4
Импорт	МВт	300,0	300,0					
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов с учетом импорта	МВт	20045,1	26291,0	24983,9	25304,2	22301,4	19907,4	19053,4

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

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Максимум потребления	МВт	153247,0	156158,0	159786,0	162517,0	164833,0	166573,0	167830,0
Экспорт мощности	МВт	3173,0	3173,0	3178,0	3178,0	3178,0	3178,0	2678,0
Нормируемый резерв мощности	МВт	31217,0	31808,0	32551,0	33110,0	33581,0	33931,0	34185,0
ИТОГО спрос на мощность	МВт	187637,0	191139,0	195515,0	198805,0	201592,0	203682,0	204693,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	МВт	225789,1	234295,0	237382,9	239257,4	237754,9	239559,9	238815,9
АЭС	МВт	26146,0	29614,8	30396,6	31149,6	29709,6	31539,6	30789,6
ГЭС	МВт	44487,7	44697,7	45200,3	45706,8	45780,3	45815,3	45821,3
ТЭС	МВт	155113,4	159820,3	161460,0	161885,0	161749,0	161689,0	161689,0
ВИЭ	МВт	42,0	162,2	326,0	516,0	516,0	516,0	516,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	МВт	13913,1	12939,7	13086,7	13253,8	13253,9	13249,9	13249,9
Вводы мощности после прохождения максимума	МВт	2251,7	2192,9	3107,0	1590,1	0,0	2270,0	1250,0
Запертая мощность	МВт	4473,0	4116,0	3318,0	2993,0	2893,0	2796,0	2742,0
ИТОГО покрытие спроса	МВт	205151,3	215046,4	217871,2	221420,5	221608,0	221244,0	221574,0
Собственный	МВт	17514,3	23907,4	22356,2	22615,5	20016,0	17562,0	16881,0

ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов								
Импорт	МВт	300,0	300,0					
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов с учетом импорта	МВт	17814,3	24207,4	22356,2	22615,5	20016,0	17562,0	16881,0

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

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Максимум потребления	МВт	122579,0	124757,0	127229,0	129365,0	131379,0	132963,0	134094,0
Экспорт мощности	МВт	2913,0	2913,0	2918,0	2918,0	2918,0	2918,0	2418,0
Нормируемый резерв мощности	МВт	24468,0	24898,0	25388,0	25817,0	26221,0	26537,0	26763,0
ИТОГО спрос на мощность	МВт	149960,0	152568,0	155535,0	158100,0	160518,0	162418,0	163275,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	МВт	174808,7	182476,4	185439,3	187308,8	185801,3	187601,3	186857,3
АЭС	МВт	26146,0	29614,8	30396,6	31149,6	29709,6	31539,6	30789,6
ГЭС	МВт	19216,3	19421,3	19918,9	20420,4	20488,9	20518,9	20524,9
ТЭС	МВт	129404,4	133293,3	134813,0	135238,0	135102,0	135042,0	135042,0
ВИЭ	МВт	42,0	147,0	310,8	500,8	500,8	500,8	500,8
Ограничения мощности на максимум нагрузки	МВт	6329,7	6340,1	6487,1	6654,2	6654,3	6650,3	6650,3
Вводы мощности после прохождения максимума	МВт	2251,7	2192,9	2987,0	1590,1	0,0	2270,0	1250,0
Запертая мощность	МВт	729,0	520,0	366,0	360,0	347,0	339,0	327,0
ИТОГО покрытие спроса	МВт	165498,3	173423,4	175599,2	178704,5	178800,0	178342,0	178630,0
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	МВт	15538,3	20855,4	20064,2	20604,5	18282,0	15924,0	15355,0
Импорт	МВт	300,0	300,0					
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов с учетом импорта	МВт	15838,3	21155,4	20064,2	20604,5	18282,0	15924,0	15355,0

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

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

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

		2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Базовый вариант								
ЕЭС России	Максимум потребления	157219,0	158871,0	161467,0	163288,0	165151,0	166262,0	166939,0
	Спрос на мощность	193224,0	195214,0	198364,0	200570,0	202828,0	204167,0	204480,0
	ИЗБЫТОК(+)/ ДЕФИЦИТ(-) резервов с учетом импорта	19872,3	27767,1	28570,8	32375,2	32754,6	32705,9	33688,0
ЕЭС России без ОЭС Востока	Максимум потребления	152575,0	154152,0	155884,0	157554,0	158986,0	160036,0	160666,0
	Спрос на мощность	186831,0	188730,0	190817,0	192837,0	194565,0	195829,0	196084,0
	ИЗБЫТОК(+)/ ДЕФИЦИТ(-) резервов с учетом импорта	17464,5	25400,5	25492,1	29214,5	29946,0	29989,4	30954,5
Европейская часть ЕЭС России	Максимум потребления	121938,0	123065,0	124350,0	125420,0	126585,0	127513,0	128042,0
	Спрос на мощность	149192,0	150544,0	152086,0	153374,0	154776,0	155891,0	156023,0
	ИЗБЫТОК(+)/ ДЕФИЦИТ(-) резервов с учетом импорта	15414,5	21968,5	22342,1	26190,3	26886,7	26289,8	26995,7
Умеренно-оптимистичный вариант								
ЕЭС России	Максимум потребления	158035,0	161106,0	165772,0	168751,0	171554,0	173394,0	174753,0
	Спрос на мощность	194207,0	197906,0	203558,0	207153,0	210539,0	212752,0	213888,0
	ИЗБЫТОК(+)/ ДЕФИЦИТ(-) резервов с учетом импорта	18966,1	25239,9	23936,6	26205,0	25367,4	24443,7	24600,8
ЕЭС России без ОЭС Востока	Максимум потребления	153247,0	156158,0	159786,0	162517,0	164833,0	166573,0	167830,0
	Спрос на мощность	187637,0	191139,0	195515,0	198805,0	201592,0	203682,0	204693,0
	ИЗБЫТОК(+)/ ДЕФИЦИТ(-) резервов с учетом импорта	16735,5	23156,5	21354,1	23659,5	23243,0	22459,4	22666,5
Европейская часть ЕЭС России	Максимум потребления	122579,0	124757,0	127229,0	129365,0	131379,0	132963,0	134094,0
	Спрос на мощность	149960,0	152568,0	155535,0	158100,0	160518,0	162418,0	163275,0
	ИЗБЫТОК(+)/ ДЕФИЦИТ(-) резервов с учетом импорта	14692,5	20036,5	18984,1	21525,3	21194,7	19816,8	19805,7

6.2. Балансы электрической энергии

Балансы электрической энергии сформированы с учетом следующих расчетных условий:

- Рассмотрены два варианта развития генерирующих мощностей: вариант с вводами и мероприятиями по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке, имеющими высокую вероятность реализации, и вариант с учетом дополнительных предложений по развитию генерирующих мощностей.

- рассмотрены два варианта спроса на электроэнергию: базовый и умеренно-оптимистичный;

- потребность в электрической энергии по ЕЭС России формируется исходя из величины прогнозируемых электропотребления и экспорта-импорта электрической энергии (сальдо экспорта-импорта);

- выработка электрической энергии по ГЭС учтена среднесреднегодной величиной. Для ОЭС Сибири и Востока с большой долей ГЭС в структуре генерирующих мощностей выполнен также расчет для условий маловодного года;

- выработка АЭС определена с учетом предложений ОАО «Концерн Росэнергоатом» по объемам выработки электрической энергии на действующих и новых АЭС в 2014 – 2020 годах;

- объем производства электрической энергии ВИЭ определен исходя из числа часов использования установленной мощности ВЭС (ветровые электростанции) 2000 часов/год, СЭС (солнечные электростанции) 1800 часов/год.

Структура производства электрической энергии ЕЭС России и ОЭС для обоих вариантов прогноза электропотребления и варианта развития генерирующих мощностей с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации приведена в таблицах 6.8 и 6.9.

Производство электрической энергии электростанциями ЕЭС России относительно фактической величины 2013 года (1 023,5 млрд. кВт.ч) возрастет на 74,8 млрд. кВт.ч (до 1 098,3 млрд. кВт.ч) в 2020 году в базовом варианте электропотребления и на 135,6 млрд. кВт.ч (до 1 159,1 млрд. кВт.ч) – в умеренно-оптимистичном.

Таблица 6.8. Структура производства электрической энергии по ЕЭС России и ОЭС с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации. **Базовый вариант**

	Единицы измерения	ПРОГНОЗ									
		2014 год					2020 год				
		АЭС	ГЭС	ТЭС	ВИЭ	Всего	АЭС	ГЭС	ТЭС	ВИЭ	Всего
ОЭС Северо-Запада	млрд. кВт.ч	33,9	12,7	55,8	0,004	102,5	42,8	12,7	53,0	0,004	108,5
	%	33,1	12,4	54,5	0,0	100,0	39,5	11,7	48,8	0,0	100,0
ОЭС Центра	млрд. кВт.ч	87,0	3,4	150,1	0,0	240,5	91,4	4,4	147,1	0,081	242,9
	%	36,2	1,4	62,4	0,0	100,0	37,6	1,8	60,5	0,0	100,0
ОЭС	млрд.	28,3	20,3	56,7	0,0	105,2	31,0	20,3	56,1	0,090	107,5

Средней Волги	кВт.ч										
	%	26,9	19,3	53,9	0,0	100,0	28,8	18,9	52,2	0,1	100,0
ОЭС Юга	млрд. кВт.ч	14,5	20,3	45,3	0,005	80,2	27,1	21,0	46,5	0,470	95,1
	%	18,1	25,4	56,5	0,0	100,0	28,5	22,1	48,9	0,5	100,0
ОЭС Урала	млрд. кВт.ч	4,6	5,0	253,7	0,0	263,3	10,7	5,0	262,5	0,265	278,5
	%	1,8	1,9	96,3	0,0	100,0	3,8	1,8	94,3	0,1	100,0
Европейская часть ЕЭС	млрд. кВт.ч	168,4	61,7	561,6	0,009	791,7	203,1	63,4	565,2	0,910	832,6
	%	21,3	7,8	70,9	0,0	100,0	24,4	7,6	67,9	0,1	100,0
ОЭС Сибири	млрд. кВт.ч		103,0	102,2	0,0	205,2		108,1	109,85	0,027	218,0
	%		50,2	49,8	0,0	100,0		49,6	50,4	0,0	100,0
ОЭС Востока	млрд. кВт.ч		11,3	24,0	0,0	35,3		16,7	31,0	0,0	47,7
	%		32,0	68,0	0,0	100,0		34,9	65,1	0,0	100,0
ЕЭС России, всего	млрд. кВт.ч	168,4	176,0	687,8	0,009	1032,2	203,1	188,2	706,05	0,937	1098,3
	%	16,3	17,1	66,6	0,0	100,0	18,5	17,1	64,3	0,1	100,0

Таблица 6.9. Структура производства электрической энергии по ЕЭС России и ОЭС с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации. **Умеренно-оптимистичный вариант**

	Единицы измерения	ПРОГНОЗ									
		2014 год					2020 год				
		АЭС	ГЭС	ТЭС	ВИЭ	Всего	АЭС	ГЭС	ТЭС	ВИЭ	Всего
Северо-Запада	млрд. кВт.ч	33,9	12,7	56,8	0,004	103,4	42,8	12,7	56,4	0,004	111,9
	%	32,8	12,3	54,9	0,0	100,0	38,3	11,3	50,4	0,0	100,0
Центра	млрд. кВт.ч	87,0	3,4	151,0	0,0	241,4	91,4	4,4	166,2	0,081	262,1
	%	36,0	1,4	62,5	0,0	100,0	34,9	1,7	63,4	0,0	100,0
Средней Волги	млрд. кВт.ч	28,3	20,3	57,6	0,0	106,2	31,1	20,3	58,4	0,090	109,8
	%	26,6	19,1	54,3	0,0	100,0	28,3	18,5	53,1	0,1	100,0
Юга	млрд. кВт.ч	14,5	20,3	47,0	0,005	81,8	27,1	21,0	50,2	0,470	98,7
	%	17,7	24,8	57,4	0,0	100,0	27,5	21,2	50,8	0,5	100,0
Урала	млрд. кВт.ч	4,6	5,0	258,6	0,0	268,24	10,7	5,0	280,0	0,265	295,9
	%	1,7	1,9	96,4	0,0	100,0	3,6	1,7	94,6	0,1	100,0
Европейская	млрд.	168,4	61,7	570,9	0,009	801,0	203,1	63,4	611,1	0,910	878,5

	Единицы измерения	ПРОГНОЗ									
		2014 год					2020 год				
		АЭС	ГЭС	ТЭС	ВИЭ	Всего	АЭС	ГЭС	ТЭС	ВИЭ	Всего
я часть ЕЭС	кВтч										
	%	21,0	7,7	71,3	0,0	100,0	23,1	7,2	69,6	0,1	100,0
Сибири	млрд. кВт.ч		103,0	103,8	0,0	206,8		108,1	120,7	0,027	228,9
	%		49,8	50,2	0,0	100,0		47,2	52,7	0,0	100,0
Востока	млрд. кВт.ч		11,3	24,6	0,0	35,8		16,7	35,1	0,0	51,8
	%		31,4	68,6	0,0	100,0		32,2	67,8	0,0	100,0
ЕЭС России, всего	млрд. кВт.ч	168,4	176,0	699,3	0,009	1043,7	203,1	188,2	766,9	0,937	1159,1
	%	16,1	16,9	67,0	0,0	100,0	17,5	16,2	66,2	0,1	100,0

Укрупненная структура изменения производства электрической энергии в ЕЭС России по типам электростанций в рассматриваемый период для базового и умеренно - оптимистичного уровней спроса на электрическую энергию приведена в таблице 6.10 и рисунке 6.1.

Таблица 6.10. Укрупненная структура производства электрической энергии в ЕЭС России с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации

	Единицы измерения	Выработка электрической энергии	Базовый		Умеренно-оптимистичный	
		2013 год факт	Прирост за 2014-2020 годы	Выработка электрической энергии 2020 год	Прирост за 2014-2020 годы	Выработка электрической энергии 2020 год
Всего, в т.ч.	млрд. кВт.ч	1023,5	74,8	1098,3	135,6	1159,1
	%	100	100	100	100	100
АЭС	млрд. кВт.ч	172,3	30,8	203,1	30,8	203,1
	%	16,8	41,2	18,5	22,7	17,5
ГЭС	млрд. кВт.ч	174,7	13,5	188,2	13,5	188,2
	%	17,1	18,0	17,1	10	16,2
ТЭС	млрд. кВт.ч	676,5	29,6	706,1	90,4	766,9
	%	66,1	39,6	64,3	66,7	66,2
ВИЭ	млрд. кВт.ч		0,9	0,9	0,9	0,9
	%		1,2	0,1	0,6	0,1

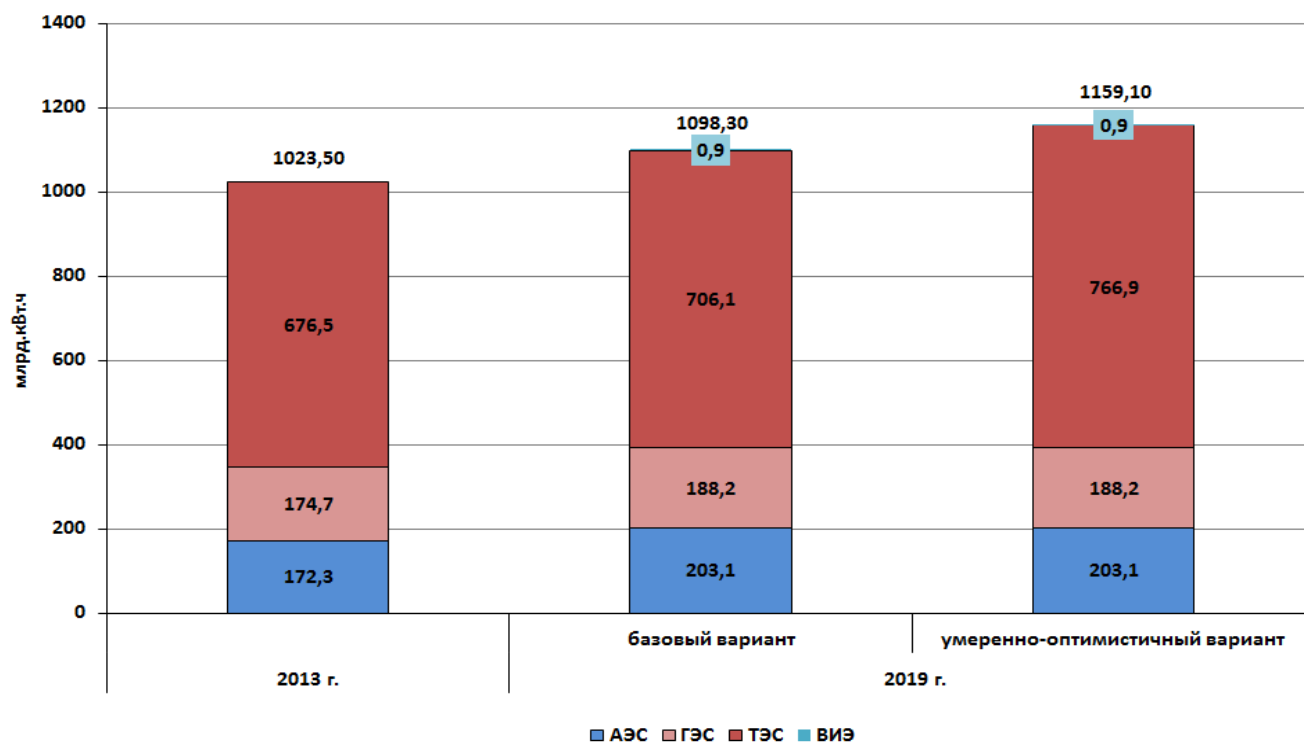


Рисунок 6.1. Укрупненная структура производства электроэнергии на электростанциях ЕЭС России с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации

Для базового уровня спроса на электрическую энергию в прогнозируемой структуре выработки по ЕЭС России доля АЭС увеличится с 16,8 % в 2013 году до 18,5 % в 2020 году, доля ТЭС снизится с 66,1 % до 64,3 %, доля ГЭС сохранится на том же уровне 17,1 % и доля ВИЭ в 2020 году оценивается 0,1 %.

По ОЭС для этого сценария прогнозируется следующая динамика изменения структуры производства электрической энергии за период с 2013 по 2020 год:

- в ОЭС Северо-Запада прогнозируемое развитие АЭС приведет к росту доли выработки АЭС на 10,2 % (с 29,3 % в 2013 году до 39,5 % к 2020 году) с соответствующим снижением доли ТЭС – с 58,8 % до 48,8 %;
- в ОЭС Центра структура производства электрической энергии остается стабильной (изменение не превышает 1 %): доля АЭС увеличится с 37,1 % в отчетном 2013 году до 37,6 % в 2020 году, доля ГЭС (при сооружении Загорской ГАЭС-2) увеличится с 1,4 % до 1,8 %, доля ТЭС снизится с 61,5 % до 60,6 %;
- в ОЭС Средней Волги структура производства электрической энергии по типам электростанций также практически неизменна;
- в ОЭС Юга прирост производства электрической энергии на АЭС за рассматриваемый период составит 10 млрд. кВт.ч (с 20,7 % в 2013 году до 28,5 % в 2020 году). Долевое участие ТЭС снизится с 52,7 % в 2013 году до 48,9 % в 2020;
- в ОЭС Урала доля АЭС в производстве электрической энергии с сооружением нового энергоблока Белоярской АЭС-2 увеличится с 1,6 % (4,1 млрд. кВт.ч) в 2013 году до 3,8 % (10,7 млрд. кВт.ч) в 2020 году с соответствующим снижением доли ТЭС (96,3 % в 2013 году до 94,3 % в 2020 году);

- в ОЭС Сибири с выходом Богучанской ГЭС на проектные показатели и завершением восстановления Саяно-Шушенской ГЭС долевое участие ГЭС увеличится с 48,1 % в 2013 году до 49,6 % в 2020 году;
- в ОЭС Востока планируется присоединение Центрального и Западного энергорайонов Республики Саха (Якутия). Рост выработки прогнозируется на 12,5 млрд. кВт.ч (с 35,2 млрд. кВт.ч в 2013 году до 47,7 млрд. кВт.ч в 2020 году). Доля выработки ТЭС на уровне 2020 года оценивается 65 %, ГЭС – 35 %.

Для умеренно-оптимистичного уровня спроса на электрическую энергию в прогнозируемой структуре выработки по ЕЭС России доля ТЭС – сохранится на отчетном уровне 66,1–66,2 %, доля АЭС увеличится с 16,8 % в 2013 году до 17,5 % в 2020 году, доля ГЭС снизится с 17,1 % до 16,2 %. Доля ВИЭ в 2020 году оценивается в 0,1 % (таблица 6.10). По всем энергообъединениям в сценарии с умеренно-оптимистичным уровнем спроса на электрическую энергию доля ТЭС на 1–3 % выше по сравнению с соответствующей величиной в сценарии с базовым уровнем спроса.

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

В целом по ЕЭС России баланс электрической энергии в 2014 – 2020 годах обеспечивается при следующем годовом числе часов использования установленной мощности АЭС и ТЭС (таблица 6.11, с округлением):

Таблица 6.11. 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.	2020 г.
АЭС	7125	7020	6820	6440	6270	6415	6120	6850	6490	6600
ТЭС	4630	4610	4380	<u>4280</u> 4350	<u>4090</u> 4230	<u>4050</u> 4270	<u>4110</u> 4390	<u>4090</u> 4410	<u>4140</u> 4480	<u>4180</u> 4540

Примечание: по тепловым электростанциями число часов использования мощности приведено в числителе - при базовом уровне спроса на электрическую энергию, в знаменателе – при умеренно-оптимистичном.

Годовая загрузка ТЭС для обеспечения баланса электрической энергии характеризуется числом часов использования установленной мощности, которое в ЕЭС России в период до 2020 года изменяется в диапазоне 4050-4280 часов/год для

сценария с базовым уровнем электропотребления и 4230-4540 часов/год – с умеренно-оптимистичным.

По ОЭС для сценария с базовым уровнем электропотребления число часов использования установленной мощности ТЭС будет составлять: в ОЭС Северо-Запада порядка 3440-3800 часов /год, в ОЭС Центра – 3630-3770 часов/год, в ОЭС Юга – 3620-3800 часов/год, в ОЭС Средней Волги – 3410-3640 часов/год, в ОЭС Урала – 4950-5350 часов/год, в ОЭС Сибири – 3800-4120 часов/год и в ОЭС Востока – 3920-4300 часов/год. При умеренно-оптимистичном уровне спроса на электрическую энергию годовая загрузка ТЭС во всех энергообъединениях увеличивается на 100-500 часов/год.

Перспективные балансы электрической энергии по ЕЭС России и ОЭС на 2014 – 2020 годы для обоих вариантов представлены в приложениях № 18, № 21, балансы электрической энергии по ЕЭС России – в таблицах 6.12-6.13. В приложениях № 19, № 22 приведены данные по региональной структуре перспективных балансов электрической энергии на 2014 – 2020 годы для этих вариантов спроса.

Таблица 6.12. **Баланс электрической энергии ЕЭС России с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации. Базовый вариант**

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Потребление электрической энергии	млрд. кВт.ч	1016,66	1027,76	1043,16	1055,14	1067,07	1075,97	1084,31
в том числе заряд ГАЭС	млрд. кВт.ч	2,58	2,68	2,79	3,49	4,16	4,16	4,16
Экспорт	млрд. кВт.ч	16,59	17,29	17,29	17,24	17,24	17,24	14,24
Импорт	млрд. кВт.ч	1,06	0,80	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Потребность	млрд. кВт.ч	1032,20	1044,25	1060,16	1072,09	1084,01	1092,91	1098,25
Производство электрической энергии - всего	млрд. кВт.ч	1032,20	1044,25	1060,16	1072,09	1084,01	1092,91	1098,25
ГЭС	млрд. кВт.ч	176,03	180,84	183,77	186,72	188,17	188,17	188,17
АЭС	млрд. кВт.ч	168,37	185,68	194,99	190,76	203,53	204,60	203,10
ТЭС	млрд. кВт.ч	687,79	677,45	680,83	693,67	691,38	699,21	706,05
ВИЭ	млрд. кВт.ч	0,01	0,28	0,58	0,94	0,94	0,94	0,94
Установленная мощность - всего	МВт	234858,9	243664,3	248658,9	250594,4	249719,4	251459,4	250667,4
ГЭС	МВт	47827,7	48197,7	49817,8	50324,3	50397,8	50432,8	50438,8
АЭС	МВт	26146,0	29614,8	30396,6	31149,6	29709,6	31539,6	30789,6
ТЭС	МВт	160843,2	165689,6	168118,5	168604,5	169096,0	168971,0	168923,0
ВИЭ	МВт	42,0	162,2	326,0	516,0	516,0	516,0	516,0
Число часов использования установленной мощности	час/год	4395	4286	4264	4278	4341	4346	4381

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
АЭС	час/год	6440	6270	6415	6124	6851	6487	6596
ТЭС	час/год	4276	4089	4050	4114	4089	4138	4180
ВИЭ	час/год	206	1721	1770	1816	1816	1816	1816

Таблица 6.13. **Баланс электрической энергии ЕЭС России с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации. Умеренно-оптимистичный вариант**

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Потребление электрической энергии	млрд. кВт.ч	1028,14	1050,95	1080,13	1102,12	1120,92	1134,21	1145,21
в том числе заряд ГАЭС	млрд. кВт.ч	2,58	2,68	2,79	3,49	4,16	4,16	4,16
Экспорт	млрд. кВт.ч	16,59	17,29	17,29	17,24	17,24	17,24	14,24
Импорт	млрд. кВт.ч	1,06	0,80	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Потребность	млрд. кВт.ч	1043,67	1067,44	1097,12	1119,06	1137,86	1151,15	1159,15
Производство электрической энергии - всего	млрд. кВт.ч	1043,67	1067,44	1097,12	1119,06	1137,86	1151,15	1159,15
ГЭС	млрд. кВт.ч	176,03	180,84	183,77	186,72	188,17	188,17	188,17
АЭС	млрд. кВт.ч	168,37	185,68	194,99	190,76	203,53	204,60	203,10
ТЭС	млрд. кВт.ч	699,26	700,64	717,79	740,65	745,23	757,45	766,95
ВИЭ	млрд. кВт.ч	0,01	0,28	0,58	0,94	0,94	0,94	0,94
Установленная мощность - всего	МВт	234858,9	243664,3	248658,9	250594,4	249719,4	251459,4	250667,4
ГЭС	МВт	47827,7	48197,7	49817,8	50324,3	50397,8	50432,8	50438,8
АЭС	МВт	26146,0	29614,8	30396,6	31149,6	29709,6	31539,6	30789,6
ТЭС	МВт	160843,2	165689,6	168118,5	168604,5	169096,0	168971,0	168923,0
ВИЭ	МВт	42,0	162,2	326,0	516,0	516,0	516,0	516,0
Число часов использования установленной мощности	час/год	4444	4381	4412	4466	4557	4578	4624
АЭС	час/год	6440	6270	6415	6124	6851	6487	6596
ТЭС	час/год	4347	4229	4270	4393	4407	4483	4540
ВИЭ	час/год	206	1721	1770	1816	1816	1816	1816

Кроме того, в приложениях № 20 и № 23 приведены балансы электроэнергии по ЕЭС России и ОЭС для варианта развития генерирующих мощностей с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для двух вариантов спроса на электрическую энергию.

Необходимо отметить, что выработка экспортно-ориентированной Балтийской АЭС, принятой в варианте с дополнительными вводами, не учитывается в балансе электрической энергии Калининградской области. При этом в балансе мощности Калининградской энергосистемы Балтийская АЭС учтена только величиной установленной мощности.

Выводы:

1. Баланс мощности ЕЭС России **в базовом варианте** для вводов объектов генерации с высокой вероятностью в рассматриваемый перспективный период складывается с избытком резерва мощности в диапазоне 20951,1– 31474,2 МВт.

Избыток резерва мощности **в умеренно-оптимистичном варианте** для вводов объектов генерации с высокой вероятностью составит 19053,4 – 26291,0 МВт.

2. Баланс мощности по ЕЭС России без ОЭС Востока в период до 2020 года в базовом варианте также складывается с избытком резерва мощности в размере 18543,3 – 28170,5 МВт; в умеренно-оптимистичном варианте – 16881,0 – 24207,4 МВт.

3. Баланс мощности по всем ОЭС на период до 2020 года показывает отсутствие непокрываемых дефицитов мощности. Тем не менее, в территориальном разрезе сохраняются проблемные энергоузлы (энергорайоны), для обеспечения надежного электроснабжения потребителей в которых требуется реализация мер по строительству сетевых и генерирующих объектов, приводимых в настоящем документе.

4. Наличие избытков резерва мощности, существенно превышающих значения, приведенные в утвержденной Схеме и программе развития ЕЭС России на 2013 – 2019 годы, даже в базовом варианте прогноза спроса на электроэнергию связано, прежде всего, с существенным замедлением прогнозной динамики роста электропотребления, наметившимся по итогам 2013 года. В связи с инерционностью строительства генерирующих и электросетевых объектов (цикл строительства объектов может составлять несколько лет), планы собственников генерирующих и электросетевых объектов формировались заранее исходя из более высоких прогнозов роста потребления. Таким образом, реализация уже начатого строительства объектов электроэнергетики при существующих планах по выводу из эксплуатации устаревшего и неэффективного оборудования, приведет к наличию вышеуказанных избытков резерва мощности. В этих условиях генерирующими компаниями могут рассматриваться планы по более интенсивному обновлению производственных фондов и выводу из эксплуатации устаревшего и неэффективного генерирующего оборудования.

5. Производство электрической энергии электростанциями ЕЭС России относительно фактической величины 2013 года (1023,5 млрд. кВт.ч) возрастет на 74,8 млрд. кВт.ч (до 1098,3 млрд. кВт.ч) в 2020 году при базовом уровне спроса на электрическую энергию и на 135,6 млрд. кВт.ч (до 1159,1 млрд. кВт.ч) при умеренно-оптимистичном.

6. Для базового уровня спроса на электрическую энергию в прогнозируемой структуре выработки по ЕЭС России доля АЭС увеличится с 16,8 % в 2013 году до

18,5 % в 2020 году, доля ТЭС снизится с 66,1 % до 64,3 % , доля ГЭС сохранится на отчетном уровне 17,1 %. Доля ВИЭ в 2020 году оценивается в 0,1 %.

Для умеренно-оптимистичного уровня спроса на электрическую энергию в прогнозируемой структуре выработки по ЕЭС России доля ТЭС – сохранится на отчетном уровне 66,1–66,2 %, доля АЭС увеличится с 16,8 % в 2013 году до 17,5 % в 2020 году, доля ГЭС снизится с 17,1 % до 16,2 %. Доля ВИЭ в 2020 году оценивается в 0,1 %.

7. Число часов использования установленной мощности ТЭС ЕЭС России в период до 2020 года изменяется в диапазоне 4050-4280 часов/год для сценария с базовым уровнем электропотребления и 4230-4540 часов/год – с умеренно-оптимистичным.

Для сценария с базовым уровнем электропотребления число часов использования установленной мощности ТЭС в энергообъединениях европейской части ЕЭС России (без ОЭС Урала) будет составлять 3400-3800 часов/год: в ОЭС Урала – 4950-5350 часов/год, в ОЭС Сибири – 3800-4120 часов/год и в ОЭС Востока – 3920-4300 часов/год. При умеренно-оптимистичном уровне спроса на электрическую энергию годовая загрузка ТЭС во всех энергообъединениях увеличивается на 100-500 часов/год.

7. Прогноз спроса на топливо организаций электроэнергетики ЕЭС России (без учета децентрализованных источников) на период 2014 – 2020 годов.

В данной главе представлен прогноз потребности в органическом топливе тепловых электростанций централизованной зоны ЕЭС России для варианта развития генерирующих мощностей, с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации, и двух вариантов уровней электропотребления.

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

Оценка потребности тепловых электростанций России в органическом топливе формируется исходя из намечаемых уровней производства электрической и тепловой энергии (таблицы 7.1, 7.2).

Таблица 7.1. Производство электрической и тепловой энергии на ТЭС ЕЭС России на период 2014 – 2020 годов. **Базовый вариант**

	ПРОГНОЗ						
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Выработка электрической энергии, млрд. кВт.ч	687,79	677,45	680,83	693,67	691,38	699,21	706,05
Выработка электрической энергии при маловодных условиях*, млрд. кВт.ч	705,02	696,4	699,94	713,5	711,26	719,09	725,93
Отпуск тепла ТЭС, млн.Гкал	630,70	635,62	642,83	645,92	647,59	650,00	651,41

Примечание: * - вариант с гарантированной выработкой на ГЭС Сибири и Востока при маловодных условиях.

Таблица 7.2. Производство электрической и тепловой энергии на ТЭС ЕЭС России на период 2014 – 2020 годов. Умеренно-оптимистичный вариант

	ПРОГНОЗ						
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Выработка электрической энергии, млрд. кВт.ч	699,26	700,64	717,79	740,65	745,23	757,45	766,95
Выработка электрической энергии при маловодных условиях*, млрд. кВт.ч	716,49	719,59	736,9	760,48	765,11	777,33	786,83
Отпуск тепла ТЭС, млн.Гкал	630,70	635,62	642,83	645,92	647,59	650,00	651,41

Примечание: * - вариант с гарантированной выработкой на ГЭС Сибири и Востока при маловодных условиях.

Отпуск тепла от ТЭС в рассматриваемый период принят на основании анализа отчетных данных, а также с использованием информации, полученной от

генерирующих компаний о перспективной тепловой нагрузке. Прирост отпуска тепла от ТЭС обусловлен как ростом потребления тепловой энергии, так и переводом нагрузок с котельных на ТЭЦ, и не учитывает возможного колебания среднегодовых температур и мероприятий по энергосбережению.

Изменение потребности в органическом топливе тепловых электростанций ЕЭС России (без учета децентрализованных источников) для рассматриваемых вариантов представлено в таблицах 7.3, 7.4.

Таблица 7.3. Потребность тепловых электростанций ЕЭС России в органическом топливе на период 2014 – 2020 годов. **Базовый вариант** (тыс. т у.т.)

	ПРОГНОЗ						
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Потребность ТЭС в топливе, всего	298 149	291 536	291 794	295 590	294 837	297 340	299 698
Газ	214 446	210 123	209 812	213 338	212 299	214 260	215 889
Нефтетопливо	2 911	2 794	2 789	2 729	2 721	2 735	2 823
Уголь	71 288	69 231	69 838	70 152	70 447	70 958	71 581
Прочее топливо	9 505	9 387	9 355	9 370	9 370	9 387	9 405
Потребность ТЭС в топливе, %	100	100	100	100	100	100	100
Газ	72	72	72	72	72	72	72
Нефтетопливо	1	1	1	1	1	1	1
Уголь	24	24	24	24	24	24	24
Прочее топливо	3	3	3	3	3	3	3

При принятом уровне выработки электроэнергии на тепловых электростанциях прогнозируется снижение потребности в органическом топливе в 2015 – 2019 годах. В 2020 году потребление топлива достигнет уровня 2014 года и составит 298,2 млн. т у.т. Помимо незначительных темпов роста выработки электроэнергии на ТЭС, на результаты расчетов большое влияние оказало изменение состава генерирующих мощностей - ввод более экономичного парогазового и газотурбинного оборудования. Удельный расход топлива на отпущенную электрическую энергию будет снижаться с 321,7 г/кВт.ч в 2014 году до 311,1 г/кВт.ч в 2020 году. Удельный расход топлива на теплоэнергию прогнозируется на уровне 150 кг/Гкал.

Структура топлива на весь рассматриваемый период не меняется. Основная доля в структуре топлива – газ, доля которого составляет 72 %.

Таблица 7.4. Потребность тепловых электростанций ЕЭС России в органическом топливе на период 2014 – 2020 годов. **Умеренно-оптимистичный вариант** (тыс. т у.т.)

	ПРОГНОЗ						
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Потребность ТЭС в топливе, всего	302 265	299 723	304 760	312 096	313 744	317 698	320 996
Газ	217 416	215 908	218 064	223 793	224 768	227 968	230 344

	ПРОГНОЗ						
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Нефтетопливо	2 928	2 835	2 848	2 802	2 806	2 828	2 920
Уголь	72 393	71 543	74 399	76 021	76 673	77 390	78 201
Прочее топливо	9 529	9 438	9 449	9 480	9 498	9 513	9 531
Потребность ТЭС в топливе, %	100	100	100	100	100	100	100
Газ	72	72	72	72	72	72	72
Нефтетопливо	1	1	1	1	1	1	1
Уголь	24	24	24	24	24	24	24
Прочее топливо	3	3	3	3	3	3	3

В умеренно-оптимистичном варианте потребность в топливе ТЭС ЕЭС России увеличивается с 302,3 млн. т у.т. в 2014 году до 321,0 млн. т у.т. в 2020 году, в том числе потребление газа возрастет с 217,4 млн. т у.т. до 230,3 млн. т у.т., угля с 72,4 млн. т у.т. до 78,2 млн. т у.т. Потребность в нефтетопливе сохраняются на уровне 2,8–2,9 млн. т у.т. на весь расчетный период. Потребность в прочем топливе прогнозируется на уровне 9,4–9,5 млн. т у.т.

Прирост потребности ТЭС в топливе в 2020 году составит 18,7 млн.т у.т. по отношению к 2014 году, из которых 12,9 млн. т у.т. приходится на газ. При этом удельные расходы топлива на отпущенную электрическую энергию будут снижаться с 322,6 г/кВт.ч в 2014 году до 315,0 г/кВт.ч в 2020 году. Удельный расход топлива на тепловую энергию в рассматриваемый период составляет порядка 150 кг/Гкал.

Структура топлива на весь рассматриваемый период не меняется. Основная доля в ней приходится на газовое топливо– 72 %.

При маловодных условиях с гарантированной выработкой на ГЭС ОЭС Сибири и ОЭС Востока потребуется дополнительное топливо для покрытия прогнозируемого уровня электропотребления (таблица 7.5).

Таблица 7.5. Потребность тепловых электростанций в дополнительном топливе при маловодных условиях на период 2014 – 2020 годов, (млн.т у.т.)

	ПРОГНОЗ						
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Базовый вариант							
ОЭС Сибири	4,2	4,6	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
ОЭС Востока	1,1	1,2	1,2	1,4	1,5	1,5	1,5
Умеренно-оптимистичный вариант							
ОЭС Урала	0,0	0,0	0,6	1,5	2,1	2,4	2,7
ОЭС Сибири	4,2	4,6	4,0	3,1	2,5	2,2	1,9
ОЭС Востока	1,1	1,2	1,2	1,4	1,5	1,5	1,5

Прогноз потребности тепловых электростанций в различных видах органического топлива по ОЭС приведен в таблицах 7.6 и 7.7.

Таблица 7.6. Потребность тепловых электростанций в органическом топливе по ОЭС на период 2014 – 2020 годов. **Базовый вариант** (млн.т у.т.)

ОЭС	Годы	Расход топлива, всего	Газ	Нефте-топливо	Уголь	Прочее топливо
ОЭС Северо-Запада	2014	26,250	21,140	0,870	2,328	1,912
	2015	24,901	19,837	0,864	2,296	1,904
	2016	24,669	19,583	0,862	2,320	1,904
	2017	24,867	19,758	0,862	2,342	1,905
	2018	24,618	19,530	0,861	2,324	1,903
	2019	25,151	20,009	0,863	2,370	1,909
	2020	25,230	20,073	0,864	2,382	1,911
ОЭС Центра	2014	62,165	55,227	0,398	3,257	3,283
	2015	60,057	53,377	0,323	3,077	3,280
	2016	60,009	53,383	0,317	3,036	3,273
	2017	61,087	54,447	0,324	3,031	3,283
	2018	59,743	53,205	0,317	2,948	3,274
	2019	59,915	53,363	0,318	2,959	3,275
	2020	59,947	53,392	0,319	2,962	3,276
ОЭС Средней Волги	2014	29,959	29,313	0,579	5	0,061
	2015	29,408	28,770	0,574	5	0,060
	2016	29,069	28,448	0,558	4	0,059
	2017	29,023	28,470	0,490	4	0,059
	2018	29,028	28,475	0,490	4	0,059
	2019	29,046	28,494	0,490	4	0,059
	2020	29,225	28,669	0,493	4	0,059
ОЭС Юга	2014	17,526	15,160	0,70	2,276	0,019
	2015	17,015	14,661	0,50	2,298	0,006
	2016	16,980	14,463	0,50	2,461	0,006
	2017	17,115	14,595	0,50	2,464	0,006
	2018	17,132	14,610	0,50	2,466	0,006
	2019	17,447	14,865	0,52	2,523	0,007
	2020	17,447	14,866	0,51	2,523	0,007
ОЭС Урала	2014	100,745	86,096	0,224	12,417	2,007
	2015	98,672	85,445	0,211	11,072	1,945
	2016	98,016	85,084	0,210	10,792	1,930
	2017	98,823	86,525	0,203	10,177	1,919
	2018	98,422	86,546	0,198	9,761	1,917
	2019	99,107	87,093	0,200	9,892	1,922
	2020	100,561	88,302	0,204	10,125	1,930
ОЭС Сибири	2014	50,291	4,156	0,510	43,403	2,222
	2015	49,792	4,492	0,513	42,596	2,192
	2016	50,532	4,626	0,518	43,204	2,184
	2017	51,539	4,700	0,523	44,117	2,199
	2018	52,443	4,789	0,527	44,915	2,211
	2019	52,817	4,828	0,538	45,236	2,216
	2020	53,331	4,899	0,620	45,590	2,222
ОЭС Востока	2014	11,214	3,353	0,259	7,603	0
	2015	11,690	3,542	0,260	7,888	0
	2016	12,519	4,225	0,274	8,020	0
	2017	13,136	4,842	0,277	8,017	0
	2018	13,451	5,144	0,278	8,028	0
	2019	13,857	5,608	0,275	7,974	0
	2020	13,958	5,690	0,273	7,995	0

Таблица 7.7. Потребность тепловых электростанций в органическом топливе по ОЭС на период 2014 – 2020 годов. Умеренно-оптимистичный вариант (млн.т у.т.)

ОЭС	Годы	Расход топлива, всего	Газ	Нефте-топливо	Уголь	Прочее топливо
ОЭС Северо-Запада	2014	26,603	21,459	0,873	2,358	1,914
	2015	25,532	20,388	0,867	2,363	1,914
	2016	25,513	20,321	0,866	2,41	1,916
	2017	25,960	20,723	0,867	2,451	1,919
	2018	25,908	20,666	0,867	2,455	1,92
	2019	26,342	21,053	0,87	2,494	1,925
	2020	26,449	21,135	0,872	2,514	1,928
ОЭС Центра	2014	62,447	55,509	0,4	3,255	3,283
	2015	61,685	54,882	0,333	3,186	3,283
	2016	62,412	55,617	0,332	3,18	3,283
	2017	64,050	57,145	0,341	3,281	3,284
	2018	63,911	57,013	0,34	3,274	3,284
	2019	64,988	58,03	0,346	3,328	3,284
	2020	66,172	59,152	0,352	3,383	3,285
ОЭС Средней Волги	2014	30,340	29,69	0,583	0,005	0,062
	2015	30,207	29,555	0,586	0,005	0,062
	2016	30,011	29,373	0,573	0,005	0,061
	2017	30,020	29,452	0,503	0,005	0,061
	2018	30,093	29,524	0,503	0,005	0,061
	2019	30,100	29,531	0,503	0,005	0,061
	2020	30,122	29,552	0,504	0,005	0,061
ОЭС Юга	2014	18,189	15,734	0,071	2,365	0,019
	2015	18,001	15,496	0,053	2,447	0,006
	2016	18,271	15,563	0,053	2,649	0,006
	2017	18,333	15,64	0,053	2,635	0,006
	2018	18,529	15,806	0,053	2,665	0,006
	2019	18,856	16,07	0,054	2,724	0,007
	2020	19,046	16,227	0,055	2,758	0,007
ОЭС Урала	2014	102,377	87,411	0,229	12,717	2,019
	2015	100,889	87,289	0,217	11,425	1,958
	2016	101,434	87,898	0,22	11,365	1,95
	2017	103,820	90,574	0,22	11,075	1,951
	2018	104,043	91,008	0,218	10,859	1,957
	2019	105,183	92,016	0,221	10,984	1,962
	2020	106,148	92,799	0,224	11,156	1,968
ОЭС Сибири	2014	50,881	4,191	0,512	43,946	2,231
	2015	51,218	4,564	0,518	43,922	2,214
	2016	53,687	4,789	0,529	46,138	2,232
	2017	55,604	4,984	0,537	47,824	2,259
	2018	56,463	5,073	0,541	48,58	2,27
	2019	56,945	5,112	0,552	49,006	2,275
	2020	57,549	5,186	0,635	49,446	2,282
ОЭС Востока	2014	11,428	3,422	0,259	7,746	0
	2015	12,190	3,734	0,262	8,194	0
	2016	13,432	4,503	0,276	8,653	0
	2017	14,308	5,276	0,282	8,75	0
	2018	14,797	5,678	0,283	8,836	0
	2019	15,285	6,156	0,281	8,849	0
	2020	15,510	6,292	0,279	8,939	0

Выводы:

1. При заданных уровнях электропотребления в базовом варианте потребность в органическом топливе тепловых электростанциях ЕЭС России увеличивается с 298,1 млн. т у.т. в 2014 году до 299,7 млн. т у.т. в 2020 году. Структура топлива на прогнозируемый период 2014 – 2020 гг. не меняется, и основную его долю составляет газ (72 %). Удельные расходы топлива на отпущенную электроэнергию будут снижаться в среднем по ЕЭС России с 321,7 г/кВт.ч в 2014 году до 311,1 г/кВт.ч в 2020 году.

2. В умеренно-оптимистичном варианте прогнозируется увеличение потребности в органическом топливе с 302,3 млн. т у.т. в 2014 году до 321,0 млн. т у.т. в 2020 году (на 6,2 %). Структура топливного баланса на весь рассматриваемый период 2014 – 2020 годов остается без изменений. На долю газа приходится 72 % используемого топлива. Удельные расходы топлива на отпущенную электрическую энергию будут снижаться с 322,6 г/кВт.ч в 2014 году до 315,0 г/кВт.ч в 2020 году.

8. Развитие магистральных и распределительных сетей с учетом требований по обеспечению регулирования (компенсации) реактивной электрической мощности на 2014-2020 годы

Развитие электрической сети напряжением 220 кВ и выше ЕЭС России в период 2014 – 2020 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 невыдаваемой 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 строительства новых электростанций;
- развитие межсистемных связей для обеспечения эффективной работы ЕЭС России в целом;
- решение проблем, связанных с регулированием напряжения в электрической сети и обеспечением уровней напряжения в допустимых пределах;
- обновление силового оборудования, связанное с физическим и моральным старением основных фондов.

Предложения по развитию электрической сети напряжением 220 кВ и выше на период 2014 – 2020 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 этом необходимо отметить, что в ЕЭС России в период 2014 – 2020 годов не планируется вывода из эксплуатации объектов электросетевого хозяйства классом напряжения 220 кВ и выше.

При определении объемов вводов объектов электросетевого хозяйства в период 2014 – 2019 годов за основу приняты материалы инвестиционных программ (или их проекты) ОАО «ФСК ЕЭС», а также иных сетевых компаний, которые предусматривают ввод электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше.

В период 2014 – 2020 годов намечается сооружение основных объектов электросетевого хозяйства, обеспечивающих выдачу мощности следующих наиболее крупных электростанций:

- АЭС: Ленинградской АЭС-2, Нововоронежской АЭС-2, Ростовской АЭС, Белоярской АЭС-2.
- ТЭС: Киришской ГРЭС, ТЭЦ–12 ОАО «Мосэнерго», ТЭЦ–16 ОАО «Мосэнерго», ТЭЦ–20 ОАО «Мосэнерго», Череповецкой ГРЭС, Владимирской ТЭЦ-2, Хуадянь-Тенинской ТЭЦ, Новогорьковской ТЭЦ, Нижнекамской ТЭЦ-2, Няганской ГРЭС, Южноуральской ГРЭС-2 (Аркаимской ГРЭС), Челябинской ГРЭС, Ново-Салаватской ПГУ, Серовской ГРЭС, Верхнетагильской ГРЭС, Пермской ГРЭС, Березовской ГРЭС-1, Кузнецкой ТЭЦ-1 (ГТЭС Новокузнецкая), ТЭС ЗАО «ВНХК», Якутской ГРЭС-2;
- ГЭС и ГАЭС: Загорской ГАЭС-2, Зеленчукской ГЭС-ГАЭС, Богучанской ГЭС, Нижнебурейской ГЭС.

Развитие электрических сетей для выдачи мощности АЭС

В ОЭС Северо-Запада для выдачи мощности Ленинградской АЭС-2 предусматривается сооружение заходов ВЛ 750 кВ Ленинградская АЭС– ПС Ленинградская на открытое распределительное устройство (ОРУ) 750 кВ Ленинградской АЭС-2, сооружение новых ВЛ 750 кВ Ленинградская АЭС-2 – ПС Ленинградская, ВЛ 750 кВ Ленинградская АЭС-2 – Ленинградская АЭС, сооружение трех ВЛ 330 кВ, а также сооружение передачи постоянного тока напряжением ± 300 кВ Ленинградская АЭС-2 – Выборгская пропускной способностью 1000 МВт. Технические решения по выдаче мощности сооружаемых энергоблоков Ленинградской АЭС-2 разработаны с учетом синхронизации с планами по выводу из эксплуатации энергоблоков действующей Ленинградской АЭС исходя из одновременного нахождения в работе не более шести энергоблоков на обеих электростанциях. В связи с опережающими сроками вывода из эксплуатации первых энергоблоков действующей Ленинградской АЭС, до 2020 года на обеих электростанциях будут в работе не более пяти энергоблоков. В связи с этим, необходимо провести актуализацию технических решений по схеме выдачи мощности Ленинградской АЭС-2 в части определения объемов снижения необходимого электросетевого строительства.

В ОЭС Центра для усиления схемы выдачи мощности Калининской АЭС предусматривается вторая ВЛ 500 кВ Грибово – Дорохово, ВЛ 500 кВ Дорохово – Панино с сооружением ПП 500 кВ Панино; для выдачи мощности Нововоронежской АЭС-2 предусматривается сооружение ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-2 – Елецкая (Борино), заходы ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Старый Оскол на Нововоронежскую АЭС-2, ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-2 – Старый Оскол №2.

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

В ОЭС Урала для выдачи мощности Белоярской АЭС-2 предусматривается сооружение заходов ВЛ 500 кВ Южная – Шагол в распределительное устройство 500 кВ ПС 500 кВ Курчатовская (Белоярская АЭС-2), заходы ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС – Козырево на ПП 500 кВ Исеть, ВЛ 500 кВ Курчатовская (Белоярская АЭС-2) – ПП 500 кВ Исеть.

Развитие межсистемных электрических связей 500 кВ и выше

В 2014 – 2020 годах намечается усиление следующих межсистемных связей путем сооружения новых линий электропередачи напряжением 500 кВ и выше:

- ОЭС Центра – ОЭС Северо-Запада: ВЛ 750 кВ Ленинградская – Белозерская;
- ОЭС Урала – ОЭС Средней Волги: ВЛ 500 кВ Газовая – Красноармейская;
- ОЭС Центра – ОЭС Средней Волги: ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС –

Нижегородская;

– ОЭС Урала – ОЭС Сибири: ВЛ 500 кВ Витязь–Восходи перевод на номинальное напряжение 500 кВ ВЛ 500 кВ Витязь – Иртыш, а также транзит 500 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская – Томская.

Развитие электрических сетей 750 кВ

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

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

Развитие электрических сетей 500 кВ

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

Помимо объектов схемы выдачи мощности Калининской АЭС, Ростовской АЭС, Белоярской АЭС-2 и Нововоронежской АЭС-2, наиболее значимыми вводами электросетевых объектов 500 кВ в период до 2020 года являются:

– в ОЭС Центра: 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 техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Чагино, Ногинск, Пахра, Трубино; сооружение переключательного пункта (ПП) 500 кВ Ожерелье с заходами ВЛ 500 кВ Чагино – Михайловская с отпайкой на ПС Калужская и участком ВЛ 750 кВ отв. Калужская – ПП Ожерелье – для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Москвы и Московской области; ПС 500 кВ Обнинская с ВЛ 500 кВ Калужская - Обнинская и ВЛ 500 кВ Дорохово – Обнинская – для обеспечения возможности присоединения новых потребителей в северной части Калужской области; ПС 500 кВ Белобережская с заходами ВЛ 500 кВ Новобрянская – Елецкая – для обеспечения возможности присоединения новых потребителей и предотвращения ограничения электроснабжения

существующих потребителей Брянской области в ремонтных схемах и послеаварийных режимах; установка третьего АТ 500/110 кВ на ПС 500 кВ Старый Оскол – для электроснабжения Стойленского ГОК;

– в ОЭС Юга: ВЛ 500 кВ Кубанская – Вышестеблиевская (Тамань) с ПС 500 кВ Вышестеблиевская (Тамань) и ВЛ 500 кВ Ростовская – Вышестеблиевская (Тамань) – для повышения пропускной способности между Ростовской и Кубанской энергосистемами и передачи мощности из ОЭС Юга в энергосистему полуострова Крым; ВЛ 500 кВ Невинномысск – Моздок с ПС 500 кВ Моздок – для снижения вероятности и величины ограничения электроснабжения существующих потребителей Юго-Восточной части ОЭС Юга в условиях невозможности продолжительного использования резервов мощности ГЭС, вследствие недостаточности гидроресурсов на длительном интервале времени; ВЛ 500 кВ Ростовская – Шахты – для выполнения проектной схемы присоединения ПС 500 кВ Ростовская, обеспечивающей электроснабжение потребителей энергосистемы Ростовской области; установка третьего АТ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Кубанская – для обеспечения технологического присоединения новых потребителей в Юго-Западном энергорайоне Кубанской энергосистемы и Республики Адыгея;

– в ОЭС Средней Волги: транзит 500 кВ Балаковская АЭС – Ключики – Пенза-П– для обеспечения возможности выдачи избытков мощности Балаково-Саратовского энергоузла;

– в ОЭС Урала: шлейфовый заходы ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Шагол в распределительное устройство Южноуральской ГРЭС-2 (Аркаимской ГРЭС) – для выдачи мощности Южноуральской ГРЭС-2; ПС 500 кВ Преображенская с заходами ВЛ 500 кВ Газовая – Красноармейская – для предотвращения ограничения энергоснабжения потребителей Западного энергорайона Оренбургской области в ремонтных и послеаварийных схемах, а также обеспечения присоединения в энергорайоне новых потребителей; ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Приваловская – для предотвращения ограничения энергоснабжения потребителей Кропачево-Златоустовского энергоузла в ремонтных и послеаварийных схемах; ПС 500 кВ Святогор с заходами ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Магистральная – для обеспечения присоединения электроустановок ОАО «НК «Роснефть»; ПП 500 кВ Тобол с заходами ВЛ 500 кВ Иртыш – Демьянская и ВЛ 500 кВ Тюмень – Нелым, ПС 500 кВ ЗапСиб с четырьмя ЛЭП 500 кВ Тобол – ЗапСиб – для электроснабжения электроустановок ООО «Западно-Сибирский Нефтехимический комбинат»;

– в ОЭС Сибири: ПС 500 кВ Ангара, ВЛ 500 кВ Ангара – Озерная, ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Озерная – для выдачи мощности Богучанской ГЭС; третья ВЛ 500 кВ Березовская ГРЭС – Итатская – для выдачи мощности третьего энергоблока Березовской ГРЭС; ВЛ 500 кВ Алюминиевая – Абакан – Итатская – для обеспечения увеличения выдачи мощности Саяно-Шушенской ГЭС и обеспечения надежности электроснабжения Саянского и Хакасского алюминиевых заводов в послеаварийных режимах; ПС 500 кВ Енисей в составе трех автотрансформаторных групп по 801 МВА – для предотвращения ограничения энергоснабжения потребителей центрального энергорайона г. Красноярска в ремонтных и послеаварийных схемах и обеспечения развития в энергорайоне крупных промышленных производств; ПС 500 кВ Восход – для обеспечения работы транзита 500 кВ Урал-Сибирь по территории Российской Федерации, создание второго центра питания Омского энергоузла; ВЛ 500 кВ Енисей –

Итатская, ВЛ 500 кВ Енисей – Камала – для увеличения объемов выдачи мощности из восточной части ОЭС Сибири в Западную путем увеличения пропускной способности транзита Красноярск-Иркутск; ПС 500 кВ Усть-Кут, ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская с ПС 500 кВ Нижнеангарская – для предотвращения ограничения энергоснабжения потребителей северной части энергосистемы Иркутской области и зоны БАМа ремонтных схемах и в послеаварийных режимах, обеспечения развития северобайкальского участка БАМа; ПС 500 кВ Озерная с ВЛ 500 кВ Тайшет – Озерная и ВЛ 500 кВ Братский ПП – Озерная – для электроснабжения Тайшетского алюминиевого завода;

– в ОЭС Востока: ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Хабаровская (вторая ВЛ) – для существенного снижения объемов отключения потребителей Приморского края действием противоаварийной автоматики в послеаварийных режимах путем увеличения пропускной способности транзита между энергосистемами Хабаровского и Приморского краев.

Развитие электрических сетей 330 кВ

Электрическая сеть 330 кВ будет продолжать выполнять системообразующие функции и обеспечивать выдачу мощности электростанций в ОЭС Северо-Запада и ОЭС Юга. В рассматриваемый период планируется сооружение следующих электросетевых объектов 330 кВ:

– в ОЭС Северо-Запада: ВЛ 330 кВ Лоухи – РП Путкинский – РП Ондский – Петрозаводская – Тихвин – Литейный – усиление транзита 330 кВ «энергосистема Мурманской области – энергосистема Ленинградской области» для снижения вероятности и величины ограничения электроснабжения существующих потребителей энергосистем Мурманской области и Республики Карелия в послеаварийных режимах в нормальной и ремонтных схемах; ВЛ 330 кВ Новосокольники – Талашкино - для обеспечения надежности электроснабжения, а также снижения вероятности и величины ограничения электроснабжения существующих потребителей Псковской области в случае размыкания электрических связей с энергосистемами Белоруссии или стран Балтии; ВЛ 330 кВ Лужская – Псков – для обеспечения надежного функционирования северо-западной части ЕЭС России при отдельной работе с энергосистемами стран Балтии; ПС 330 кВ Усть-Луга – для обеспечения электроснабжения портовых комплексов Усть-Луга, Вистино, Горки Ленинградской области; ПС 330 кВ Ручей – для электроснабжения Бабиновской промзоны в Чудовском районе Новгородской области; ПС 330 кВ Василеостровская, Парнас, Пулковская, Заневская – для повышения надежности электроснабжения потребителей г. Санкт-Петербург и обеспечения возможности технологического присоединения новых потребителей; ПС 330 кВ Ломоносовская – для повышения надежности электроснабжения Ломоносовского района Ленинградской области и обеспечения возможности технологического присоединения новых потребителей; ПС 330 кВ Мурманская – для повышения надежности электроснабжения северных районов Мурманской области и обеспечения возможности технологического присоединения новых потребителей; ПС 330 кВ Новодевяткино – для повышения надежности электроснабжения потребителей г. Санкт-

Петербург и Карельского перешейка и обеспечения возможности технологического присоединения новых потребителей;

- в ОЭС Центра: ПС 330 кВ Тверь с заходами ВЛ 330 кВ Конаковская ГРЭС – Калининская – для обеспечения возможности технологического присоединения новых потребителей Тверского энергоузла; третий АТ 330/220 кВ на ПС 330 кВ Железнодорожск – для повышения надежности электроснабжения потребителей Орловской и Брянской областей;

- в ОЭС Юга: ВЛ 330 кВ Зеленчукская ГЭС-ГАЭС – Черкесск для выдачи мощности Зеленчукской ГЭС-ГАЭС; ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 – для усиления электрической сети 330 кВ и снижения вероятности и величины ограничения электроснабжения существующих потребителей Юго-Восточной части ОЭС Юга в условиях невозможности продолжительного использования резервов мощности ГЭС вследствие недостаточности гидроресурсов на длительном интервале времени; ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС – Чирюрт – для повышения надежности работы основной электрической сети 330 кВ энергосистемы Республики Дагестан и усиления схемы выдачи мощности Ирганайской ГЭС; ВЛ 330 кВ Артем – Дербент – для повышения надежности электроснабжения потребителей юга Дагестанской энергосистемы и обеспечения возможности технологического присоединения новых потребителей; ПС 330 кВ Сунжа с заходами ВЛ 330 кВ Моздок – Артем - для повышения надежности электроснабжения потребителей Чеченской республики и обеспечения возможности технологического присоединения новых потребителей; ПС 330 кВ Заводская – для внешнего электроснабжения потребителей Армавирского электрометаллургического завода; ПС 330 кВ Ильенко повышения надежности электроснабжения г. Кисловодск и обеспечения возможности технологического присоединения новых потребителей.

Развитие электрических сетей 220 кВ. Сооружение вставок несинхронной связи.

Начиная с 2014 года, предполагается объединение на совместную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока за счет установки вставок несинхронной связи (далее – ВНС) пропускной способностью ± 200 МВт на ПС 220 кВ Могоча (ОЭС Сибири) и на ПС 220 кВ Хани (2019 год) с сооружением ВЛ 220 кВ Тында – Лопча – Хани – Чара (ОЭС Востока) и переводом на напряжение 220 кВ ВЛ 220 кВ Таксимо – Чара (ОЭС Сибири).

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

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

- в ОЭС Северо-Запада: вторая цепь транзита ВЛ 220 кВ Печорская ГРЭС – Ухта – Микунь – Заовражье; ВЛ 220 кВ Петрозаводская – Суоярви №2; ВЛ 220 кВ Микунь – Сыктывкар №2 с расширением ПС 220 кВ Сыктывкар.

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

ВЛ 220 кВ Восток –Дровнино – для повышения надежности электроснабжения потребителей восточной части Смоленской области;

– в ОЭС Юга: ПС 220 кВ Восточная промзона с заходами ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Витаминкомбинат №1 и №2; ПС 220 кВ Кругликовская с заходами ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – Усть-Лабинск, ПС 220 кВ Генеральская с ВЛ 220 кВ Ростовская – Генеральская I и II цепь; заходы ВЛ 220 кВ на ПС 220 кВ Красноармейская от существующих ВЛ 220 кВ Волгоградская ТЭЦ-3 – Гумрак и Южная – Кировская; строительство двух двухцепных КВЛ 220 кВ соединяющих Кубанскую энергосистему и энергосистему полуострова Крым;

– в ОЭС Средней Волги: ВЛ 220 кВ Семеновская – Узловая, ВЛ 220 кВ Борская – Семеновская №2 и ВЛ 220 кВ Рыжковская (Мантурово) – Узловая – для повышения надежности электроснабжения потребителей Нижегородской области; ВЛ 220 кВ Елабуга – Центральная I и II цепь – для повышения надежности электроснабжения Казанского энергорайона Республики Татарстан; ВЛ 220 кВ Нижнекамская ТЭЦ-2 –ТАНЕКО № 1 и № 2 – для выдачи мощности Нижнекамской ТЭЦ-2; заходы ВЛ 220 кВ Нижегородская – Зелецино на Новогорьковскую ТЭЦ – для выдачи мощности Новогорьковской ТЭЦ;

– в ОЭС Урала: ВЛ 220 кВ Няганская ГРЭС – Картопля – для выдачи мощности третьего энергоблока Няганской ГРЭС; заходы ВЛ 220 кВ Краснотурьинск – Сосьва на Серовскую ГРЭС – для выдачи мощности Серовской ГРЭС; заходы ВЛ 220 кВ Цинковая-220 – Новометаллургическая и ВЛ 220 кВ Шагол – Новометаллургическая на сооружаемое распределительное устройство 220 кВ Челябинской ГРЭС – для выдачи мощности Челябинской ГРЭС; ПС 220 кВ Надежда с заходами ВЛ 220 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Южная – для повышения надежности электроснабжения г. Екатеринбурга; ВЛ 220 кВ Лебяжье – Дубники – для повышения надежности электроснабжения потребителей Южного энергорайона энергосистем Кировской области и Республики Марий Эл (ОЭС Средней Волги);

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

в ОЭС Востока: сооружение двухцепной ВЛ 220 кВ Томмот – Майя для объединения Южного и Центрального энергорайонов Республики Саха (Якутия); ВЛ 220 кВ Ленск – НПС-14 – НПС-15 – НПС-16 для внешнего электроснабжения нефтяной трубопроводной системы «ВСТО» и обеспечения возможности объединения Западного и Южного энергорайонов Республики Саха (Якутия); сооружения ВЛ 220

кВ Ленск – Пеледуй для внешнего электроснабжения нефтяной трубопроводной системы «ВСТО» и возможности присоединения к ЕЭС России Западного энергорайона Республики Саха (Якутия)

Дополнительно для обеспечения внешнего электроснабжения нефтяной трубопроводной системы «ВСТО» по территории республика Саха (Якутия) намечается сооружение следующих ПС 220 кВ:

– ПС НПС-19 - в Южном энергорайоне энергосистемы Республики Саха (Якутия);

– три ПС НПС № 10, 11, 15 – в Западном энергорайоне энергосистемы Республики Саха (Якутия).

Кроме того, в соответствии с планами ОАО «НК «Роснефть» в энергосистеме Приморского края предполагается строительство нефтеперерабатывающего завода ЗАО «ВНХК» максимальной заявленной мощностью 372 МВт и собственной электростанцией установленной мощностью 632 МВт, присоединяемыми на совместную работу с ОЭС Востока. Для обеспечения внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств ЗАО «ВНХК» и выдачи мощности ТЭС ЗАО «ВНХК» предварительно предполагается сооружение двух ВЛ 220 кВ от ПС 500 кВ Лозовая до подстанции заявителя (окончательный объем мероприятий 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 2014 – 2020 годы приведен в приложении № 24.

Всего за период 2014 – 2020 годов намечается ввод ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 31200,7 км, трансформаторной мощности 106830 МВА. Такой объем электросетевого строительства потребует 1005,64 млрд руб. в прогнозных ценах с учетом НДС (18 %) и инфляционного удорожания за рассматриваемый расчетный период до 2020 года.

Карты-схемы размещения линий электропередачи, ПС напряжением 220 кВ и выше и электростанций по ОЭС на 2014 – 2020 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 11.

Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 220 кВ и выше представлены в приложении № 25.

В приложении № 26 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 2013 году.

Выводы:

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

2. Всего за период 2014 – 2020 годов намечается ввод ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 31 960,2 км, трансформаторной мощности 110 322 МВА.

3. Реализация намеченных планов по развитию электросетевого комплекса потребует инвестиции в объеме 1 048,63 млрд руб. в прогнозных ценах с учетом НДС (18 %) и инфляционного удорожания за рассматриваемый расчетный период до 2020 года.

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

9.1. 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	центральная координирующая система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности;
ЦСПА	централизованная система противоаварийной автоматики;
ЧАПВ	частотное автоматическое повторное включение;
ЧДА	частотная делительная автоматика;
ШР	шунтирующий реактор;
ШСВ	шиносоединительный выключатель.

9.2. При строительстве, реконструкции объектов электроэнергетики, предусмотренных схемой и программой развития ЕЭС России, обеспечивается:

- 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.

9.3. 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;
- объектовых ССПИ о технологическом режиме работы и эксплуатационном состоянии ЛЭП, оборудования и устройств;
- системы обмена информацией о составе и параметрах генерирующего оборудования в рамках задач недельного, суточного и оперативного планирования и доведения плановых графиков (MODES-Terminal);
- централизованных систем режимной и противоаварийной автоматики;
- объектовых систем РАСП, в том числе СМРР на базе векторных измерений.

Указанными 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 потребителям с блок-станциями, а также подстанций сетевых организаций и потребителей электрической энергии, имеющих немодернизированные ССПИ, получаемый объем телеметрической информации является недостаточным для решения задач диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС».

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 «Россети», 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, дочерних и зависимых обществах ОАО «Россети» и ряде других сетевых компаний осуществляется по многолетним программам. В ОАО «РЖД» целесообразно разработать аналогичную программу в целях повышения темпов модернизации ССПИ объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих ОАО «РЖД».

9.4. Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России в 2014 – 2020 годах планируется реализация следующих проектов по развитию ПА в электрической сети 500-750 кВ:

создание ЦСПА ОЭС Северо-Запада, срок – 2016 год;

перевод ЦСПА ОЭС Урала, ЦСПА ОЭС Юга, ЦСПА ОЭС Средней Волги, ЦСПА Тюменской энергосистемы на платформу ЦСПА нового поколения, срок – 2016 – 2018 годы;

создание низового устройства ЦСПА ОЭС Юга на ПС 330 кВ Чирюрт, срок – 2014 год;

создание ЛАПНУ ПС 500 кВ Камала, срок – 2014 год, создание ЛАПНУ ПС 500 кВ Озерная, срок – 2014 год, создание ЛАПНУ ПС 750 кВ Белозерская, срок – 2014 год, создание ЛАПНУ Саяно-Шушенской ГЭС, срок – 2016 год.

9.5. На объектах электроэнергетики электрической сети 110-220 кВ в части ПА в период времени до 2020 года планируется:

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

9.6. Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России в 2014 – 2020 годах планируется реализация проектов по развитию централизованных систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (таблица 9.1):

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 9.1. Реализация проектов по развитию ЦС АРЧМ

№	Наименование ГЭС* для участия в АРЧМ**	Установленная мощность, МВт	Срок готовности ГРАМ	Срок готовности ГА (первого/ последнего)	Система АРЧМ для подключения ГЭС
1	Бурейская ГЭС	2010	Выполнено	20.11.2015 (по всем ГА)	ЦС АРЧМОЭС Востока
2	Новосибирская ГЭС	455	Выполнено	30.10.2012/ 30.07.2019	ЦС АРЧМОЭС Сибири
3	Саяно-Шушенская ГЭС	6400	2014	Выполнено по ГА №1,5,6,7,8,9,10/ 30.06.2014	
4	Богучанская ГЭС	3000	2014	Выполнено по всем ГА	
5	Иркутская ГЭС	662,4	2014	2012/ 2018	
6	Камская ГЭС	522	Выполнено	Выполнено по ГА №20/ 26.12.2017	ЦС АРЧМОЭС Урала
7	Нижегородская ГЭС	520	Выполнено	25.12.2013/ 25.12.2015	ЦКС АРЧМ ЕЭС
9	Саратовская ГЭС	1360	Выполнено	Выполнено по ГА № 1÷21/ 31.12.2016	
10	Чебоксарская ГЭС	1370	Выполнено	Выполнено по ГА №№ 9÷18/ 31.12.2017	
11	Рыбинская ГЭС	346,4	Выполнено	Выполнено по ГА №№ 4, 6/ 31.12.2019	
12	Угличская ГЭС	110	Выполнено	Выполнено по ГА №2/ ГА №1 31.01.2016	
13	Волжская ГЭС	2582,5	Выполнено	Выполнено по 17-ти ГА / 20.02.2014	
14	Чиркейская ГЭС	1000	30.10.2014	30.06.2014/ 31.12.2015	ЦС АРЧМОЭС Юга
15	Зеленчукская ГЭС	160	Выполнено	Выполнено по всем ГА	

№	Наименование ГЭС* для участия в АВРЧМ**	Установленная мощность, МВт	Срок готовности ГРАМ	Срок готовности ГА (первого/ последнего)	Система АРЧМ для подключения ГЭС
16	Ирганайская ГЭС	400	Выполнено	Выполнено по всем ГА	ЦС АРЧМ центральной части ОЭС Северо-Запада
17	ГЭС-2 Каск. Кубанских ГЭС	184	2014	10.10.2013 (по всем ГА)	
18	Лесогорская ГЭС-10	106	2014	07.2012/08.2013	
19	Светогорская ГЭС-11	114,75	2014	01.2012/01.2013	
20	ГЭС-14 Кривопорожская	180	Выполнено	12.2013/12.2018	
21	Верхне-Свирская ГЭС-12	160	2014	09.2012/12.2016	
22	Нарвская ГЭС-13	124,8	2014	03.2013/12.2016	ЦС АРЧМ Кольской ЭС
23	ГЭС-3 Нива-3	155,5	Выполнено	12.2012/12.2017	
24	Князегубская ГЭС-11	152	Выполнено	09.2012/12.2016	
25	Верхне-Тулумская ГЭС-12	268	Выполнено	12.2014/12.2017	
26	Серебрянская-1 ГЭС-15	201	Выполнено	12.2013/12.2017	
27	Серебрянская-2 ГЭС-16	156	Выполнено	12.2015/12.2017	
28	Верхне-Териберская ГЭС-18	130	Выполнено	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 потоков активной мощности

9.7. Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России в 2014 – 2020 годах в рамках развития СМПР планируется:

– создание программно-технических комплексов СМПР на Конаковской ГРЭС, Невинномысской ГРЭС, Няганской ГРЭС, Загорской ГАЭС-2, ТЭЦ-16 ОАО «Мосэнерго», ТЭЦ-26 ОАО «Мосэнерго», Воткинской ГЭС, Южноуральской ГРЭС-2, Белоярской АЭС-2, Нововоронежской АЭС-2, Гусиноозерской ГРЭС, Серовской ГРЭС, Нижневартовской ГРЭС, Калининградской ТЭЦ-2, Кармановской ГРЭС, Новогорьковской ТЭЦ, Пермской ГРЭС, Челябинской ГРЭС, Владимирской ТЭЦ, Новочеркасской ГРЭС, Верхнетагильской ГРЭС, Черепеткой ГРЭС, Богучанской ГЭС, а также на строящихся подстанциях напряжением 500 кВ;

– расширение существующих комплексов СМПР на Ростовской АЭС, Уренгойской ГРЭС, Троицкой ГРЭС, Волжской ГЭС и Рязанской ГРЭС.

9.8. Для обеспечения надежного функционирования устройств автоматического регулирования возбуждения (АРВ) синхронных генераторов планируется создание системы мониторинга системных регуляторов (СМСР) на Краснодарской ТЭЦ, которая позволяет своевременно выявлять неисправности в

работе систем возбуждения и оперативно передавать эту информацию в диспетчерский центр.

9.9. При проведении расчетов устойчивости энергосистемы учитывается нормативное возмущение, включающее отключение электросетевого элемента при различных видах коротких замыканий с действием устройства резервирования отказа выключателя. Компонентные решения распределительных устройств ряда электростанций таковы, что короткие замыкания в некоторых их местах ликвидируются только действием устройства резервирования отказа выключателя («мертвая зона»). Таким образом, учет указанного нормативного возмущения при ликвидации КЗ в «мертвой зоне» происходит со временем превышающим двойную выдержку времени устройства резервирования отказа выключателя. При такой длительности нормативного возмущения нарушается динамическая устойчивость генераторов электростанций даже с учетом возможности применения противоаварийной автоматики.

Для решения указанной задачи разработана специализированная сверхбыстродействующая релейная защита «мертвой зоны» (далее РЗМЗ) позволяющая ликвидировать КЗ с временем действия основных быстродействующих защит электросетевых элементов распределительных устройств, что, как правило, позволяет сохранять динамическую устойчивость без применения противоаварийной автоматики. В настоящее время решен вопрос о серийном производстве РЗМЗ, которое начнется ориентировочно в 2015 году.

В связи с вышеуказанным, целесообразно на стадии проектирования новых объектов электроэнергетики производить оценку необходимости применения РЗМЗ с целью сохранения динамической устойчивости объектов электроэнергетики и исключения необходимости применения противоаварийной автоматики.

Для действующих объектов электроэнергетики, на которых существует проблема сохранения динамической устойчивости, целесообразно применение РЗМЗ в ближайшее время. Среди первоочередных действующих объектов:

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

10. Оценка прогнозных объемов капитальных вложений в сооружение генерирующих мощностей, объектов электросетевого хозяйства, номинальный класс напряжения которых составляет 220 кВ и выше, на 2014 – 2020 годы

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 2020 года.

Суммарные капиталовложения в развитие ЕЭС России за период 2014 – 2020 годов прогнозируются в объеме 2 324,55 млрд руб., в том числе в части генерирующих мощностей электрических станций – 1 275,92 млрд руб., объектов электросетевого хозяйства, номинальный класс напряжения которых составляет 220 кВ и выше – 1 048,63 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 10.1.

В таблице 10.2 представлены сводные показатели по прогнозным капитальным вложениям в объекты электросетевого хозяйства по классам напряжения 220 кВ и выше по ОЭС и ЕЭС России за 2014 – 2020 годы.

Таблица 10.1. Прогнозные объемы инвестиций в развитие ЕЭС России на период 2014 – 2020 годов в прогнозных ценах

ОЭС	Тип станции	Инвестиции, млн. руб. (прогнозные цены)							Итого за 2014-2020 годы
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
ОЭС Северо-Запада		40030,0	41733,2	41752,1	36189,3	25077,2	18478,2	0,0	203260,0
	АЭС	33716,4	36108,3	36741,9	36189,3	25077,2	18478,2	0,0	186311,4
	ТЭС	6313,6	5624,8	5010,2	0,0	0,0	0,0	0,0	16948,6
ОЭС Центра		112435,7	65305,4	52367,2	42891,3	34103,8	29499,8	16121,6	352724,8
	АЭС	35309,5	33182,0	34955,6	36706,4	34103,8	29499,8	16121,6	219878,6
	ГАЭС	17519,5	16068,4	13013,6	6184,9	0,0	0,0	0,0	52786,4
	ТЭС	59606,8	13300,2	1501,3	0,0	0,0	0,0	0,0	74408,3
	НИЭ	0,0	2754,8	2896,7	0,0	0,0	0,0	0,0	5651,5
ОЭС Средней Волги		29921,4	10651,1	1868,1	540,1	0,0	0,0	0,0	42980,8
	ТЭС	29767,8	9843,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	39611,4
	НИЭ	153,6	807,5	1868,1	540,1	0,0	0,0	0,0	3369,4
ОЭС Юга		57894,3	38974,9	24186,9	24163,2	21038,4	15502,2	0,0	181760,0
	АЭС	19277,8	20917,0	13995,5	17805,5	21038,4	15502,2	0,0	108536,5
	ГЭС и МГЭС	2408,4	834,1	822,6	156,6	0,0	0,0	0,0	4221,7
	ГАЭС	2974,8	3697,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6672,4
	ТЭС	27392,7	6159,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	33551,7
	НИЭ	5840,7	7367,2	9368,8	6201,1	0,0	0,0	0,0	28777,7
ОЭС Урала		157683,1	108436,8	35196,3	4595,1	0,0	0,0	0,0	305911,3
	АЭС	13349,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13349,5
	ТЭС	141556,5	101474,7	29521,4	3565,5	0,0	0,0	0,0	276118,1

ОЭС	Тип станции	Инвестиции, млн. руб. (прогнозные цены)							Итого за 2014-2020 годы
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
	НИЭ	2777,1	6962,2	5674,9	1029,6	0,0	0,0	0,0	16443,8
ОЭС Сибири		37117,7	9375,7	1666,3	0,0	0,0	0,0	0,0	48159,7
	ГЭС и МГЭС	1978,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1978,0
	ТЭС	34233,0	8422,4	1666,3	0,0	0,0	0,0	0,0	44321,7
	НИЭ	906,7	953,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1860,0
ОЭС Востока		17631,7	20869,7	22594,8	53083,4	26941,9	0,0	0,0	141121,5
	ГЭС и МГЭС	8096,5	11105,9	10364,6	5253,4	0,0	0,0	0,0	34820,4
	ТЭС	9535,2	9763,8	12230,2	47830,0	26941,9	0,0	0,0	106301,0
ИТОГО по ЕЭС России		452713,9	295346,9	179631,7	161462,4	107161,4	63480,2	16121,6	1275918,1
	АЭС	101653,1	90207,3	85693,0	90701,2	80219,5	63480,2	16121,6	528076,0
	ГЭС и МГЭС	12482,9	11940,1	11187,2	5410,0	0,0	0,0	0,0	41020,1
	ГАЭС	20494,3	19766,0	13013,6	6184,9	0,0	0,0	0,0	59458,7
	ТЭС	308405,5	154588,6	49929,5	51395,5	26941,9	0,0	0,0	591260,9
	НИЭ	9678,1	18844,9	19808,4	7770,9	0,0	0,0	0,0	56102,4
Эл.сети 220 кВ и выше		149272,3	138178,3	197590,9	197976,6	135037,9	110753,1	119818,3	1048627,4
Всего по России с учетом сетей 220 кВ и выше		601986,2	433525,2	377222,6	359439,0	242199,3	174233,3	135939,9	2324545,5

Таблица 10.2. Сводные показатели по прогнозным капитальным вложениям в объекты электросетевого хозяйства по классам напряжения 220 кВ и выше по ОЭС и ЕЭС России за 2014 – 2020 годы в прогнозных ценах, млн. руб.

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Итого за 2014-2020 годы
ОЭС Северо-Запада		13219,7	31390,0	41071,0	38332,1	20774,8	8540,3	9191,6	162519,6
	±300 кВ	62,1	10751,2	19212,8	12454,3	0,0	0,0	0,0	42480,4
	750 кВ	68,3	1998,6	12351,1	17297,0	11103,6	0,0	0,0	42818,6
	330 кВ	12065,3	17309,1	8203,5	8086,2	8638,2	5791,9	4834,3	64928,5
	220 кВ	1024,1	1331,1	1303,6	494,6	1033,0	2748,4	4357,4	12292,1
ОЭС Центра		41748,2	29727,6	28820,8	21732,6	31253,8	18016,2	13411,2	184710,3
	750 кВ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	500 кВ	8696,4	4457,4	8745,4	6246,4	4933,5	4732,0	11669,7	49480,9
	330 кВ	150,0	155,1	694,8	755,0	1107,6	5,6	80,0	2948,2
	220 кВ	32901,8	25115,1	19380,6	14731,2	25212,7	13278,6	1661,4	132281,3
ОЭС Юга		9585,3	16357,7	27941,9	35315,5	11965,6	8646,4	5820,6	115633,1
	500 кВ	1424,3	6801,8	16983,7	28204,4	7097,8	4449,9	0,0	64962,0
	330 кВ	3958,6	3961,7	4975,9	1466,9	2859,9	328,1	0,0	17551,0
	220 кВ	4202,4	5594,2	5982,3	5644,2	2008,0	3868,4	5820,6	33120,1
ОЭС Средней Волги		4761,0	5781,9	7895,6	8680,6	1657,1	3047,1	8564,1	40387,4
	500 кВ	1379,3	781,5	59,5	647,4	653,4	1629,8	7602,4	12753,2
	220 кВ	3381,7	5000,4	7836,1	8033,3	1003,7	1417,3	961,7	27634,2
ОЭС Урала		31106,0	19634,5	16943,2	25256,9	15725,9	9222,0	11096,1	128984,6
	500 кВ	6137,0	5944,5	4461,9	6321,0	11668,7	7966,8	3340,5	45840,4
	220 кВ	24969,0	13690,0	12481,3	18936,0	4057,2	1255,2	7755,6	83144,3
ОЭС Сибири		18937,9	22733,3	51532,9	46623,9	28802,2	47004,0	59758,1	275392,3
	500 кВ	9042,3	8521,3	20831,9	14555,8	6597,9	24484,7	30369,9	114403,9
	220 кВ	9895,6	14212,0	30701,0	32068,0	22204,3	22519,3	29388,2	160988,4
ОЭС Востока		29914,2	12553,2	23385,5	22035,0	24858,5	16277,1	11976,5	141000,0
	500 кВ	0,0	0,0	0,0	0,0	6112,4	6400,3	9114,7	21627,4
	220 кВ	29914,2	12553,2	23385,5	22035,0	18746,1	9876,7	2861,8	119372,6
ИТОГО		149272,3	138178,3	197590,9	197976,6	135037,9	110753,1	119818,3	1048627,3
	±300 кВ	62,1	10751,2	19212,8	12454,3	0,0	0,0	0,0	42480,4
	750 кВ	68,3	1998,6	12351,1	17297,0	11103,6	0,0	0,0	42818,6
	500 кВ	26679,4	26506,6	51082,4	55975,0	37063,7	49663,5	62097,2	309067,7
	330 кВ	16173,9	21425,9	13874,2	10308,1	12605,7	6125,6	4914,3	85427,7
	220 кВ	106288,8	77495,9	101070,5	101942,3	74264,8	54963,9	52806,8	568833,0

Вывод:

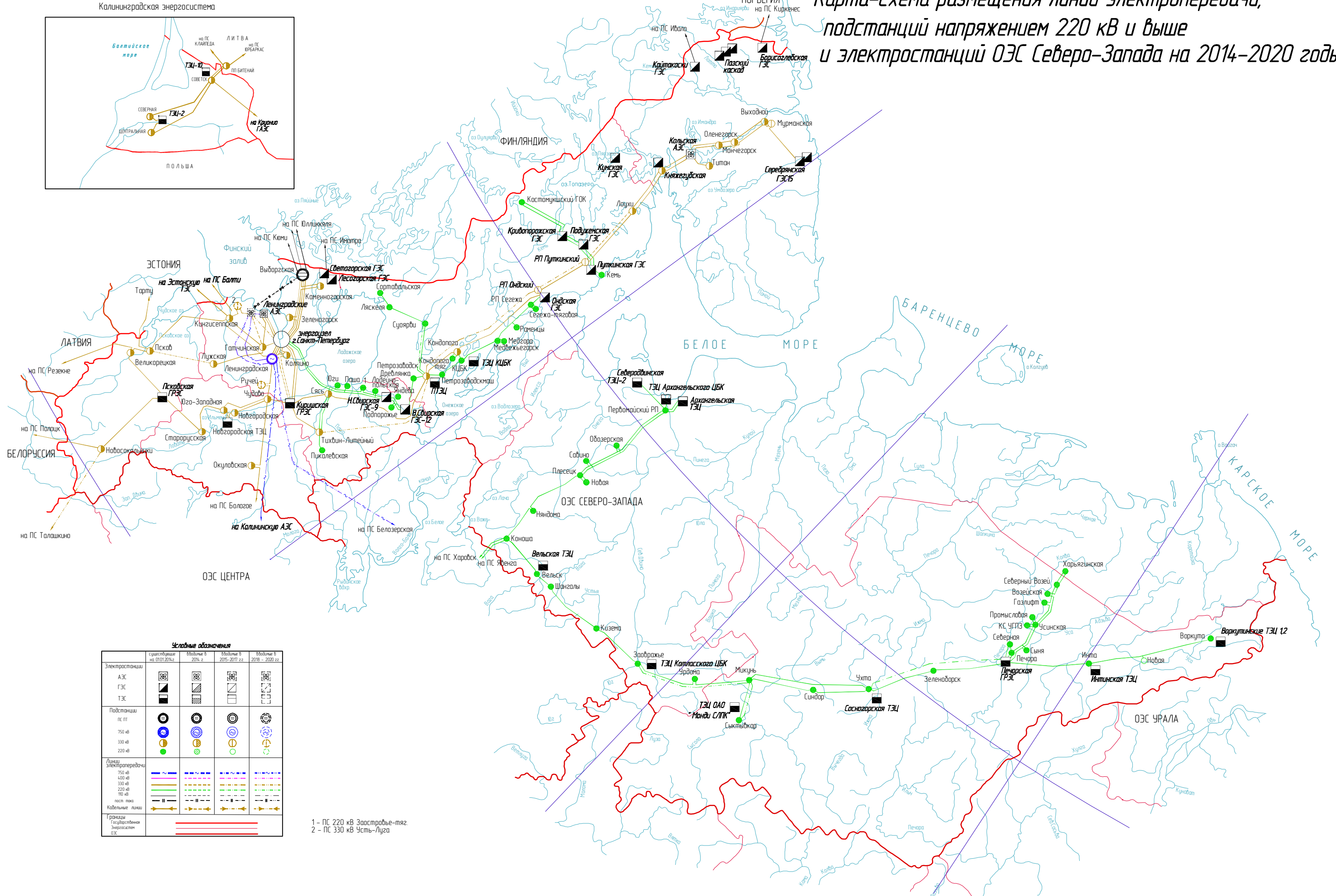
Суммарные капиталовложения в развитие ЕЭС России на период 2014 – 2020 годов прогнозируются в объеме 2 324,55 млрд руб., в том числе в части генерирующих мощностей электрических станций – 1275,92 млрд руб., объектов электросетевого хозяйства, номинальный класс напряжения которых составляет 220 кВ и выше, – 1 048,63 млрд рублей.

11. Схема развития ЕЭС России

Схема развития ЕЭС России состоит из следующих карт-схем:

1. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Северо-Запада на 2014 – 2020 годы;
2. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области на 2014 – 2020 годы (по городу Санкт-Петербургу);
3. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области на 2014 – 2020 годы (по Ленинградской области);
4. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Центра на 2014 – 2020 годы;
5. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Москвы и Московской области на 2014 – 2020 годы;
6. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Средней Волги на 2014 – 2020 годы;
7. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Юга на 2014 – 2020 годы;
8. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Краснодарского края и Республики Адыгея на 2014 – 2020 годы;
9. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Урала на 2014 – 2020 годы;
10. 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 2014 – 2020 годы;
11. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Сибири на 2014 – 2020 годы;
12. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Востока на 2014 – 2020 годы.

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Северо-Запада на 2014–2020 годы



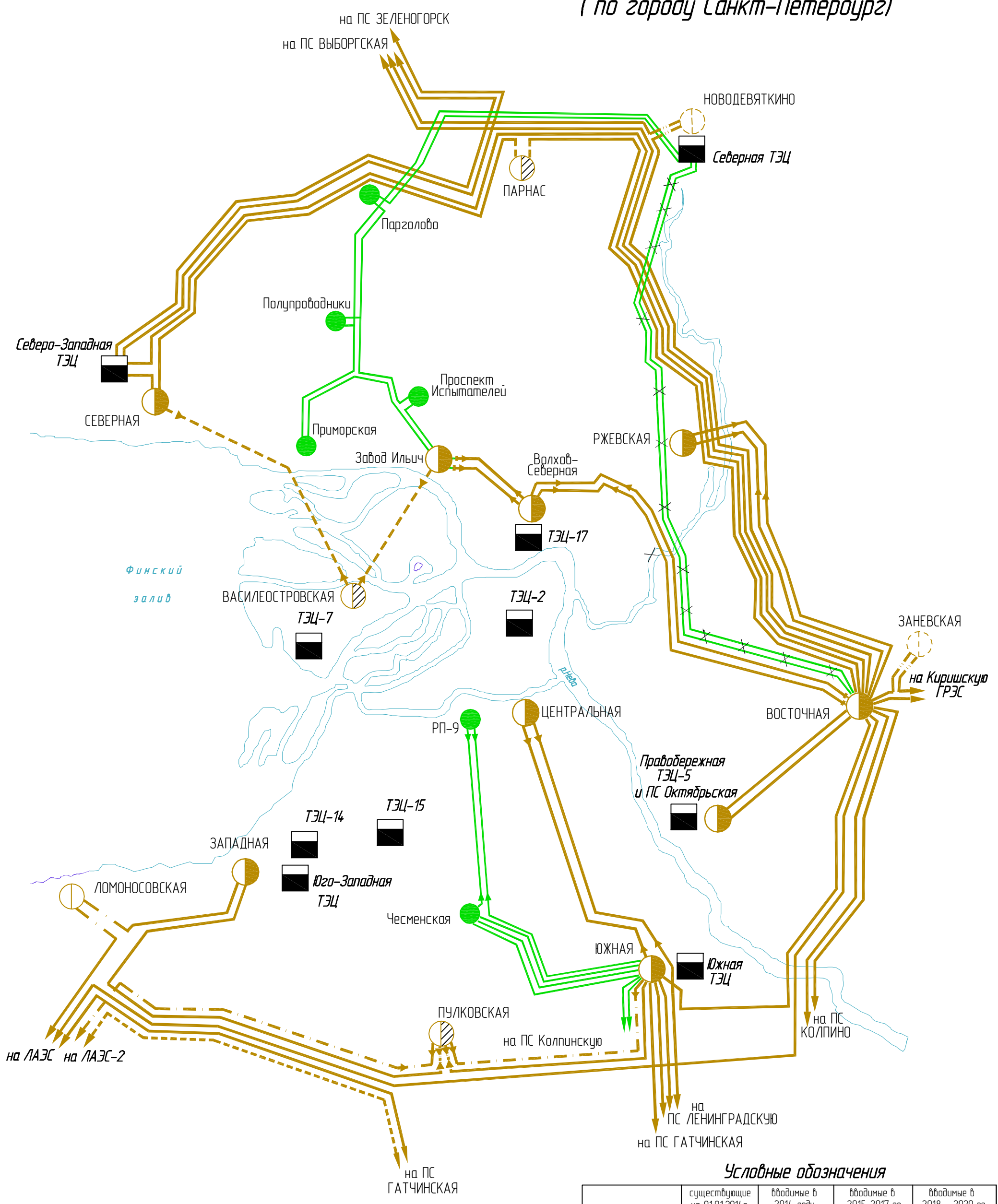
Условные обозначения

	существующая на 01.01.2014 г.	вводные в 2014 г.	вводные в 2015–2017 гг.	вводные в 2018–2020 гг.
Электростанции				
АЭС	[Symbol]	[Symbol]	[Symbol]	[Symbol]
ГЭС	[Symbol]	[Symbol]	[Symbol]	[Symbol]
ТЭС	[Symbol]	[Symbol]	[Symbol]	[Symbol]
Подстанции				
ПС ПТ	[Symbol]	[Symbol]	[Symbol]	[Symbol]
750 кВ	[Symbol]	[Symbol]	[Symbol]	[Symbol]
330 кВ	[Symbol]	[Symbol]	[Symbol]	[Symbol]
220 кВ	[Symbol]	[Symbol]	[Symbol]	[Symbol]
Линии электропередачи				
750 кВ	[Symbol]	[Symbol]	[Symbol]	[Symbol]
400 кВ	[Symbol]	[Symbol]	[Symbol]	[Symbol]
330 кВ	[Symbol]	[Symbol]	[Symbol]	[Symbol]
220 кВ	[Symbol]	[Symbol]	[Symbol]	[Symbol]
110 кВ	[Symbol]	[Symbol]	[Symbol]	[Symbol]
наст. маг.	[Symbol]	[Symbol]	[Symbol]	[Symbol]
Кабельные линии	[Symbol]	[Symbol]	[Symbol]	[Symbol]
Границы				
Государственная Энергосистема ОЭС	[Symbol]	[Symbol]	[Symbol]	[Symbol]

1 – ПС 220 кВ Заостровье–тяж.
2 – ПС 330 кВ Усть-Луза

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области на 2014–2020 годы

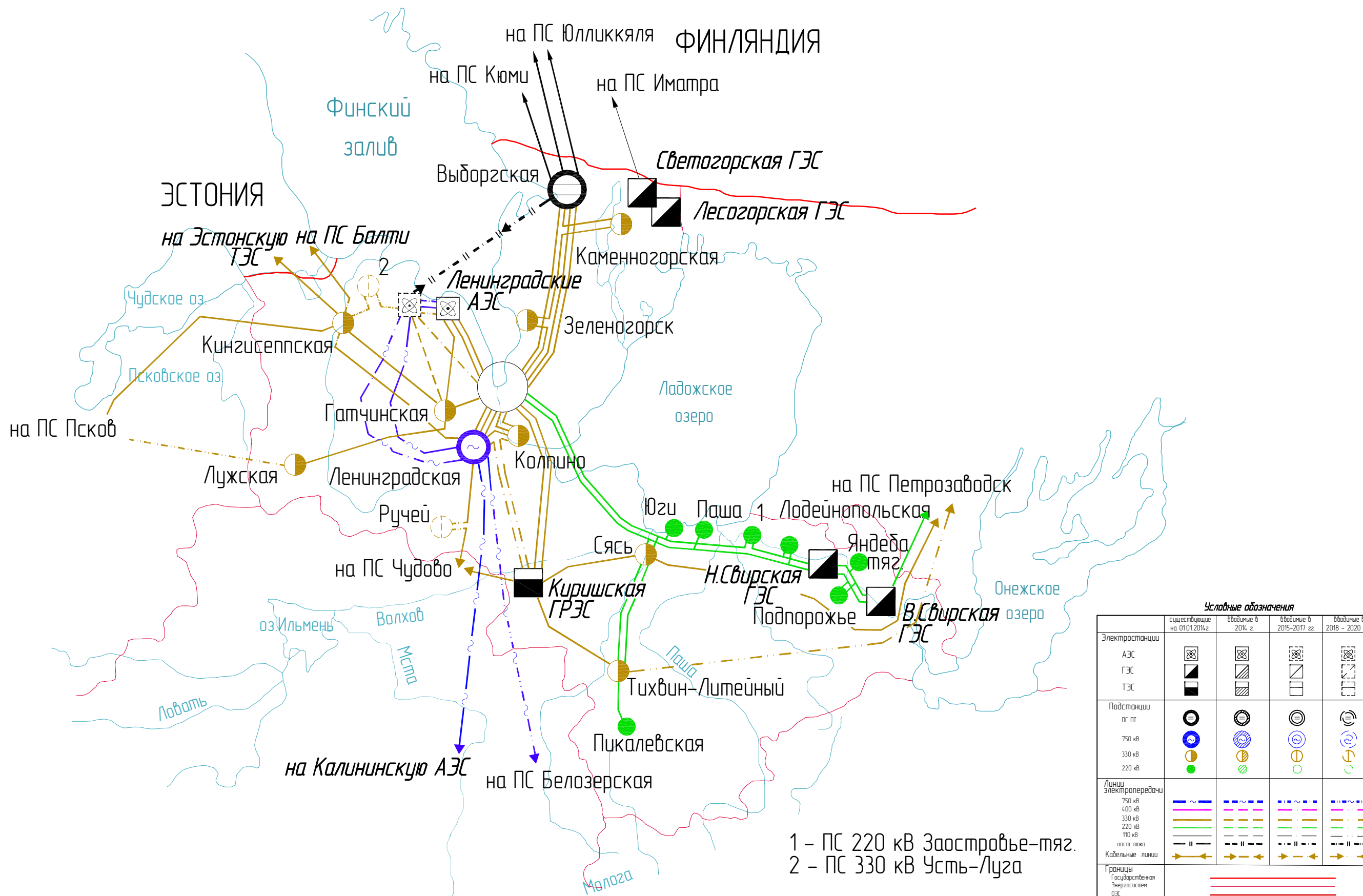
(по городу Санкт-Петербургу)



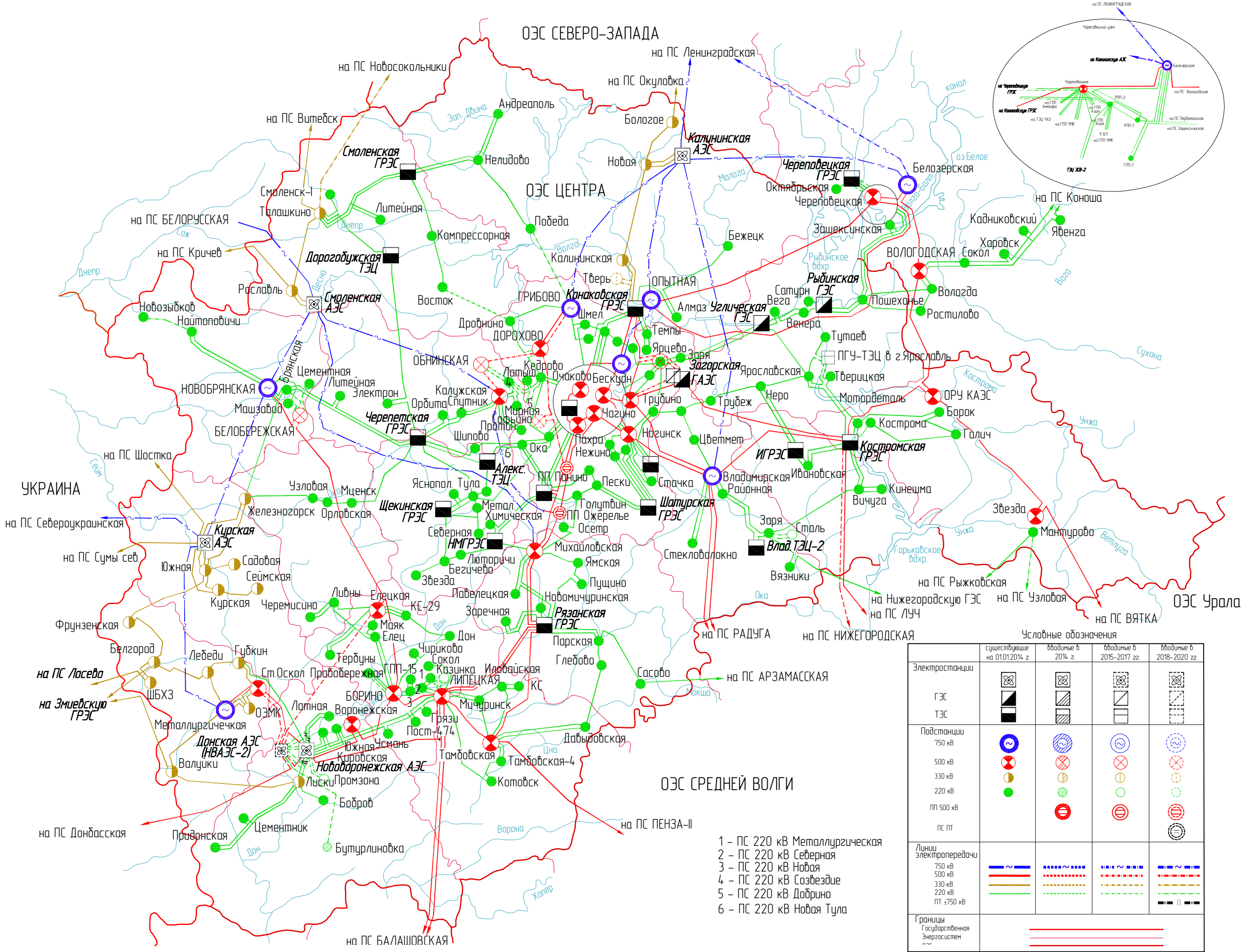
Условные обозначения

	существующие на 01.01.2014г.	вводимые в 2014 году	вводимые в 2015–2017 гг.	вводимые в 2018 – 2020 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 Ленинградской энергосистемы на 2014–2020 годы



Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Центра на 2014–2020 годы.

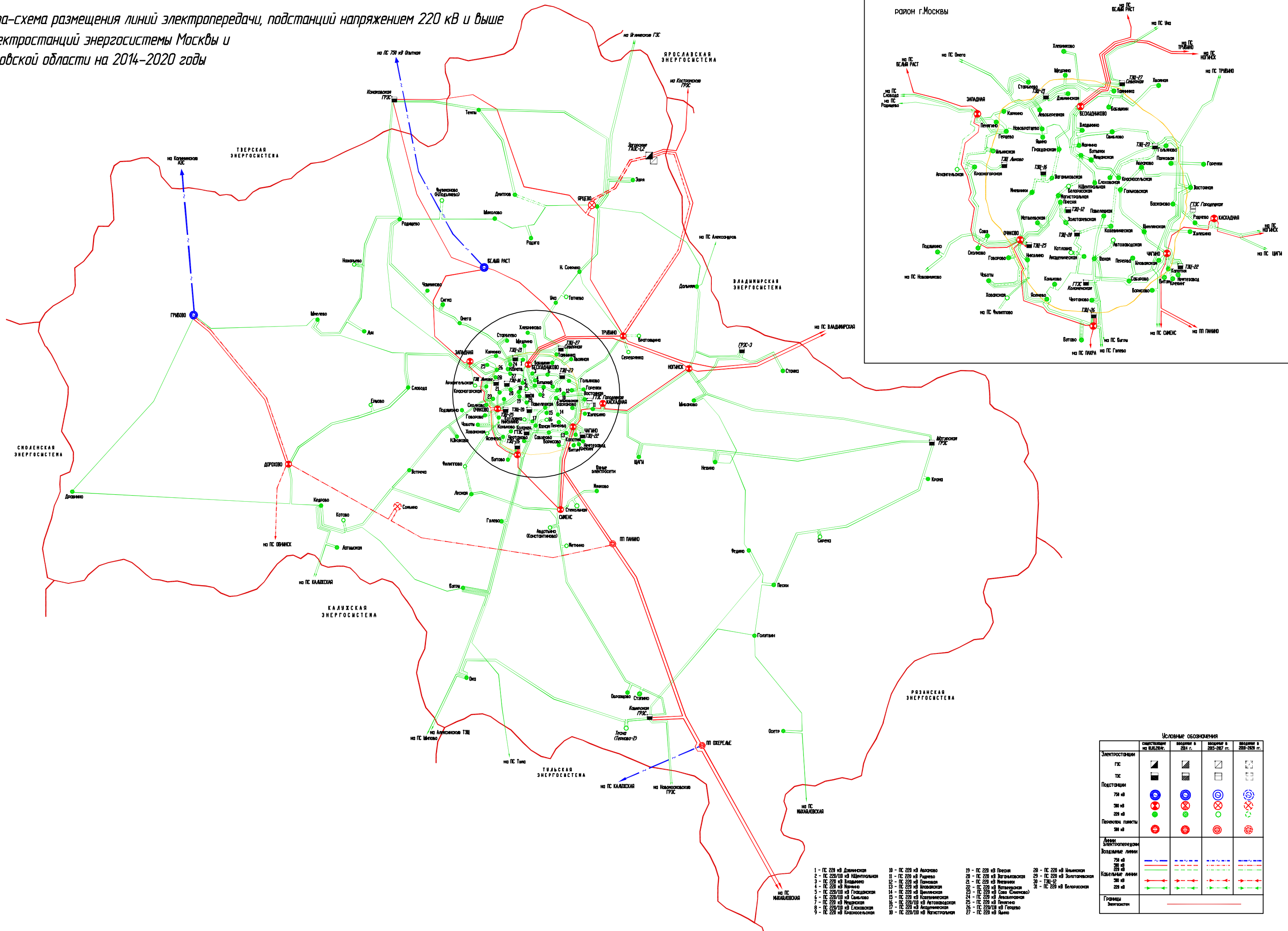


- 1 - ПС 220 кВ Metallurgical
- 2 - ПС 220 кВ Северная
- 3 - ПС 220 кВ Новая
- 4 - ПС 220 кВ Созвездие
- 5 - ПС 220 кВ Добрино
- 6 - ПС 220 кВ Новая Тула

Условные обозначения

	существующие на 01.01.2014 г.	вводимые в 2014 г.	вводимые в 2015–2017 гг.	вводимые в 2018–2020 гг.
Электростанции				
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				

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Москвы и Московской области на 2014–2020 годы

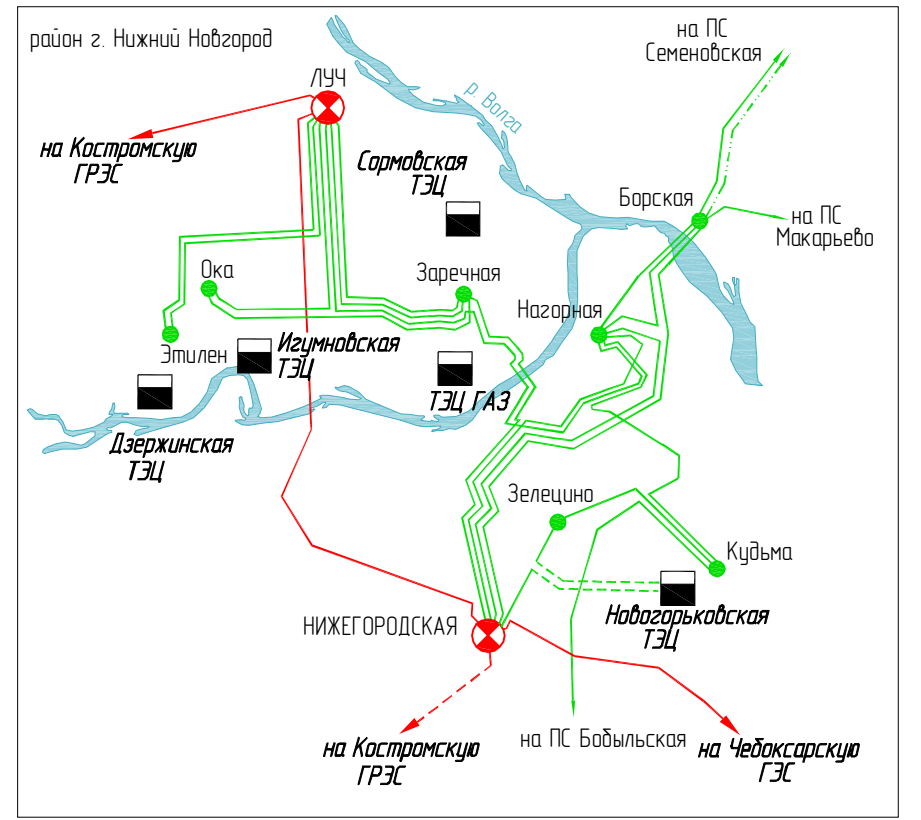
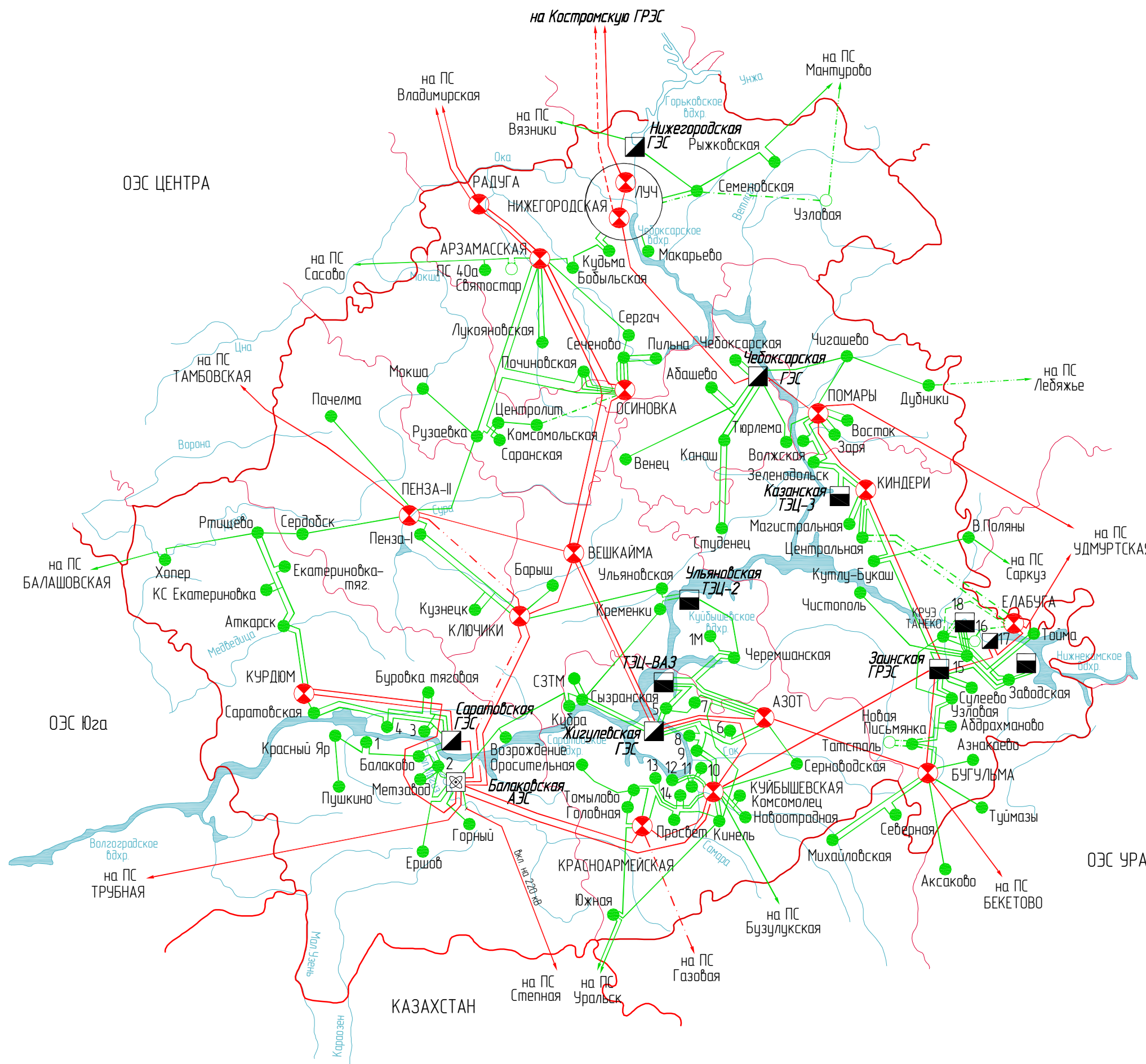


- 1 - ПС 220 кВ Дзержинский
- 2 - ПС 220/110 кВ Нидерландская
- 3 - ПС 220 кВ Владимирская
- 4 - ПС 220 кВ Нарьян
- 5 - ПС 220/110 кВ Гражданская
- 6 - ПС 220/110 кВ Савилов
- 7 - ПС 220 кВ Мещанская
- 8 - ПС 220/110 кВ Елаховская
- 9 - ПС 220 кВ Красногорская
- 10 - ПС 220 кВ Аристов
- 11 - ПС 220 кВ Рязань
- 12 - ПС 220 кВ Ивановская
- 13 - ПС 220 кВ Ивановская
- 14 - ПС 220 кВ Шелковская
- 15 - ПС 220 кВ Коломенская
- 16 - ПС 220 кВ Мещанская
- 17 - ПС 220 кВ Александровская
- 18 - ПС 220/110 кВ Магистральная
- 19 - ПС 220 кВ Пресненская
- 20 - ПС 220 кВ Золотаревская
- 21 - ПС 220 кВ Ленинская
- 22 - ПС 220 кВ Истринская
- 23 - ПС 220 кВ Сава (Савилов)
- 24 - ПС 220 кВ Александровская
- 25 - ПС 220 кВ Мещанская
- 26 - ПС 220/110 кВ Гусевская
- 27 - ПС 220 кВ Ямь
- 28 - ПС 220 кВ Ильинская
- 29 - ПС 220 кВ Золотаревская
- 30 - ТЭЦ-12
- 31 - ПС 220 кВ Белогородская

Условные обозначения

Электростанция	находящаяся на территории в 2014 г.	вводимые в 2014 г.	вводимые в 2014-2020 гг.	вводимые в 2020-2028 гг.
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции				
750 кВ				
220 кВ				
220 кВ				
Переключательные пункты				
Линии электропередачи				
Воздушные линии				
750 кВ				
220 кВ				
220 кВ				
Кабельные линии				
750 кВ				
220 кВ				
220 кВ				
Границы энергосистем				

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Средней Волги на 2014–2020 годы

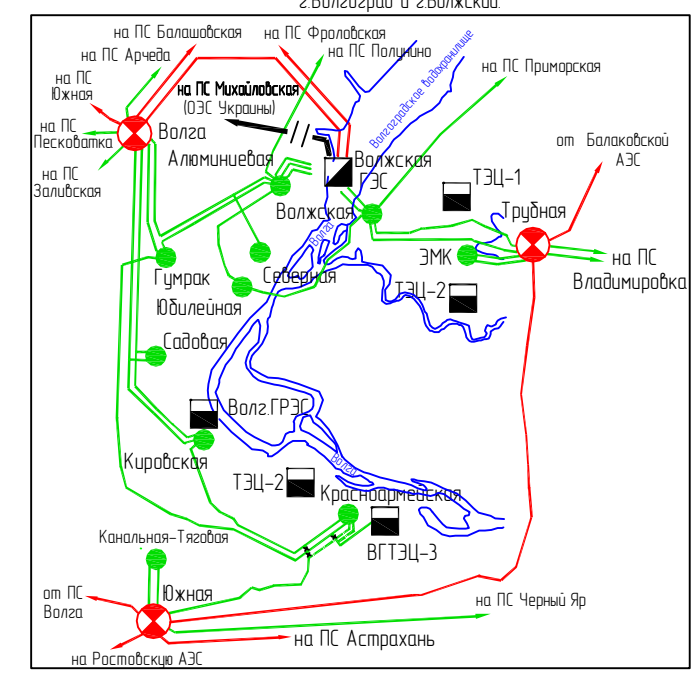
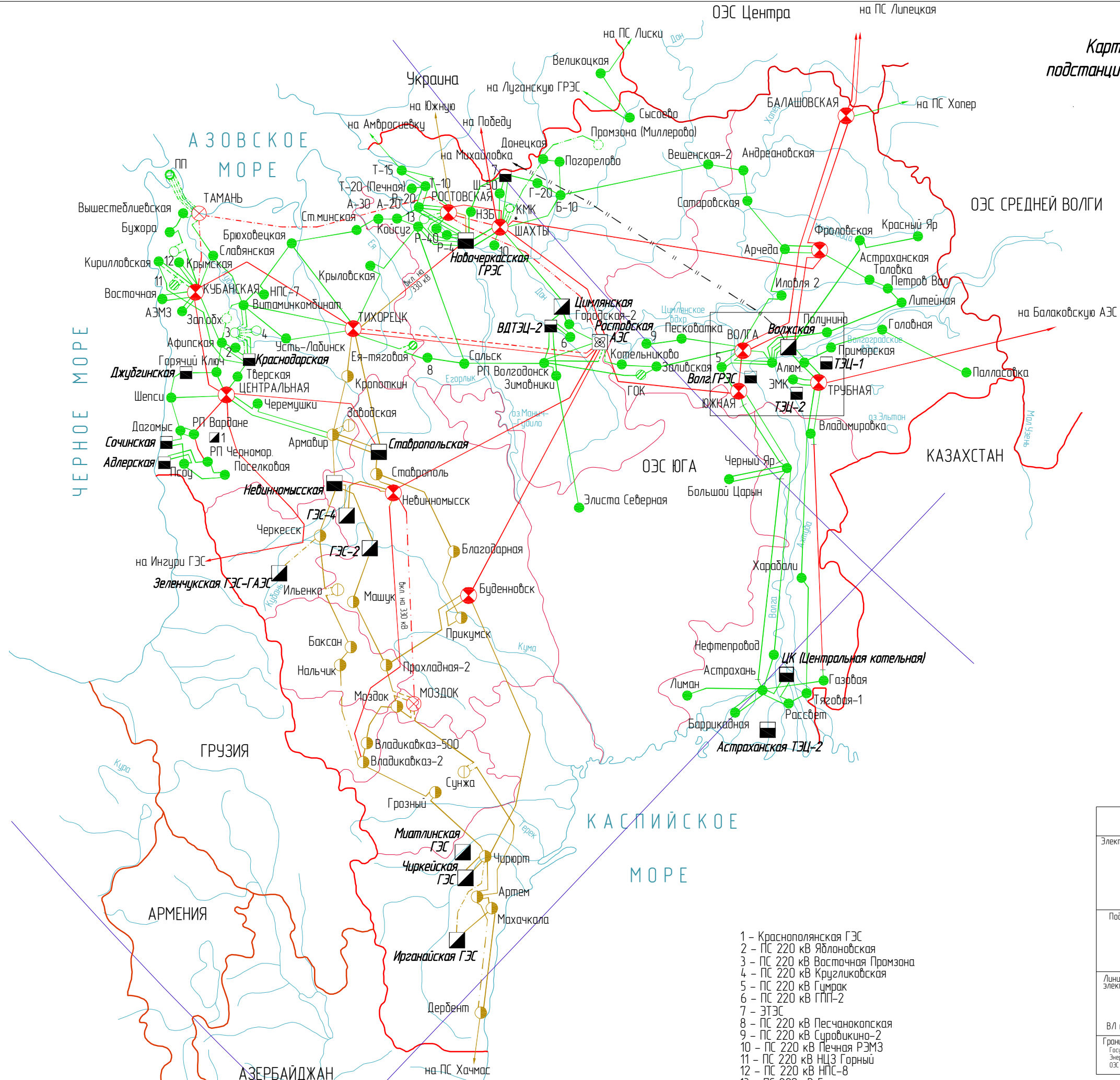


- 1 – ПС 220 кВ Подлесное
- 2 – ПС 220 кВ Центральная
- 3 – ПС 220 кВ Вольск
- 4 – ПС 220 кВ Терешка
- 5 – ПС 220 кВ Лебодеревная
- 6 – ПС 220 кВ КС-22
- 7 – ПС 220 кВ Васильевская
- 8 – ПС 220 кВ Солнечная
- 9 – ПС 220 кВ Кировская
- 10 – ПС 220 кВ Юбилейная
- 11 – ПС 220 кВ Яблочная
- 12 – ПС 220 кВ Зубчанниково
- 13 – ПС 220 кВ Новокудышевская
- 14 – ПС 220 кВ Орловская
- 15 – ПС 220 кВ Нижнекамская
- 16 – ПС 220 кВ Новая Нижнекамская
- 17 – Нижнекамская ГЭС
- 18 – Нижнекамская ТЭЦ

Условные обозначения

	существующие на 01.01.2014 г.	вводимые в 2014 г.	вводимые в 2015–2017 гг.	вводимые в 2018–2020 гг.
Электростанции				
АЭС				
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции				
500 кВ				
220 кВ				
Линии электропередачи				
500 кВ				
220 кВ				
Границы Государственной Энергосистем ОЭС				

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Юга на 2014–2020 годы



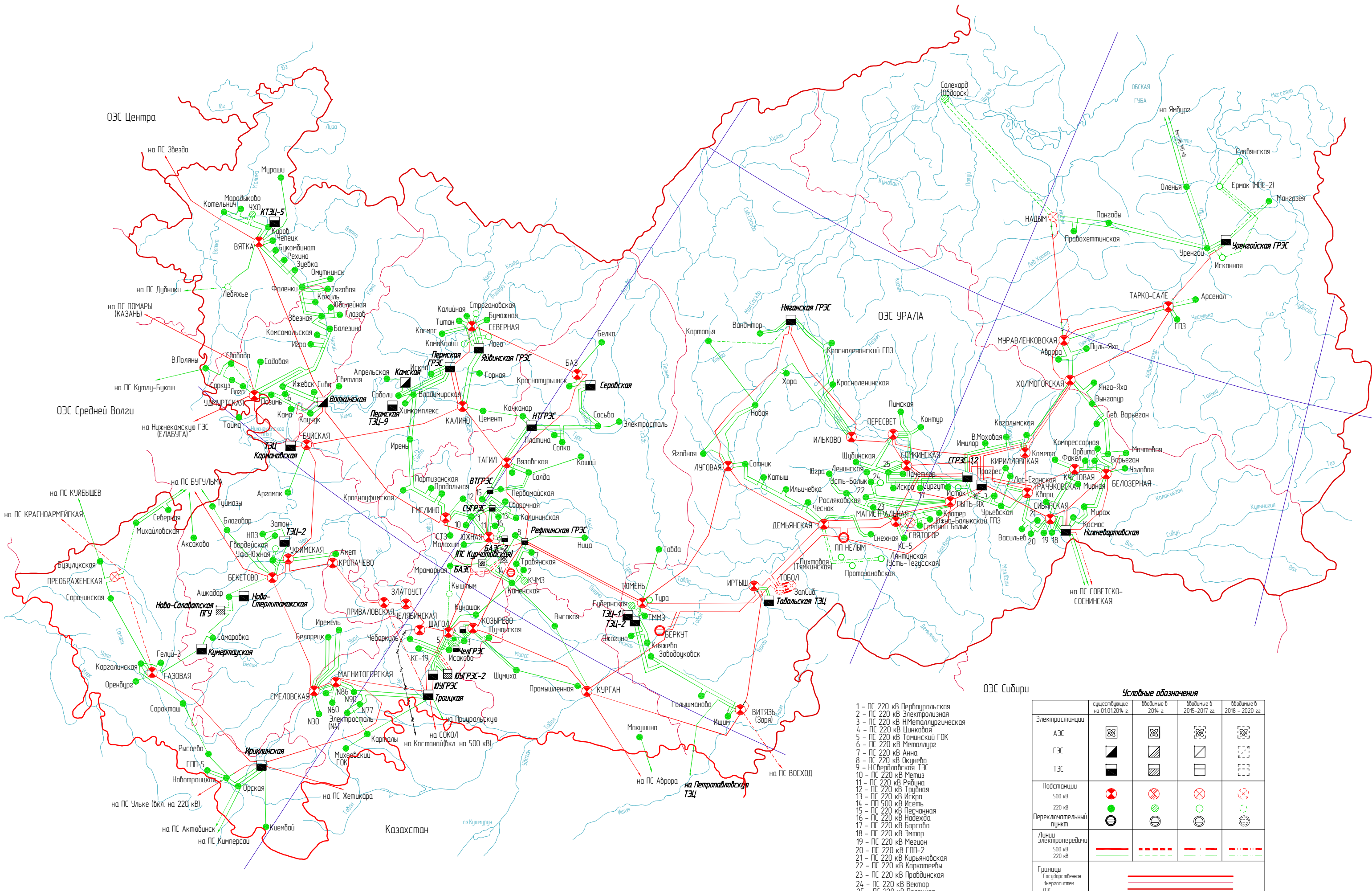
- 1 – Краснополянская ГЭС
- 2 – ПС 220 кВ Яблоновская
- 3 – ПС 220 кВ Восточная Промзона
- 4 – ПС 220 кВ Кругликовская
- 5 – ПС 220 кВ Гумрак
- 6 – ПС 220 кВ ГПП-2
- 7 – ЭТЭС
- 8 – ПС 220 кВ Песчанокопская
- 9 – ПС 220 кВ Суровикина-2
- 10 – ПС 220 кВ Печная РЭМЗ
- 11 – ПС 220 кВ НЦЗ Горный
- 12 – ПС 220 кВ НПС-8
- 13 – ПС 220 кВ Генеральская

Примечания:
 * – заходы ВЛ 500 кВ Фроловская – Ростовская на ПС 500 кВ Шахты ликвидируются после ввода ВЛ 500 кВ Ростовская – Шахты

Условные обозначения

	существующие на 01.01.2014 г.	Намечаемые к сооружению			
		в 2014 г.	в 2015–2017 гг.	в 2018–2020 гг.	
Электростанции	ГЭС				
	ТЭС				
	АЭС				
Подстанции	500 кВ				
	330 кВ				
	220 кВ				
Линии электропередачи	500 кВ				
	330 кВ				
	220 кВ				
	ВЛ пост. тока				
Границы	Государственная				
	Энергосистем ОЭС				

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Урала на 2014–2020 годы



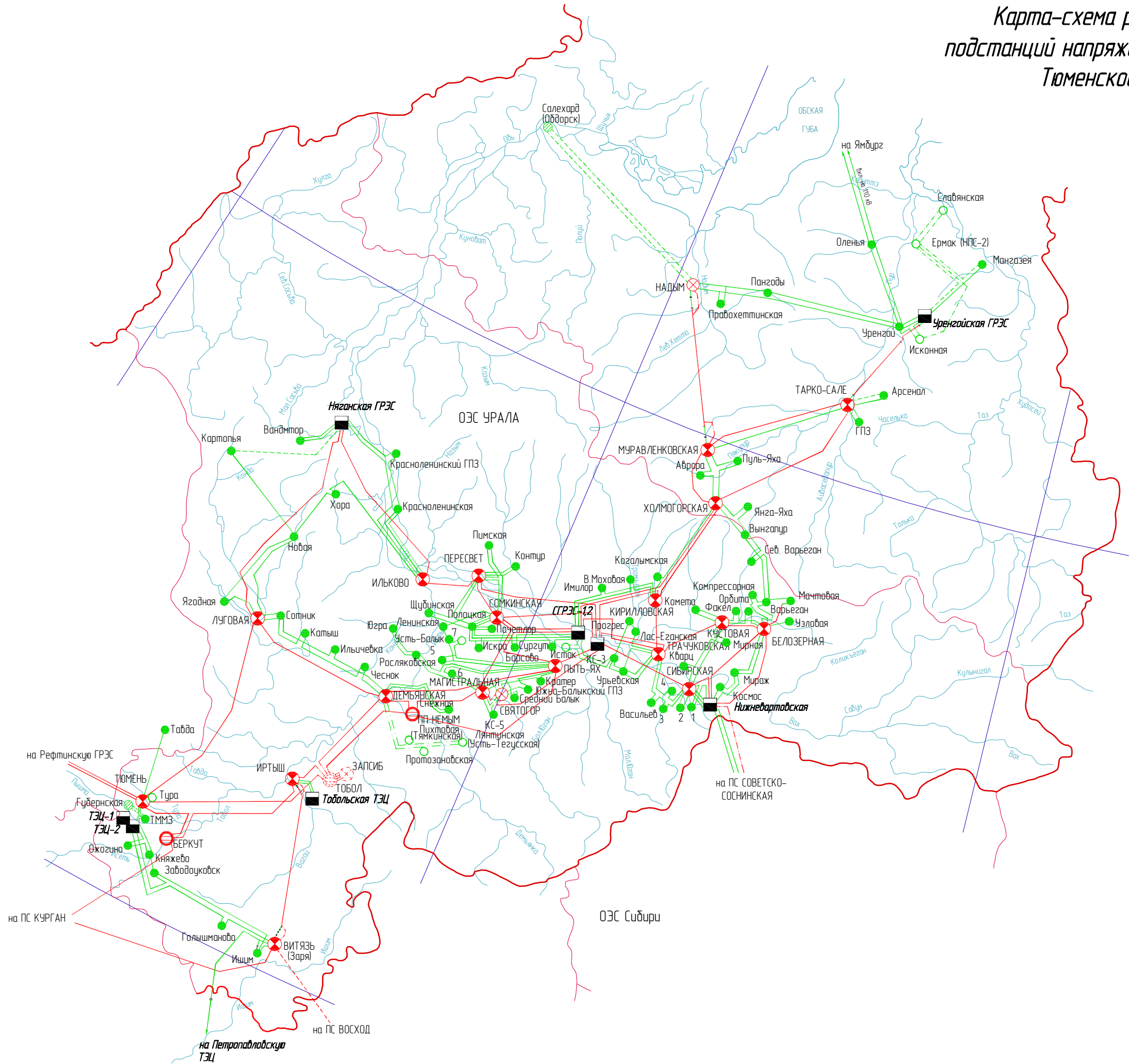
- 1 - ПС 220 кВ Первоуральская
- 2 - ПС 220 кВ Электрелизная
- 3 - ПС 220 кВ НМеталлургическая
- 4 - ПС 220 кВ Цинковая
- 5 - ПС 220 кВ Томинский ГОК
- 6 - ПС 220 кВ Металлург
- 7 - ПС 220 кВ Анна
- 8 - ПС 220 кВ Окунево
- 9 - Н.Свердловская ТЭС
- 10 - ПС 220 кВ Метиз
- 11 - ПС 220 кВ Рядина
- 12 - ПС 220 кВ Рабочая
- 13 - ПС 220 кВ Искра
- 14 - ПП 500 кВ Исеть
- 15 - ПС 220 кВ Песчанная
- 16 - ПС 220 кВ Надежда
- 17 - ПС 220 кВ Барсобо
- 18 - ПС 220 кВ Эмтор
- 19 - ПС 220 кВ Мегион
- 20 - ПС 220 кВ ГПП-2
- 21 - ПС 220 кВ Кирьяновская
- 22 - ПС 220 кВ Каркатеевы
- 23 - ПС 220 кВ Правдинская
- 24 - ПС 220 кВ Вектор
- 25 - ПС 220 кВ Полоцкая

ОЭС Сибири

Условные обозначения

	существующие на 01.01.2014 г.	вводимые в 2014 г.	вводимые в 2015-2017 гг.	вводимые в 2018-2020 гг.
Электростанции				
АЭС				
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции				
500 кВ				
220 кВ				
Переключательный пункт				
Линии электропередачи				
500 кВ				
220 кВ				
Границы Государственной Энергосистемы ОЭС				

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций Тюменской ЭС на 2014–2020 годы

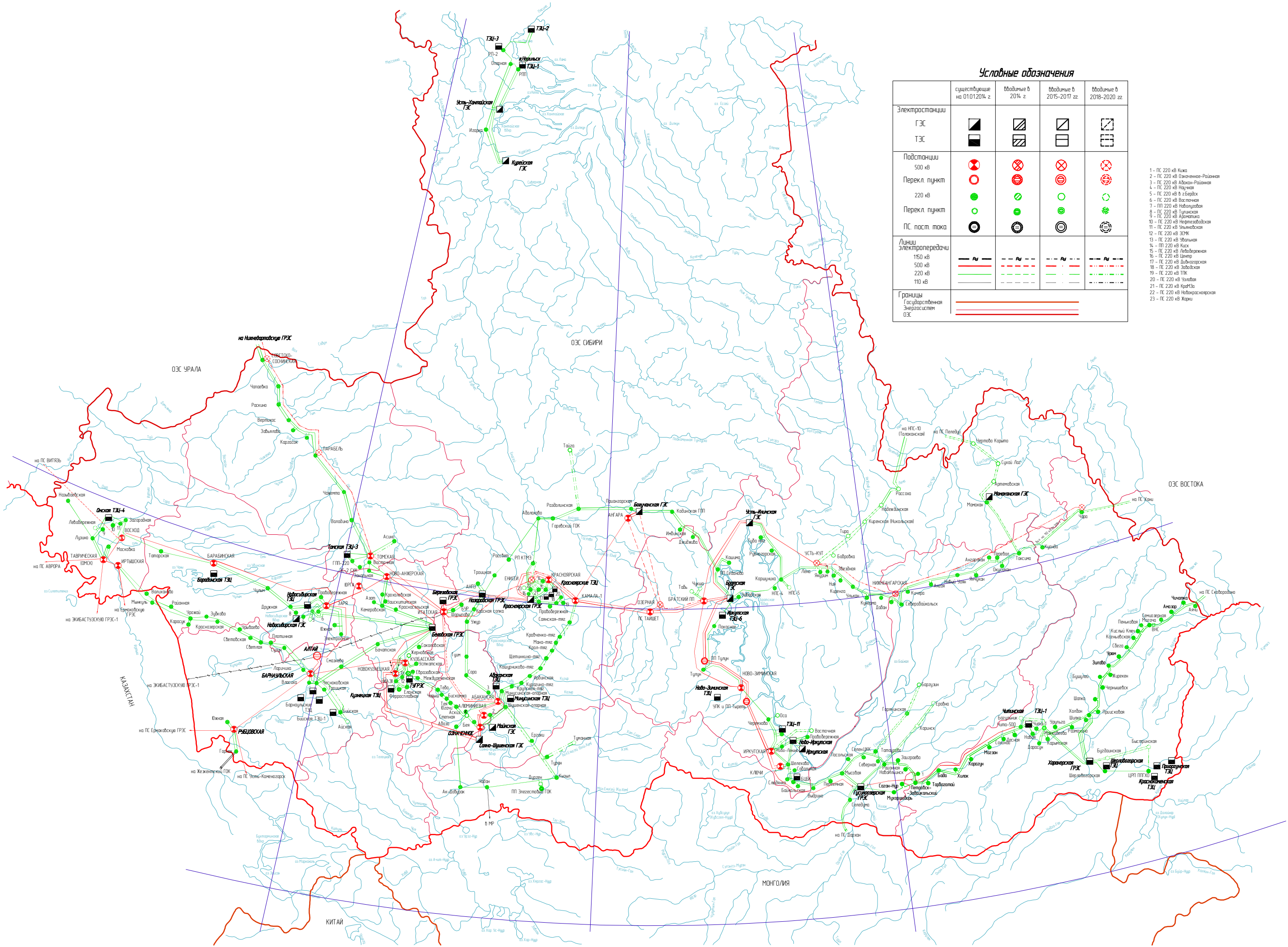


Условные обозначения

	существующие на 01.01.2014 г.	вводимые в 2014 г.	вводимые в 2015-2017 гг.	вводимые в 2018 - 2020 гг.
Электростанции				
АЭС				
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции 500 кВ				
Подстанции 220 кВ				
Переключательный пункт				
Линии электропередачи 500 кВ				
Линии электропередачи 220 кВ				
Границы Государственной Энергосистемы ОЭС				

- 1 - ПС 220 кВ Эмпор
- 2 - ПС 220 кВ Мегион
- 3 - ПС 220 кВ ГПП-2
- 4 - ПС 220 кВ Кирьяновская
- 5 - ПС 220 кВ Каркатеевы
- 6 - ПС 220 кВ Прабдинская
- 7 - ПС 220 кВ Вектор

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Сибири на 2014–2020 годы

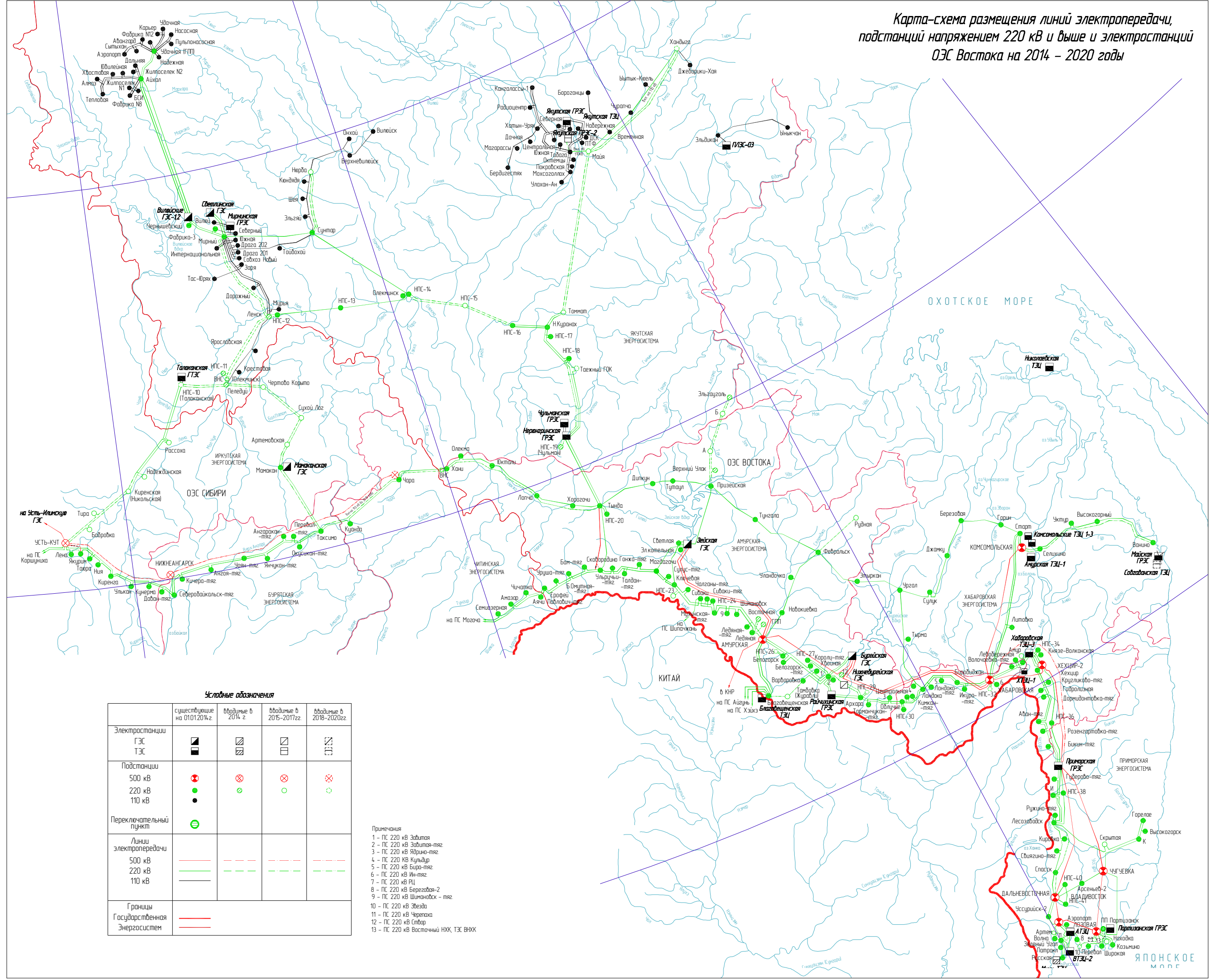


Условные обозначения

	существующие на 01.01.2014 г.	вводимые в 2014 г.	вводимые в 2015-2017 гг.	вводимые в 2018-2020 гг.
Электростанции				
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции				
500 кВ				
Перекр. пункт 220 кВ				
Перекр. пункт 110 кВ				
ПС пост. тока				
Линии электропередачи				
150 кВ				
500 кВ				
220 кВ				
110 кВ				
Границы				
Государственная Энергосистема				
ОЭС				

- 1 - ПС 220 кВ Киск
- 2 - ПС 220 кВ Озненнен-Районная
- 3 - ПС 220 кВ Абакан-Районная
- 4 - ПС 220 кВ Научная
- 5 - ПС 220 кВ в Завражье
- 6 - ПС 220 кВ Восточная
- 7 - ПП 220 кВ Новоарбай
- 8 - ПС 220 кВ Тулунская
- 9 - ПС 220 кВ Ардатовская
- 10 - ПС 220 кВ Нертезаевская
- 11 - ПС 220 кВ Чылымская
- 12 - ПС 220 кВ ЗОЖ
- 13 - ПС 220 кВ Чылымская
- 14 - ПП 220 кВ Киск
- 15 - ПС 220 кВ Либеровская
- 16 - ПС 220 кВ Центр
- 17 - ПС 220 кВ Вынгауровская
- 18 - ПС 220 кВ Забайская
- 19 - ПС 220 кВ ПТК
- 20 - ПС 220 кВ Чинган
- 21 - ПС 220 кВ Крайняя
- 22 - ПС 220 кВ Новоарбайская
- 23 - ПС 220 кВ Жарки

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Востока на 2014 – 2020 годы



Условные обозначения

	существующие на 01.01.2014 г.	вводимые в 2014 г.	вводимые в 2015-2017 гг.	вводимые в 2018-2020 гг.
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 Золотая
 2 - ПС 220 кВ Золотая-тяж.
 3 - ПС 220 кВ Ядрин-тяж.
 4 - ПС 220 кВ Кульдур
 5 - ПС 220 кВ Бира-тяж.
 6 - ПС 220 кВ Ин-тяж.
 7 - ПС 220 кВ РЦ
 8 - ПС 220 кВ Березовая-2
 9 - ПС 220 кВ Шимановск - тяж.
 10 - ПС 220 кВ Звезда
 11 - ПС 220 кВ Черепиха
 12 - ПС 220 кВ Спбвр
 13 - ПС 220 кВ Восточный НХК, ТЭС ВХК

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС ЕЭС России на период 2014-2020 годов. Базовый вариант

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

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2014 – 2020 годы, %
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	
ОЭС Северо-Запада	90,289	90,920	91,659	92,848	92,796	93,599	94,329	94,385	
годовой темп прироста, %	-2,34	0,70	0,81	1,30	-0,06	0,87	0,78	0,06	0,64
ЭС Архангельской области	7,463	7,445	7,455	7,483	7,479	7,487	7,491	7,515	
годовой темп прироста, %	-2,74	-0,24	0,13	0,38	-0,05	0,11	0,05	0,32	0,10
ЭС Калининградской области	4,412	4,531	4,667	4,807	4,950	5,099	5,237	5,299	
годовой темп прироста, %	1,38	2,70	3,00	3,00	2,97	3,01	2,71	1,18	2,65
ЭС Республики Карелия	7,645	7,462	7,509	7,520	7,534	7,536	7,539	7,560	
годовой темп прироста, %	-12,45	-2,39	0,63	0,15	0,19	0,03	0,04	0,28	-0,16
ЭС Мурманской области	12,295	12,285	12,360	12,457	12,492	12,544	12,603	12,328	
годовой темп прироста, %	-6,93	-0,08	0,61	0,78	0,28	0,42	0,47	-2,18	0,04
ЭС Республики Коми	8,899	8,924	8,995	9,089	9,104	9,143	9,181	9,245	
годовой темп прироста, %	-0,11	0,28	0,80	1,05	0,17	0,43	0,42	0,70	0,55
ЭС г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	43,183	43,856	44,231	45,002	44,719	45,237	45,691	45,772	
годовой темп прироста, %	-1,44	1,56	0,86	1,74	-0,63	1,16	1,00	0,18	0,84
ЭС Новгородской области	4,170	4,188	4,204	4,237	4,269	4,302	4,334	4,405	
годовой темп прироста, %	-2,91	0,43	0,38	0,78	0,76	0,77	0,74	1,64	0,79
ЭС Псковской области	2,222	2,229	2,238	2,253	2,249	2,251	2,253	2,261	
годовой темп прироста, %	-0,22	0,32	0,40	0,67	-0,18	0,09	0,09	0,36	0,25

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

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2014 – 2020 годы, %
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	
ОЭС Центра	230,433	232,978	235,276	237,430	239,598	242,193	244,321	246,229	
годовой темп, %	0,44	1,10	0,99	0,92	0,91	1,08	0,88	0,78	0,95
ЭС Белгородской области	14,807	14,941	15,028	15,156	15,342	15,496	15,599	15,716	
годовой темп, %	-0,66	0,90	0,58	0,85	1,23	1,00	0,66	0,75	0,85
ЭС Брянской области	4,489	4,535	4,564	4,626	4,685	4,745	4,787	4,800	
годовой темп, %	0,00	1,02	0,64	1,36	1,28	1,28	0,89	0,27	0,96
ЭС Владимирской области	6,989	7,080	7,174	7,230	7,310	7,380	7,450	7,547	
годовой темп, %	-1,24	1,30	1,33	0,78	1,11	0,96	0,95	1,30	1,10
ЭС Вологодской области	13,423	13,457	13,472	13,549	13,553	13,602	13,610	13,653	
годовой темп, %	-0,81	0,25	0,11	0,57	0,03	0,36	0,06	0,32	0,24
ЭС Воронежской области	10,336	10,474	10,767	11,191	11,284	11,275	11,280	11,345	
годовой темп, %	1,16	1,34	2,80	3,94	0,83	-0,08	0,04	0,58	1,34
ЭС Ивановской области	3,672	3,692	3,696	3,707	3,697	3,697	3,697	3,707	
годовой темп, %	-2,29	0,54	0,11	0,30	-0,27	0,00	0,00	0,27	0,14
ЭС Калужской области	5,728	6,205	6,432	6,691	6,952	7,047	7,245	7,414	
годовой темп, %	6,00	8,33	3,66	4,03	3,90	1,37	2,81	2,33	3,75
ЭС Костромской области	3,602	3,607	3,603	3,624	3,624	3,631	3,632	3,641	
годовой темп, %	-1,48	0,14	-0,11	0,58	0,00	0,19	0,03	0,25	0,15
ЭС Курской области	8,063	7,977	8,117	8,137	8,099	8,296	8,300	8,003	
годовой темп, %	-2,31	-1,07	1,76	0,25	-0,47	2,43	0,05	-3,58	-0,11
ЭС Липецкой области	11,937	12,010	12,096	12,199	12,257	12,340	12,407	12,486	
годовой темп, %	1,65	0,61	0,72	0,85	0,48	0,68	0,54	0,64	0,64
ЭС Орловской области	2,792	2,819	2,849	2,874	2,897	2,926	2,959	3,002	

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2014 – 2020 годы, %
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	
годовой темп, %	-0,53	0,97	1,06	0,88	0,80	1,00	1,13	1,45	1,04
ЭС Рязанской области	6,495	6,571	6,642	6,707	6,768	6,827	6,900	6,985	
годовой темп, %	0,76	1,17	1,08	0,98	0,91	0,87	1,07	1,23	1,04
ЭС Смоленской области	6,242	6,355	6,417	5,871	6,147	6,190	6,196	6,219	
годовой темп, %	-0,54	1,81	0,98	-8,51	4,70	0,70	0,10	0,37	-0,05
ЭС Тамбовской области	3,459	3,483	3,508	3,538	3,535	3,541	3,547	3,562	
годовой темп, %	0,17	0,69	0,72	0,86	-0,08	0,17	0,17	0,42	0,42
ЭС Тверской области	8,250	8,278	8,430	8,570	8,589	8,616	8,656	8,737	
годовой темп, %	-0,07	0,34	1,84	1,66	0,22	0,31	0,46	0,94	0,82
ЭС Тульской области	9,883	9,822	9,842	9,895	10,036	10,201	10,352	10,880	
годовой темп, %	-0,56	-0,62	0,20	0,54	1,42	1,64	1,48	5,10	1,38
ЭС Ярославской области	8,173	8,216	8,251	8,282	8,282	8,283	8,284	8,306	
годовой темп, %	-1,28	0,53	0,43	0,38	0,00	0,01	0,01	0,27	0,23
ЭС г. Москвы и Московской области	102,093	103,456	104,388	105,583	106,541	108,100	109,420	110,226	
годовой темп, %	1,16	1,34	0,90	1,14	0,91	1,46	1,22	0,74	1,10

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

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2014 – 2020 годы, %
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	
ОЭС Средней Волги	108,792	109,686	110,702	111,934	112,425	113,037	113,656	114,492	
годовой темп, %	0,27	0,82	0,93	1,11	0,44	0,54	0,55	0,74	0,73
ЭС Нижегородской области	22,034	22,131	22,315	22,515	22,775	22,977	23,231	23,613	
годовой темп, %	-1,54	0,44	0,83	0,90	1,15	0,89	1,11	1,64	0,99
ЭС Самарской области	24,310	24,671	24,907	25,207	25,196	25,220	25,247	25,313	
годовой темп, %	1,24	1,48	0,96	1,20	-0,04	0,10	0,11	0,26	0,58
ЭС Республики Марий-Эл	3,176	3,169	3,180	3,192	3,185	3,186	3,187	3,196	
годовой темп, %	-0,63	-0,22	0,35	0,38	-0,22	0,03	0,03	0,28	0,09
ЭС Республики Мордовия	3,449	3,509	3,520	3,542	3,535	3,536	3,537	3,548	
годовой темп, %	1,08	1,74	0,31	0,62	-0,20	0,03	0,03	0,31	0,41
ЭС Пензенской области	4,856	4,916	4,945	4,979	4,971	4,975	4,980	4,997	
годовой темп, %	2,51	1,24	0,59	0,69	-0,16	0,08	0,10	0,34	0,41
ЭС Саратовской области	12,821	13,008	13,157	13,318	13,383	13,527	13,618	13,766	
годовой темп, %	-1,45	1,46	1,15	1,22	0,49	1,08	0,67	1,09	1,02
ЭС Ульяновской области	6,124	6,158	6,203	6,276	6,303	6,316	6,324	6,344	
годовой темп, %	0,96	0,56	0,73	1,18	0,43	0,21	0,13	0,32	0,51
ЭС Республики Чувашия	5,261	5,319	5,333	5,362	5,354	5,358	5,362	5,379	
годовой темп, %	-1,98	1,10	0,26	0,54	-0,15	0,07	0,07	0,32	0,32
ЭС Республики Татарстан	26,761	26,805	27,142	27,543	27,723	27,942	28,170	28,336	
годовой темп, %	1,66	0,16	1,26	1,48	0,65	0,79	0,82	0,59	0,82

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

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2014 – 2020 годы, %
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	
ОЭС Юга	85,585	85,734	87,053	88,837	90,338	91,829	93,423	94,691	
годовой темп, %	-1,07	0,18	1,54	2,05	1,69	1,65	1,74	1,36	1,46
ЭС Астраханской области	4,214	4,318	4,391	4,434	4,462	4,493	4,496	4,509	
годовой темп, %	-2,50	2,47	1,69	0,98	0,63	0,69	0,07	0,29	0,97
ЭС Волгоградской области	17,530	15,774	15,849	15,994	16,109	16,276	16,430	16,564	
годовой темп, %	-6,76	-10,02	0,48	0,91	0,72	1,04	0,95	0,82	-0,81
ЭС Чеченской Республики	2,3791	2,428	2,486	2,572	2,647	2,712	2,761	2,814	
годовой темп, %	1,64	2,06	2,39	3,46	2,92	2,46	1,81	1,92	2,43
ЭС Республики Дагестан	5,474	5,665	5,753	5,857	5,933	6,025	6,119	6,229	
годовой темп, %	1,45	3,49	1,55	1,81	1,30	1,55	1,56	1,80	1,86
ЭС Республики Кабардино-Балкария	1,560	1,570	1,578	1,597	1,610	1,620	1,622	1,629	
годовой темп, %	0,45	0,64	0,51	1,20	0,81	0,62	0,12	0,43	0,62
ЭС Республики Калмыкия	0,476	0,490	0,537	0,596	0,636	0,644	0,644	0,645	
годовой темп, %	-1,04	2,94	9,59	10,99	6,71	1,26	0,00	0,16	4,44
ЭС Краснодарского края и Республики Адыгея	23,286	24,196	24,576	25,144	25,774	26,558	27,325	27,963	
годовой темп, %	2,29	3,91	1,57	2,31	2,51	3,04	2,89	2,33	2,65
ЭС Ростовской области	17,247	17,544	17,805	18,207	18,512	18,692	19,071	19,250	
годовой темп, %	-1,04	1,72	1,49	2,26	1,68	0,97	2,03	0,94	1,58

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2014 – 2020 годы, %
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	
ЭС Республики Северная Осетия	2,04	2,225	2,309	2,392	2,454	2,492	2,514	2,543	
годовой темп, %	<i>-11,16</i>	<i>8,65</i>	<i>3,78</i>	<i>3,59</i>	<i>2,59</i>	<i>1,55</i>	<i>0,88</i>	<i>1,15</i>	<i>3,14</i>
ЭС Республики Карачаево-Черкесия	1,280	1,278	1,383	1,489	1,492	1,496	1,499	1,502	
годовой темп, %	<i>1,35</i>	<i>-0,16</i>	<i>8,22</i>	<i>7,66</i>	<i>0,20</i>	<i>0,27</i>	<i>0,20</i>	<i>0,20</i>	<i>2,31</i>
ЭС Ставропольского края	9,465	9,605	9,729	9,880	10,018	10,113	10,216	10,297	
годовой темп, %	<i>2,53</i>	<i>1,48</i>	<i>1,29</i>	<i>1,55</i>	<i>1,40</i>	<i>0,95</i>	<i>1,02</i>	<i>0,79</i>	<i>1,21</i>
ЭС Республики Ингушетия	0,626	0,641	0,657	0,675	0,691	0,708	0,726	0,746	
годовой темп, %	<i>0,11</i>	<i>2,45</i>	<i>2,50</i>	<i>2,74</i>	<i>2,37</i>	<i>2,46</i>	<i>2,54</i>	<i>2,75</i>	<i>2,54</i>

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

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2014 – 2020 годы, %
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	
ОЭС Урала	257,789	258,948	261,150	264,175	265,619	267,730	268,902	271,624	
годовой темп, %	0,31	0,45	0,85	1,16	0,55	0,79	0,44	1,01	0,75
ЭС Республики Башкортостан	25,709	25,947	26,191	26,484	26,727	26,972	27,235	27,596	
годовой темп, %	1,38	0,93	0,94	1,12	0,92	0,92	0,98	1,33	1,02
ЭС Кировской области	7,403	7,501	7,535	7,584	7,584	7,601	7,632	7,697	
годовой темп, %	-1,00	1,32	0,45	0,65	0,00	0,22	0,41	0,85	0,56
ЭС Курганской области	4,518	4,554	4,573	4,602	4,602	4,612	4,623	4,645	
годовой темп, %	-0,29	0,80	0,42	0,63	0,00	0,22	0,24	0,48	0,40
ЭС Оренбургской области	15,582	15,748	15,807	15,903	15,920	15,986	16,043	16,188	
годовой темп, %	-5,08	1,07	0,37	0,61	0,11	0,41	0,36	0,90	0,55
ЭС Пермского края	23,477	23,759	23,935	24,199	24,409	24,690	24,994	25,331	
годовой темп, %	-0,57	1,20	0,74	1,10	0,87	1,15	1,23	1,35	1,09
ЭС Свердловской области	44,770	43,717	43,698	44,012	44,008	44,055	44,048	44,457	
годовой темп, %	-4,47	-2,35	-0,04	0,72	-0,01	0,11	-0,02	0,93	-0,10
ЭС Республики Удмуртия	9,397	9,586	9,730	9,907	10,003	10,103	10,199	10,301	
годовой темп, %	0,57	2,01	1,50	1,82	0,97	1,00	0,95	1,00	1,32
ЭС Челябинской области	35,757	36,055	36,402	36,887	37,084	37,336	37,560	37,894	
годовой темп, %	-1,31	0,83	0,96	1,33	0,53	0,68	0,60	0,89	0,83

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2014 – 2020 годы, %
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	
ЭС Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа	91,176	92,081	93,279	94,597	95,282	96,375	96,568	97,515	
годовой темп, %	4,60	0,99	1,30	1,41	0,72	1,15	0,20	0,98	0,96

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

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2014 – 2020 годы, %
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	
ОЭС Сибири	205,320	206,398	209,457	212,234	214,999	217,192	218,009	219,182	
годовой темп, %	-2,31	0,53	1,48	1,33	1,30	1,02	0,38	0,54	0,94
ЭС Алтайского края и Республики Алтай	10,841	10,885	10,965	11,009	11,038	11,067	11,096	11,153	
годовой темп, %	-2,28	0,41	0,73	0,40	0,26	0,26	0,26	0,51	0,41
ЭС Республики Бурятия	5,484	5,512	5,543	5,606	5,626	5,639	5,650	5,654	
годовой темп, %	0,40	0,51	0,56	1,14	0,36	0,23	0,20	0,07	0,44
ЭС Иркутской области	53,412	53,596	53,665	54,097	55,199	56,639	56,834	57,142	
годовой темп, %	-2,37	0,34	0,13	0,80	2,04	2,61	0,34	0,54	0,97
ЭС Красноярского края	42,142	42,781	44,899	46,304	47,577	47,879	48,080	48,361	
годовой темп, %	-2,69	1,52	4,95	3,13	2,75	0,63	0,42	0,58	1,99
ЭС Республики Тыва	0,709	0,715	0,724	0,732	0,738	0,740	0,742	0,744	
годовой темп, %	-2,88	0,85	1,26	1,10	0,82	0,27	0,27	0,27	0,69

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2014 – 2020 годы, %
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	
ЭС Новосибирской области	15,344	15,483	15,685	15,935	16,026	16,080	16,123	16,205	
годовой темп, %	-0,43	0,91	1,30	1,59	0,57	0,34	0,27	0,51	0,78
ЭС Омской области	10,888	10,920	10,999	11,112	11,243	11,394	11,531	11,657	
годовой темп, %	-0,13	0,29	0,72	1,03	1,18	1,34	1,20	1,09	0,98
ЭС Томской области	8,900	8,861	8,885	8,886	8,868	8,907	8,922	8,963	
годовой темп, %	-3,02	-0,44	0,27	0,01	-0,20	0,44	0,17	0,46	0,10
ЭС Забайкальского края	7,973	8,050	8,106	8,184	8,276	8,352	8,459	8,563	
годовой темп, %	0,86	0,97	0,70	0,96	1,12	0,92	1,28	1,23	1,03
ЭС Республики Хакасия	16,526	15,942	16,012	16,078	16,050	16,055	16,072	16,117	
годовой темп, %	-5,58	-3,53	0,44	0,41	-0,17	0,03	0,11	0,28	-0,36
ЭС Кемеровской области	33,101	33,653	33,974	34,291	34,358	34,440	34,500	34,623	
годовой темп, %	-2,60	1,67	0,95	0,93	0,20	0,24	0,17	0,36	0,64

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

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2014 – 2020 годы, %
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	
ОЭС Востока	31,608	32,000	32,461	35,706	39,369	41,489	43,326	43,708	
годовой темп, %	-0,21	1,24	1,44	10,00	10,26	5,38	4,43	0,88	4,74
ЭС Амурской области	7,979	8,060	8,209	8,419	8,608	8,757	8,846	8,965	
годовой темп, %	1,00	1,02	1,85	2,56	2,24	1,73	1,02	1,35	1,68
ЭС Приморского края	12,577	12,718	12,787	12,904	13,054	14,679	16,075	16,098	
годовой темп, %	-1,29	1,12	0,54	0,91	1,16	12,45	9,51	0,14	3,59
ЭС Хабаровского края и Еврейской автономной области	9,347	9,454	9,575	9,766	9,897	9,954	10,162	10,295	
годовой темп, %	-0,11	1,14	1,28	1,99	1,34	0,58	2,09	1,31	1,39
ЭС Южного, Центрального и Западного энергорайонов Республики Саха (Якутия)	1,705	1,768	1,890	4,617	7,810	8,099	8,243	8,350	
годовой темп, %	1,79	3,70	6,90	144,29	69,16	3,70	1,78	1,30	25,48

**Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС ЕЭС России на период 2014-2020 годов.
Умеренно-оптимистичный вариант**

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

	Факт	Умеренно-оптимистичный вариант							Ср.год. прирост за 2014 – 2020 годы, %
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	
ОЭС Северо-Запада	90,289	91,854	93,463	95,354	95,970	97,406	98,680	99,698	
годовой темп прироста, %	-2,34	1,73	1,75	2,02	0,65	1,50	1,31	1,03	1,43
ЭС Архангельской области	7,463	7,468	7,517	7,565	7,579	7,608	7,636	7,686	
годовой темп прироста, %	-2,74	0,07	0,66	0,64	0,19	0,38	0,37	0,65	0,42
ЭС Калининградской области	4,412	4,531	4,667	4,807	4,950	5,099	5,237	5,299	
годовой темп прироста, %	1,38	2,70	3,00	3,00	2,97	3,01	2,71	1,18	2,65
ЭС Республики Карелия	7,645	7,540	7,575	7,622	7,629	7,656	7,684	7,729	
годовой темп прироста, %	-12,45	-1,37	0,46	0,62	0,09	0,35	0,37	0,59	0,16
ЭС Мурманской области	12,295	12,408	12,661	12,785	13,001	13,097	13,165	13,289	
годовой темп прироста, %	-6,93	0,92	2,04	0,98	1,69	0,74	0,52	0,94	1,12
ЭС Республики Коми	8,899	8,943	9,185	9,291	9,310	9,375	9,445	9,543	
годовой темп прироста, %	-0,11	0,49	2,71	1,15	0,20	0,70	0,75	1,04	1,00
ЭС г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	43,183	44,522	45,267	46,511	46,688	47,699	48,582	49,129	
годовой темп прироста, %	-1,44	3,10	1,67	2,75	0,38	2,17	1,85	1,13	1,86
ЭС Новгородской области	4,170	4,196	4,321	4,476	4,514	4,565	4,616	4,694	
годовой темп прироста, %	-2,91	0,62	2,98	3,59	0,85	1,13	1,12	1,69	1,71
ЭС Псковской области	2,222	2,246	2,270	2,297	2,299	2,307	2,315	2,329	
годовой темп прироста, %	-0,22	1,08	1,07	1,19	0,09	0,35	0,35	0,60	0,67

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

	Факт	Умеренно-оптимистичный вариант							Ср.год. прирост за 2014 – 2020 годы, %
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	
ОЭС Центра	230,433	235,381	240,643	244,722	249,160	253,360	257,310	260,518	
годовой темп, %	0,44	2,15	2,24	1,70	1,81	1,69	1,56	1,25	0,95
ЭС Белгородской области	14,807	14,951	15,188	15,383	15,701	15,952	16,229	16,443	
годовой темп, %	-0,66	0,97	1,59	1,28	2,07	1,60	1,74	1,32	0,85
ЭС Брянской области	4,489	4,679	4,799	4,984	5,128	5,285	5,445	5,537	
годовой темп, %	0,00	4,23	2,56	3,85	2,89	3,06	3,03	1,69	0,96
ЭС Владимирской области	6,989	7,142	7,265	7,309	7,578	7,592	7,646	7,677	
годовой темп, %	-1,24	2,19	1,72	0,61	3,68	0,18	0,71	0,41	1,10
ЭС Вологодской области	13,423	13,500	13,558	13,772	13,794	13,847	13,898	13,985	
годовой темп, %	-0,81	0,57	0,43	1,58	0,16	0,38	0,37	0,63	0,24
ЭС Воронежской области	10,336	10,744	11,112	11,612	11,757	11,802	11,959	12,179	
годовой темп, %	1,16	3,95	3,43	4,50	1,25	0,38	1,33	1,84	1,34
ЭС Ивановской области	3,672	3,733	3,747	3,761	3,752	3,752	3,752	3,761	
годовой темп, %	-2,29	1,66	0,38	0,37	-0,24	0,00	0,00	0,24	0,14
ЭС Калужской области	5,728	6,444	7,090	7,606	8,011	8,160	8,331	8,452	
годовой темп, %	6,00	12,50	10,02	7,28	5,32	1,86	2,10	1,45	3,75
ЭС Костромской области	3,602	3,613	3,654	3,708	3,713	3,726	3,737	3,757	
годовой темп, %	-1,48	0,31	1,13	1,48	0,13	0,35	0,30	0,54	0,15
ЭС Курской области	8,063	8,008	8,262	8,336	8,172	8,369	8,373	8,076	
годовой темп, %	-2,31	-0,68	3,17	0,90	-1,97	2,41	0,05	-3,55	-0,11
ЭС Липецкой области	11,937	12,145	12,278	12,503	12,696	12,908	13,088	13,265	
годовой темп, %	1,65	1,74	1,10	1,83	1,54	1,67	1,39	1,35	0,64

	Факт	Умеренно-оптимистичный вариант							Ср.год. прирост за 2014 – 2020 годы, %
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	
ЭС Орловской области	2,792	2,839	2,886	2,930	2,980	3,046	3,118	3,160	
годовой темп, %	-0,53	1,68	1,66	1,52	1,71	2,21	2,36	1,35	1,78
ЭС Рязанской области	6,495	6,630	6,765	6,896	6,992	7,089	7,202	7,272	
годовой темп, %	0,76	2,08	2,04	1,94	1,39	1,39	1,59	0,97	1,63
ЭС Смоленской области	6,242	6,430	6,577	6,099	6,398	6,466	6,498	6,546	
годовой темп, %	-0,54	3,01	2,29	-7,27	4,90	1,06	0,49	0,74	0,68
ЭС Тамбовской области	3,459	3,539	3,585	3,635	3,670	3,713	3,757	3,810	
годовой темп, %	0,17	2,31	1,30	1,39	0,96	1,17	1,19	1,41	1,39
ЭС Тверской области	8,250	8,333	8,549	8,731	8,770	8,832	8,907	9,017	
годовой темп, %	-0,07	1,01	2,59	2,13	0,45	0,71	0,85	1,23	1,28
ЭС Тульской области	9,883	10,023	10,135	10,339	10,645	10,956	11,168	11,378	
годовой темп, %	-0,56	1,42	1,12	2,01	2,96	2,92	1,94	1,88	2,03
ЭС Ярославской области	8,173	8,333	8,472	8,561	8,608	8,678	8,748	8,840	
годовой темп, %	-1,28	1,96	1,67	1,05	0,55	0,81	0,81	1,05	1,13
ЭС г. Москвы и Московской области	102,093	104,295	106,721	108,557	110,795	113,187	115,454	117,363	
годовой темп, %	1,16	2,16	2,33	1,72	2,06	2,16	2,00	1,65	2,01

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

	Факт	Умеренно-оптимистичный вариант							Ср.год. прирост за 2014 – 2020 годы, %
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	
ОЭС Средней Волги	108,792	110,143	112,232	114,558	116,090	117,471	118,961	119,987	
годовой темп, %	0,27	1,24	1,90	2,07	1,34	1,19	1,27	0,86	1,41
ЭС Нижегородской области	22,034	22,131	22,740	23,049	23,420	24,135	24,960	25,174	
годовой темп, %	-1,54	0,44	2,75	1,36	1,61	3,05	3,42	0,86	1,92
ЭС Самарской области	24,310	24,748	25,233	25,743	25,887	25,981	26,075	26,239	
годовой темп, %	1,24	1,80	1,96	2,02	0,56	0,36	0,36	0,63	1,10
ЭС Республики Марий-Эл	3,176	3,181	3,200	3,218	3,216	3,222	3,228	3,243	
годовой темп, %	-0,63	0,16	0,60	0,56	-0,06	0,19	0,19	0,46	0,30
ЭС Республики Мордовия	3,449	3,568	3,630	3,678	3,696	3,724	3,753	3,792	
годовой темп, %	1,08	3,45	1,74	1,32	0,49	0,76	0,78	1,04	1,36
ЭС Пензенской области	4,856	4,981	5,071	5,167	5,222	5,292	5,363	5,449	
годовой темп, %	2,51	2,57	1,81	1,89	1,06	1,34	1,34	1,60	1,66
ЭС Саратовской области	12,821	13,055	13,402	13,989	14,272	14,414	14,463	14,583	
годовой темп, %	-1,45	1,83	2,66	4,38	2,02	0,99	0,34	0,83	1,86
ЭС Ульяновской области	6,124	6,201	6,275	6,382	6,441	6,487	6,527	6,581	
годовой темп, %	0,96	1,26	1,19	1,71	0,92	0,71	0,62	0,83	1,03
ЭС Республики Чувашия	5,261	5,367	5,409	5,469	5,491	5,525	5,560	5,610	
годовой темп, %	-1,98	2,01	0,78	1,11	0,40	0,62	0,63	0,90	0,92
ЭС Республики Татарстан	26,761	26,911	27,272	27,863	28,445	28,691	29,032	29,316	
годовой темп, %	1,66	0,56	1,34	2,17	2,09	0,86	1,19	0,98	1,31

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

	Факт	Умеренно-оптимистичный вариант							Ср.год. прирост за 2014 – 2020 годы, %
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	
ОЭС Юга	85,585	87,392	89,023	92,126	94,791	97,648	99,729	101,342	
годовой темп, %	-1,07	2,11	1,87	3,49	2,89	3,01	2,13	1,62	2,44
ЭС Астраханской области	4,214	4,429	4,542	4,620	4,673	4,737	4,804	4,883	
годовой темп, %	-2,50	5,10	2,55	1,72	1,15	1,37	1,41	1,64	2,13
ЭС Волгоградской области	17,530	15,782	15,980	16,352	16,461	16,587	16,781	16,839	
годовой темп, %	-6,76	-9,97	1,25	2,33	0,67	0,77	1,17	0,35	-0,57
ЭС Чеченской Республики	2,379	2,428	2,486	2,572	2,647	2,712	2,761	2,814	
годовой темп, %	1,62	2,06	2,39	3,46	2,92	2,46	1,81	1,92	2,43
ЭС Республики Дагестан	5,474	5,665	5,753	5,857	5,933	6,025	6,119	6,229	
годовой темп, %	1,45	3,49	1,55	1,81	1,30	1,55	1,56	1,80	1,86
ЭС Республики Кабардино-Балкария	1,560	1,591	1,625	1,669	1,704	1,732	1,749	1,771	
годовой темп, %	0,45	1,99	2,14	2,71	2,10	1,64	0,98	1,26	1,83
ЭС Республики Калмыкия	0,476	0,520	0,618	0,647	0,649	0,651	0,652	0,655	
годовой темп, %	-1,04	9,24	18,85	4,69	0,31	0,31	0,15	0,46	4,67
ЭС Краснодарского края и Республики Адыгея	23,286	25,269	25,429	26,727	28,152	29,584	30,672	31,577	
годовой темп, %	2,29	8,52	0,63	5,10	5,33	5,09	3,68	2,95	4,45
ЭС Ростовской области	17,247	17,787	18,066	18,608	19,143	19,962	20,345	20,408	
годовой темп, %	-1,04	3,13	1,57	3,00	2,88	4,28	1,92	0,31	2,43
ЭС Республики Сев.Осетия	2,048	2,225	2,309	2,392	2,454	2,492	2,514	2,543	
годовой темп, %	-11,15	8,64	3,78	3,59	2,59	1,55	0,88	1,15	3,14

	Факт	Умеренно-оптимистичный вариант							Ср.год. прирост за 2014 – 2020 годы, %
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	
ЭС Республики Карачаево-Черкесия	1,280	1,292	1,419	1,546	1,573	1,599	1,625	1,652	
годовой темп, %	<i>1,35</i>	<i>0,94</i>	<i>9,83</i>	<i>8,95</i>	<i>1,75</i>	<i>1,65</i>	<i>1,63</i>	<i>1,66</i>	<i>3,71</i>
ЭС Ставропольского края	9,465	9,763	10,139	10,461	10,711	10,859	10,981	11,225	
годовой темп, %	<i>2,53</i>	<i>3,15</i>	<i>3,85</i>	<i>3,18</i>	<i>2,39</i>	<i>1,38</i>	<i>1,12</i>	<i>2,22</i>	<i>2,47</i>
ЭС Республики Ингушетия	0,626	0,641	0,657	0,675	0,691	0,708	0,726	0,746	
годовой темп, %	<i>0,16</i>	<i>2,40</i>	<i>2,50</i>	<i>2,74</i>	<i>2,37</i>	<i>2,46</i>	<i>2,54</i>	<i>2,75</i>	<i>2,54</i>

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

	Факт	Умеренно-оптимистичный вариант							Ср.год. прирост за 2014 – 2020 годы, %
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	
ОЭС Урала	257,789	262,838	268,533	274,614	278,156	282,511	283,807	285,834	
годовой темп, %	0,31	1,96	2,17	2,26	1,29	1,57	0,46	0,71	1,49
ЭС Республики Башкортостан	25,709	26,186	26,799	27,410	27,563	28,076	28,192	28,500	
годовой темп, %	1,38	1,86	2,34	2,28	0,56	1,86	0,41	1,09	1,48
ЭС Кировской области	7,403	7,522	7,621	7,703	7,750	7,772	7,793	7,833	
годовой темп, %	-1,00	1,61	1,32	1,08	0,61	0,28	0,27	0,51	0,81
ЭС Курганской области	4,518	4,567	4,607	4,656	4,675	4,702	4,730	4,770	
годовой темп, %	-0,29	1,08	0,88	1,06	0,41	0,58	0,60	0,85	0,78
ЭС Оренбургской области	15,582	15,795	16,077	16,257	16,358	16,501	16,536	16,860	
годовой темп, %	-5,08	1,37	1,79	1,12	0,62	0,87	0,21	1,96	1,13
ЭС Пермского края	23,477	24,601	25,188	25,687	26,475	26,928	27,462	27,559	
годовой темп, %	-0,57	4,79	2,39	1,98	3,07	1,71	1,98	0,35	2,32
ЭС Свердловской области	44,770	44,066	44,371	44,823	45,305	46,296	46,413	46,814	
годовой темп, %	-4,47	-1,57	0,69	1,02	1,08	2,19	0,25	0,86	0,64
ЭС Республики Удмуртия	9,397	9,635	9,876	10,029	10,125	10,225	10,322	10,425	
годовой темп, %	0,57	2,53	2,50	1,55	0,96	0,99	0,95	1,00	1,49
ЭС Челябинской области	35,757	36,416	37,758	39,527	40,267	40,700	40,859	41,244	
годовой темп, %	-1,31	1,84	3,69	4,69	1,87	1,08	0,39	0,94	2,06

	Факт	Умеренно-оптимистичный вариант							Ср.год. прирост за 2014 – 2020 годы, %
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	
ЭС Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа	91,176	94,050	96,236	98,522	99,638	101,311	101,500	101,829	
годовой темп, %	4,60	3,15	2,32	2,38	1,13	1,68	0,19	0,32	1,59

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

	Факт	Умеренно-оптимистичный вариант							Ср.год. прирост за 2014 – 2020 годы, %
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	
ОЭС Сибири	205,320	207,990	213,357	220,599	225,508	227,578	228,667	230,049	
годовой темп, %	-2,31	1,30	2,58	3,39	2,23	0,92	0,48	0,60	1,64
ЭС Алтайского края и Республики Алтай	10,841	10,935	11,009	11,032	11,054	11,077	11,099	11,153	
годовой темп, %	-2,28	0,87	0,68	0,21	0,20	0,21	0,20	0,49	0,41
ЭС Республики Бурятия	5,484	5,535	5,586	5,671	5,708	5,735	5,760	5,779	
годовой темп, %	0,40	0,93	0,92	1,52	0,65	0,47	0,44	0,33	0,75
ЭС Иркутской области	53,412	53,657	53,896	56,140	58,129	58,781	58,870	59,030	
годовой темп, %	-2,37	0,46	0,45	4,16	3,54	1,12	0,15	0,27	1,44
ЭС Красноярского края	42,142	43,741	47,275	50,741	52,575	52,843	52,911	53,162	
годовой темп, %	-2,69	3,79	8,08	7,33	3,61	0,51	0,13	0,47	3,37
ЭС Республики Тыва	0,709	0,726	0,762	0,827	0,935	1,033	1,135	1,256	
годовой темп, %	-2,88	2,40	4,96	8,53	13,06	10,48	9,87	10,66	8,51
ЭС Новосибирской области	15,344	15,483	15,723	15,986	16,102	16,194	16,275	16,395	

	Факт	Умеренно-оптимистичный вариант							Ср.год. прирост за 2014 – 2020 годы, %
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	
годовой темп, %	-0,43	0,91	1,55	1,67	0,73	0,57	0,50	0,74	0,95
ЭС Омской области	10,888	11,014	11,292	11,525	11,877	12,354	12,638	12,790	
годовой темп, %	-0,13	1,16	2,52	2,06	3,05	4,02	2,30	1,20	2,33
ЭС Томской области	8,900	8,895	8,949	8,990	9,010	9,079	9,146	9,227	
годовой темп, %	-3,02	-0,06	0,61	0,46	0,22	0,77	0,74	0,89	0,52
ЭС Забайкальского края	7,973	8,092	8,232	8,436	8,589	8,735	8,918	9,092	
годовой темп, %	0,86	1,49	1,73	2,48	1,81	1,70	2,10	1,95	1,89
ЭС Республики Хакасия	16,526	15,956	16,071	16,172	16,166	16,170	16,196	16,251	
годовой темп, %	-5,58	-3,45	0,72	0,63	-0,04	0,02	0,16	0,34	-0,24
ЭС Кемеровской области	33,101	33,956	34,562	35,079	35,363	35,577	35,719	35,914	
годовой темп, %	-2,60	2,58	1,78	1,50	0,81	0,61	0,40	0,55	1,17

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

	Факт	Умеренно-оптимистичный вариант							Ср.год. прирост за 2014 – 2020 годы, %
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	
ОЭС Востока	31,608	32,537	33,697	38,156	42,442	44,941	47,053	47,778	
годовой темп, %	-0,21	2,94	3,57	13,23	11,23	5,89	4,70	1,54	6,08
ЭС Амурской области	7,979	8,082	8,361	8,733	9,011	9,339	9,601	9,891	
годовой темп, %	1,00	1,29	3,45	4,45	3,18	3,64	2,81	3,02	3,12
ЭС Приморского края	12,577	12,911	13,183	13,490	13,948	15,779	17,354	17,576	
годовой темп, %	-1,29	2,66	2,11	2,33	3,40	13,13	9,98	1,28	4,90
ЭС Хабаровского края и Еврейской автономной области	9,347	9,767	10,205	10,888	11,124	11,196	11,352	11,477	
годовой темп, %	-0,11	4,49	4,48	6,69	2,17	0,65	1,39	1,10	2,98
ЭС Южного, Центрального и Западного энергорайонов Республики Саха (Якутия)	1,705	1,777	1,948	5,045	8,359	8,627	8,746	8,834	
годовой темп, %	1,79	4,22	9,62	158,98	65,69	3,21	1,38	1,01	26,49

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
4 P-...-130		Газ природный	окончательный			15.0					15.0
Энергосистема Челябинской области											
Южно-Уральская ГРЭС											
8 T-82-90	ОАО "ИНТЕР РАО - Электрогенерация"	Газ природный	окончательный					82.0			82.0
Челябинская ГРЭС											
1 P-...-29	ОАО "Фортум"	Газ природный	окончательный			11.0					11.0
2 P-...-29		Газ природный	окончательный			11.0					11.0
3 P-12-35		Газ природный	окончательный			12.0					12.0
4 P-12-29		Газ природный	окончательный			12.0					12.0
5 P-12-29		Газ природный	окончательный			12.0					12.0
7 P-5-29		Газ природный	окончательный			5.0					5.0
8 P-5-29		Газ природный	окончательный			5.0					5.0
Всего по станции						68.0					68.0
Челябинская ТЭЦ-1											
7 P-25-29	ОАО "Фортум"	Газ природный	окончательный					25.0			25.0
8 P-25-29		Газ природный	окончательный					25.0			25.0
9 P-4-29		Газ природный	окончательный					4.0			4.0
Всего по станции								54.0			54.0
ОЭС Урала - всего											
Демонтаж всего				11.0	793.0	145.0		136.0			1085.0
ТЭС-всего				11.0	793.0	145.0		136.0			1085.0
ТЭЦ				11.0	243.0	145.0		136.0			535.0
КЭС					550.0						550.0
Демонтаж под замену				11.0							11.0
ТЭС-всего				11.0							11.0
ТЭЦ				11.0							11.0
ОЭС Сибири											
Энергосистема Новосибирской области											
Новосибирская ТЭЦ-3											
5 P-15-90	ОАО "СИБЭКО"	Уголь Канско-Ачинский	окончательный	15.0							15.0
Барабинская ТЭЦ											
1 K-17-90	ОАО "СИБЭКО"	Уголь Кузнецкий	окончательный	17.0							17.0
ОЭС Сибири - всего											
Демонтаж всего				32.0							32.0
ТЭС-всего				32.0							32.0
ТЭЦ				15.0							15.0
КЭС				17.0							17.0
ОЭС Востока											
Энергосистема Амурской области											
Райчихинская ГРЭС											
4 K-12-29	ОАО "РАО ЭС Востока"	Уголь Райчихинский	окончательный			12.0					12.0
5 P-7-29		Уголь Райчихинский	окончательный			7.0					7.0
Всего по станции						19.0					19.0
Энергосистема Приморского края											

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
ТЭЦ				11.0							11.0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
1 ГТУ-6 (Т)		Газ природный	окончательный		6.0						6.0
2 ГТУ-6 (Т)		Газ природный	окончательный		6.0						6.0
Всего по станции					12.0						12.0
Энергосистема Калужской области											
Калужская ТЭЦ-1											
	ОАО "Квадра" (ТГК-4)										
2 П-6-35		Газ природный	окончательный	6.0							6.0
3 Р-6-35		Газ природный	окончательный	6.0							6.0
Всего по станции				12.0							12.0
Энергосистема Костромской области											
Костромская ГРЭС											
	ОАО "ИНТЕР РАО - Электрогенерация"										
1 К-300-240		Газ природный	окончательный							300.0	300.0
Энергосистема Курской области											
Курская ТЭЦ-4											
	ОАО "Квадра" (ТГК-4)										
1 Р-5-35		Газ природный	окончательный		4.8						4.8
Энергосистема Липецкой области											
Елецкая ТЭЦ											
	ОАО "Квадра" (ТГК-4)										
3 ПР-10-35		Газ природный	окончательный		10.0						10.0
4 Р-5-35		Газ природный	окончательный		5.0						5.0
Всего по станции					15.0						15.0
Данковская ТЭЦ											
	ОАО "Квадра" (ТГК-4)										
1 Т-6-35		Газ природный	окончательный		6.0						6.0
2 Р-4-35		Газ природный	окончательный		4.0						4.0
Всего по станции					10.0						10.0
Липецкая ТЭЦ-2											
	ОАО "Квадра" (ТГК-4)										
1 ПТ-135-130		Газ природный	окончательный	135.0							135.0
2 ПТ-80-130		Газ природный	окончательный	80.0							80.0
3 ПТ-80-130		Газ природный	окончательный	80.0							80.0
4 Т-110-130		Газ природный	окончательный	110.0							110.0
5 Т-110-130		Газ природный	окончательный	110.0							110.0
Всего по станции				515.0							515.0
Энергосистема г.Москвы и Московской области											
ГРЭС-4 Каширская											
	ОАО "ИНТЕР РАО - Электрогенерация"										
1 К-300-240		Уголь Кузнецкий	окончательный				300.0				300.0
4 К-300-240		Газ природный	окончательный						300.0		300.0
Всего по станции							300.0		300.0		600.0
ТЭЦ-20 Мосэнерго											
	ОАО "Мосэнерго"										
1 Т-30-90		Газ природный	окончательный		30.0						30.0
ТЭЦ-16 Мосэнерго											
	ОАО "Мосэнерго"										
1 Т-30-90		Газ природный	окончательный		30.0						30.0
2 Т-25-90		Газ природный	окончательный		25.0						25.0
3 Т-50-90		Газ природный	окончательный			50.0					50.0
Всего по станции					55.0	50.0					105.0
Энергосистема Орловской области											

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
Ливенская ТЭЦ											
1 К-6-35	ОАО "Квадра" (ТГК-4)	Газ природный	окончательный	6.0							6.0
2 Т-6-35		Газ природный	окончательный	6.0							6.0
Всего по станции				12.0							12.0
Энергосистема Рязанской области											
Дягилевская ТЭЦ											
3 ПТ-60-130	ОАО "Квадра" (ТГК-4)	Газ природный	окончательный	60.0							60.0
4 Т-50-130		Газ природный	окончательный	50.0							50.0
Всего по станции				110.0							110.0
Энергосистема Тамбовской области											
Тамбовская ТЭЦ											
5 ПТ-40-90	ОАО "Квадра" (ТГК-4)	Газ природный	окончательный	40.0							40.0
6 ПТ-25-90		Газ природный	окончательный	25.0							25.0
7 ПТ-60-130		Газ природный	окончательный	60.0							60.0
8 Т-110-130		Газ природный	окончательный	110.0							110.0
Всего по станции				235.0							235.0
Энергосистема Тульской области											
ГРЭС Черепетская											
5 К-300-240	ОАО "ИНТЕР РАО - Электрогенерация"	Уголь Кузнецкий	окончательный			300.0					300.0
6 К-300-240		Уголь Кузнецкий	окончательный			300.0					300.0
Всего по станции						600.0					600.0
Ефремовская ТЭЦ											
4 ПР-25-90	ОАО "Квадра" (ТГК-4)	Газ природный	окончательный	25.0							25.0
5 ПР-25-90		Газ природный	окончательный	25.0							25.0
6 ПТ-60-90		Газ природный	окончательный	60.0							60.0
7 Р-50-130		Газ природный	окончательный	50.0							50.0
Всего по станции				160.0							160.0
ОЭС Центра - всего											
Демонтаж всего				1205.0	174.8	650.0	300.0		300.0	300.0	2929.8
ТЭС-всего				1205.0	174.8	650.0	300.0		300.0	300.0	2929.8
ТЭЦ				1199.0	174.8	50.0					1423.8
КЭС				6.0		600.0	300.0		300.0	300.0	1506.0
ОЭС Средней Волги											
Энергосистема Нижегородской области											
Автозаводская ТЭЦ											
3 Р-25-90	ОАО "ЕвроСибЭнерго"	Мазут	окончательный			25.0					25.0
4 Т-25-29		Газ природный	окончательный			25.0					25.0
5 Т-25-90		Газ природный	окончательный			25.0					25.0
6 Т-25-90		Газ природный	окончательный			25.0					25.0
Всего по станции						100.0					100.0
Энергосистема Самарской области											
Новокуйбышевская ТЭЦ-1											
4 Т-25-90	ЗАО "КЭС"	Газ природный	под замену					25.0			25.0
7 ПТ-25-90		Газ природный	окончательный						25.0		25.0
Всего по станции								25.0	25.0		50.0
ТЭЦ ОАО "Куйбышевский НПЗ"											
1 Р-6-35	ОАО "НК"Роснефть"	Мазут	окончательный			6.0					6.0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
3 ПТ-12-35		Мазут	окончательный			12.0					12.0
Всего по станции						18.0					18.0
Энергосистема Саратовской области											
Саратовская ТЭЦ-2	ЗАО "КЭС"										
4 ПТ-25-90		Газ природный	окончательный		25.0						25.0
Энергосистема Республики Татарстан											
Урусинская ГРЭС	ЗАО "ТГК Урусинская ГРЭС"										
4 ПТ-30-90		Газ природный	под замену					30.0			30.0
5 Т-25-90		Газ природный	под замену					25.0			25.0
7 К-53-90		Газ природный	под замену					53.0			53.0
8 К-53-90		Газ природный	под замену					53.0			53.0
Всего по станции								161.0			161.0
ОЭС Средней Волги - всего											
Демонтаж всего					25.0	118.0		186.0	25.0		354.0
ТЭС-всего					25.0	118.0		186.0	25.0		354.0
ТЭЦ					25.0	118.0		80.0	25.0		248.0
КЭС								106.0			106.0
Демонтаж под замену								186.0			186.0
ТЭС-всего								186.0			186.0
ТЭЦ								80.0			80.0
КЭС								106.0			106.0
ОЭС Юга											
Энергосистема Волгоградской области											
Волгоградская ГРЭС	ООО "ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго"										
1 Т-20-29		Газ природный	окончательный		20.0						20.0
3 Р-12-90		Газ природный	окончательный		12.0						12.0
7 Р-22-90		Газ природный	окончательный		22.0						22.0
8 Р-18-29		Газ природный	окончательный		18.0						18.0
Всего по станции					72.0						72.0
Энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея											
Краснодарская ТЭЦ	ООО "ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго"										
1 ПТ-25-90		Газ природный	окончательный		25.0						25.0
2 Р-20-90		Газ природный	окончательный		20.0						20.0
Всего по станции					45.0						45.0
Энергосистема Ростовской области											
Экспериментальная ТЭС Неветай	ОАО "Экспериментальная ТЭС"										
5 К-....-90		Уголь Донецкий	окончательный		79.2						79.2
ОЭС Юга - всего											
Демонтаж всего					196.2						196.2
ТЭС-всего					196.2						196.2
ТЭЦ					117.0						117.0
КЭС					79.2						79.2
ОЭС Урала											
Энергосистема Республики Башкортостан											

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
Ново-Салаватская ТЭЦ	ООО "Ново-Салаватская ТЭЦ"										
2 Т-50-130		Газ природный	под замену							50.0	50.0
Энергосистема Кировской области											
Кировская ТЭЦ-3	ЗАО "КЭС"										
3 ПТ-25-90		Уголь Кузнецкий	окончательный		25.0						25.0
4 Т-25-90		Торф	окончательный		25.0						25.0
5 Т-27-90		Газ природный	окончательный		27.0						27.0
Всего по станции					77.0						77.0
Энергосистема Пермского края											
Березниковская ТЭЦ-10	ЗАО "КЭС"										
2 ПР-12-35		Газ природный	окончательный			12.0					12.0
5 Р-9-35		Газ природный	окончательный			9.0					9.0
Всего по станции						21.0					21.0
Березниковская ТЭЦ-4											
1 Р-10-90	ЗАО "КЭС"	Газ природный	окончательный			10.0					10.0
3 Р-13-90		Газ природный	окончательный			12.8					12.8
7 Р-6-90		Газ природный	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 природный	окончательный		88.0						88.0
2 Т-88-90		Уголь Экибастузский	окончательный		88.0						88.0
3 Т-88-90		Уголь Экибастузский	окончательный		88.0						88.0
Всего по станции					264.0						264.0
Серовская ГРЭС											
5 Т-88-90	ОАО "ОГК-2"	Уголь Экибастузский	окончательный			88.0					88.0
6 К-100-90		Газ природный	окончательный			100.0					100.0
Всего по станции						188.0					188.0
Среднеуральская ГРЭС											
1 Р-16-29	ОАО "Энел ОГК-5"	Газ природный	окончательный			16.0					16.0
2 ПР-46-29		Газ природный	окончательный			46.0					46.0
5 Р-16-29		Газ природный	окончательный			16.0					16.0
Всего по станции						78.0					78.0
Нижнетуринская ГРЭС											
8 Т-88-90	ЗАО "КЭС"	Газ природный	окончательный			88.0					88.0
9 Т-88-90		Уголь Экибастузский	окончательный		88.0						88.0
10 Т-88-90		Газ природный	окончательный			88.0					88.0
Всего по станции					88.0	176.0					264.0
Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа											
Тюменская ТЭЦ-1	ОАО "Фортум"										
5 Т-....-130		Газ природный	под замену				94.0				94.0
6 Т-....-130		Газ природный	под замену					94.0			94.0
7 Т-....-130		Газ природный	под замену					94.0			94.0
Всего по станции							94.0	188.0			282.0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
Энергосистема Амурской области											
Райчихинская ГРЭС											
6 К-50-90	ОАО "РАО ЭС Востока"	Уголь Райчихинский	окончательный					50.0			50.0
7 П-33-90		Уголь Райчихинский	окончательный					33.0			33.0
Всего по станции								83.0			83.0
Энергосистема Приморского края											
Артемовская ТЭЦ											
7 К-100-90	ОАО "РАО ЭС Востока"	Уголь Приморский	окончательный						100.0		100.0
8 К-100-90		Уголь Ургальский	окончательный						100.0		100.0
Всего по станции									200.0		200.0
Партизанская ГРЭС											
1 Т-80-90	ОАО "РАО ЭС Востока"	Уголь Нерюнгринский	окончательный							80.0	80.0
2 К-...-90		Уголь Нерюнгринский	окончательный							82.0	82.0
Всего по станции										162.0	162.0
Владивостокская ТЭЦ-1											
3 ГТ КЭС	ОАО "РАО ЭС Востока"	Моторное топливо	окончательный			22.5					22.5
4 ГТ КЭС		Моторное топливо	окончательный			22.5					22.5
Всего по станции						45.0					45.0
Энергосистема Хабаровского края и Еврейской автономной области											
Хабаровская ТЭЦ-1											
1 ПР-25-90	ОАО "РАО ЭС Востока"	Газ природный	окончательный					25.0			25.0
2 ПТ-30-90		Газ природный	окончательный					30.0			30.0
3 ПР-25-90		Газ природный	окончательный					25.0			25.0
6 ПТ-50-90		Газ природный	окончательный				50.0				50.0
7 Т-100-130		Уголь Ургальский	окончательный							100.0	100.0
8 Т-100-130		Уголь Ургальский	окончательный							100.0	100.0
9 Т-105-130		Уголь Гусино-Озерский	окончательный							105.0	105.0
Всего по станции							50.0	80.0		305.0	435.0
Энергосистема Республики Саха (Якутия)											
Чульманская ТЭЦ											
3 ПТ-12-35	ОАО "РАО ЭС Востока"	Уголь Нерюнгринский	окончательный				12.0				12.0
5 К-12-35		Уголь Нерюнгринский	окончательный				12.0				12.0
6 ПТ-12-35		Уголь Нерюнгринский	окончательный				12.0				12.0
7 ПТ-12-35		Уголь Нерюнгринский	окончательный				12.0				12.0
Всего по станции							48.0				48.0
ОЭС Востока - всего											
Демонтаж всего						45.0	98.0	163.0	200.0	467.0	973.0
ТЭС-всего						45.0	98.0	163.0	200.0	467.0	973.0
ТЭЦ							86.0	113.0		385.0	584.0
КЭС						45.0	12.0	50.0	200.0	82.0	389.0
ЕЭС России - всего											
Демонтаж всего				1229.0	825.0	1759.1	579.0	799.0	525.0	817.0	6533.1
ТЭС-всего				1229.0	825.0	1759.1	579.0	799.0	525.0	817.0	6533.1
ТЭЦ				1199.0	745.8	914.1	267.0	643.0	25.0	435.0	4228.9
КЭС				30.0	79.2	845.0	312.0	156.0	500.0	382.0	2304.2
Демонтаж под замену				24.0		84.9	181.0	541.0		50.0	880.9
ТЭС-всего				24.0		84.9	181.0	541.0		50.0	880.9

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
ТЭЦ						84.9	181.0	435.0		50.0	750.9
КЭС				24.0				106.0			130.0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
Энергосистема Воронежской области											
Воронежская ТЭЦ-1	ОАО "Квадра" (ТГК-4)										
10 ШУ(Т)		Газ природный	новое строительство		223.0						223.0
Нововоронежская АЭС-2											
1 ВВЭР-1200	ОАО "Концерн Росэнергоатом"	ядерное топливо	новое строительство		1198.8						1198.8
2 ВВЭР-1200		ядерное топливо	новое строительство			1198.8					1198.8
Всего по станции					1198.8	1198.8					2397.6
Энергосистема Курской области											
Курская АЭС-2	ОАО "Концерн Росэнергоатом"										
1 ВВЭР-ТОИ		ядерное топливо	новое строительство							1250.0	1250.0
Курская ТЭЦ-1											
6 ШУ(Т)	ОАО "Квадра" (ТГК-4)	Газ природный	новое строительство			115.0					115.0
Энергосистема Липецкой области											
ТЭС ГУБТ ДП-6 ОАО "НЛМК"	ОАО "НЛМК"										
1 ГУБТ-20		Газ искусственный	новое строительство	20.0							20.0
ТЭС ГУБТ ДП-7 ОАО "НЛМК"											
1 ГУБТ-20	ОАО "НЛМК"	Газ искусственный	новое строительство	20.0							20.0
СЭС "Казинка"											
1 солнечные агрегаты	ООО "КомплексИндустрия"	нет топлива	новое строительство			15.0					15.0
СЭС "Нива"											
1 солнечные агрегаты	ООО "КомплексИндустрия"	нет топлива	новое строительство			15.0					15.0
СЭС "Доброе"											
1 солнечные агрегаты	ООО "КомплексИндустрия"	нет топлива	новое строительство			15.0					15.0
Энергосистема г.Москвы и Московской области											
ТЭЦ-20 Мосэнерго	ОАО "Мосэнерго"										
11 ШУ(Т)		Газ природный	новое строительство		420.0						420.0
ТЭЦ-12 с фил.(ТЭЦ-7) Мосэнерго											
10 ШУ-220(Т)	ОАО "Мосэнерго"	Газ природный	новое строительство	220.0							220.0
ТЭЦ-16 Мосэнерго											
8 ШУ(Т)	ОАО "Мосэнерго"	Газ природный	новое строительство	420.0							420.0
ТЭЦ-9 Мосэнерго											
6 ГТ ТЭЦ	ОАО "Мосэнерго"	Газ природный	замена	61.5							61.5
Загорская ГАЭС-2											
1 ГАЭС	ОАО "РусГидро"	нет топлива	новое строительство			210.0					210.0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		15.0						15.0
СЭС "Володаровка" (КомплексИндустрия)	ООО "КомплексИндустрия"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	15.0							15.0
ВЭС "Фунтово"	ООО "КомплексИндустрия"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство				15.0				15.0
ВЭС "Аксарайская"	ООО "КомплексИндустрия"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство			15.0					15.0
Энергосистема Волгоградской области											
СЭС "Бубновская"	ООО "МРЦ Энергохолдинг"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			15.0					15.0
СЭС "Ерзовка"	ООО "МРЦ Энергохолдинг"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			15.0					15.0
СЭС "Сурувикино"	ООО "МРЦ Энергохолдинг"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				15.0				15.0
СЭС "Урюпинское"	ООО "МРЦ Энергохолдинг"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				15.0				15.0
СЭС "Михайловская"	ООО "КомплексИндустрия"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				15.0				15.0
Энергосистема Республики Дагестан											
Гоцатлинская ГЭС к-д Зирани	ОАО "РусГидро"										
1 гидроагрегат		нет топлива	новое строительство	50.0							50.0
2 гидроагрегат		нет топлива	новое строительство	50.0							50.0
Всего по станции				100.0							100.0
Энергосистема Республики Кабардино-Балкария											
Зарагужская МГЭС	ОАО "РусГидро"										
1 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство	9.6							9.6
2 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство	9.6							9.6
3 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство	9.6							9.6
Всего по станции				28.8							28.8
Энергосистема Республики Калмыкия											
ВЭС ООО "АЛТЭН"	ООО "АЛТЭН"										
1 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство	2.4							2.4
СЭС "Элиста Западная"	ООО "МРЦ Энергохолдинг"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				15.0				15.0
СЭС "Элиста Северная"	ООО "МРЦ Энергохолдинг"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				15.0				15.0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
СЭС "Элиста Восточная"	ООО "МРЦ Энергохолдинг"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				15.0				15.0
Энергосистема Республики Карачаево-Черкессия											
Зеленчукская ГЭС-ГАЭС (к-д Зеленчукский)	ОАО "РусГидро"										
1 ГАЭС		нет топлива	новое строительство		70.0						70.0
2 ГАЭС		нет топлива	новое строительство		70.0						70.0
Всего по станции					140.0						140.0
МГЭС Усть-Джегутинская	ОАО "РусГидро"										
51 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство				4.7				4.7
МГЭС Б.Зеленчук	ОАО "РусГидро"										
1 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство		0.6						0.6
2 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство		0.6						0.6
Всего по станции					1.2						1.2
Энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея											
ГТУ ТЭС ООО "РН-Туапсинский НПЗ"	ОАО "НК Роснефть"										
4 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство	47.0							47.0
5 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство	47.0							47.0
6 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство	47.0							47.0
7 Р-12-35		Газ природный	новое строительство	12.0							12.0
Всего по станции				153.0							153.0
Энергосистема Ростовской области											
Ростовская АЭС	ОАО "Концерн Росэнергоатом"										
3 ВВЭР-1000		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		2200.0
Новочеркасская ГРЭС	ОАО "ОГК-2"										
9 К-330-240		Уголь Донецкий	новое строительство		330.0						330.0
Энергосистема Ставропольского края											
Буденновская ТЭС	ООО "ЛУКОЙЛ-Ставропольэнерго"										
1 ШУ-150(Т)		Газ природный	новое строительство	149.9							149.9
Барсучковская МГЭС	ОАО "РусГидро"										
1 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство		2.4						2.4
2 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство		2.4						2.4
Всего по станции					4.8						4.8
МГЭС Бекешевская	ОАО "РусГидро"										
51 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство				1.0				1.0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
МГЭС Егорлыкская-3 51 агрегаты малых ГЭС	ОАО "РусГидро"	нет топлива	новое строительство			3.5					3.5
СЭС "Александровская" 1 солнечные агрегаты	ООО "МРЦ Энергохолдинг"	нет топлива	новое строительство			15.0					15.0
ОЭС Юга - всего											
Вводы мощности - всего				508.1	1636.0	68.2	106.0		1100.0		3418.3
АЭС					1100.0				1100.0		2200.0
ГЭС				128.8	6.0	8.2	1.0				144.0
ГАЭС					140.0						140.0
ТЭС-всего				346.9	330.0						676.9
ТЭЦ				346.9							346.9
КЭС					330.0						330.0
ВИЭ-всего				32.4	60.0	60.0	105.0				257.4
ветровые				2.4		15.0	15.0				32.4
солнечные				30.0	60.0	45.0	90.0				225.0
ОЭС Урала											
Энергосистема Республики Башкортостан											
Уфимская ТЭЦ-4 11 Р-28-90	ООО "БГК"	Газ природный	новое строительство	28.0							28.0
Ново-Салаватская ТЭЦ 8 ПУ-410(Т)	ООО "Ново-Салаватская ТЭЦ"	Газ природный	расширение	410.0							410.0
Уфимская ТЭЦ-2 10 Т-13-29	ООО "БГК"	Газ природный	замена	13.0							13.0
Баймакская СЭС 1 солнечные агрегаты	ООО "Авелар Солар Технолджи"	нет топлива	новое строительство		10.0						10.0
Исянгуловская СЭС 1 солнечные агрегаты	ООО "Авелар Солар Технолджи"	нет топлива	новое строительство			9.0					9.0
Акъярская СЭС 1 солнечные агрегаты	ООО "Авелар Солар Технолджи"	нет топлива	новое строительство			5.0					5.0
Юлдыбаевская СЭС 1 солнечные агрегаты	ООО "Авелар Солар Технолджи"	нет топлива	новое строительство			10.0					10.0
Матраевская СЭС 1 солнечные агрегаты	ООО "Авелар Солар Технолджи"	нет топлива	новое строительство		5.0						5.0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
Энергосистема Кировской области											
Кировская ТЭЦ-4	ЗАО "КЭС"										
2 Тп-...-130		Газ природный	замена	65.0							65.0
6 Т-115-130		Газ природный	замена		115.0						115.0
Всего по станции				65.0	115.0						180.0
Кировская ТЭЦ-3											
9 ПУ-220(Т)	ЗАО "КЭС"	Газ природный	новое строительство	220.0							220.0
Энергосистема Оренбургской области											
Соль-Илецкая СЭС	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			25.0					25.0
Перволюцкая СЭС											
1 солнечные агрегаты	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	нет топлива	новое строительство		5.0						5.0
Грчевская СЭС											
1 солнечные агрегаты	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	нет топлива	новое строительство			10.0					10.0
Первомайская СЭС											
1 солнечные агрегаты	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	нет топлива	новое строительство				5.0				5.0
Державинская СЭС											
1 солнечные агрегаты	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	нет топлива	новое строительство				5.0				5.0
Сакмарская СЭС											
1 солнечные агрегаты	ЗАО "КЭС"	нет топлива	новое строительство		25.0						25.0
ВЭС "Новосергиевская"											
51 ветровые агрегаты	ООО "КомплексИндустрия"	нет топлива	новое строительство				15.0				15.0
ВЭС "Аэропорт"											
51 ветровые агрегаты	ООО "КомплексИндустрия"	нет топлива	новое строительство				15.0				15.0
Энергосистема Пермского края											
Пермская ГРЭС	ОАО "ИНТЕР РАО - Электрогенерация"										
4 ПУ-800		Газ природный	расширение			800.0					800.0
Ново-Березниковская ТЭЦ											
1 ПУ(Т)	ЗАО "КЭС"	Газ природный	новое строительство		115.0						115.0
2 ПУ(Т)		Газ природный	новое строительство		115.0						115.0
Всего по станции					230.0						230.0
Энергосистема Свердловской области											

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
Всего по станции				999.0							999.0
Березовская ГРЭС-1	ОАО "Э.ОН Россия" (ОГК-4)										
3 К-800-240		Уголь Канско-Ачинск	новое строительство		800.0						800.0
ГТЭС ЗАО "Ванкорнефть" (Красноярск.край)	ОАО "НК Роснефть"										
51 ГТ КЭС		Газ попутный	новое строительство	150.0							150.0
Энергосистема Кемеровской области											
Кузнецкая ТЭЦ (Кузб)	ООО "СГК"										
14 ГТ КЭС		Газ природный	новое строительство	140.0							140.0
15 ГТ КЭС		Газ природный	новое строительство	140.0							140.0
Всего по станции				280.0							280.0
Энергосистема Омской области											
Омская ТЭЦ-3	ОАО "ТГК-11"										
10 Т-120-130		Газ природный	замена			120.0					120.0
Энергосистема Республики Хакасия											
Абаканская ТЭЦ	ОАО "Бнисейская ТГК (ТГК-13)"										
4 Т-120-130		Уголь Канско-Ачинск	новое строительство	120.0							120.0
Абаканская СЭС	ОАО "ЕвроСибЭнерго"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		5.2						5.2
ОЭС Сибири - всего											
Вводы мощности - всего				1604.0	815.2	120.0					2539.2
ГЭС				999.0							999.0
ТЭС-всего				605.0	800.0	120.0					1525.0
ТЭЦ				175.0		120.0					295.0
КЭС				430.0	800.0						1230.0
ВИЭ-всего					15.2						15.2
солнечные					15.2						15.2
Замена - всего				55.0		120.0					175.0
ТЭС-всего				55.0		120.0					175.0
ТЭЦ				55.0		120.0					175.0
ОЭС Востока											
Энергосистема Амурской области											
Благовещенская ТЭЦ-1	ОАО "РАОЭС Востока"										
4 Т-110-130		Уголь Ерконецкий	расширение			110.0					110.0
Нижне-Бурейская ГЭС	ОАО "РусГидро"										
1 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	новое строительство		80.0						80.0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	новое строительство		80.0						80.0
3 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	новое строительство			80.0					80.0
4 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	новое строительство			80.0					80.0
Всего по станции					160.0	160.0					320.0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
Энергосистема Приморского края											
Владивостокская ТЭЦ-2											
7 ГТ ТЭЦ	ОАО "FAO ЭС Востока"	Газ природный	новое строительство					46.5			46.5
8 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство					46.5			46.5
Всего по станции								93.0			93.0
ТЭС ЗАО "ВНХК"											
1 ШУ(Т)	ОАО "НК Роснефть"	Газ природный	новое строительство					126.4			126.4
2 ШУ(Т)		Газ природный	новое строительство					126.4			126.4
3 ШУ(Т)		Газ природный	новое строительство					126.4			126.4
4 ШУ(Т)		Газ природный	новое строительство					126.4			126.4
5 ШУ(Т)		Газ природный	новое строительство					126.4			126.4
Всего по станции								632.0			632.0
ГТУ-ТЭЦ на площадке ЦПВБ											
1 ГТ ТЭЦ	ОАО "FAO ЭС Востока"	Газ природный	новое строительство		46.5						46.5
2 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство		46.5						46.5
3 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство		46.5						46.5
Всего по станции					139.5						139.5
Мини-ТЭЦ "Северная" (о.Русский)											
1 ГТ ТЭЦ	ОАО "ДВЭУК"	Газ природный	новое строительство	1.8							1.8
2 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство	1.8							1.8
Всего по станции				3.6							3.6
Мини-ТЭЦ "Центральная" (о.Русский)											
1 ГТ ТЭЦ	ОАО "ДВЭУК"	Газ природный	новое строительство	6.6							6.6
2 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство	6.6							6.6
3 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство	6.6							6.6
4 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство	6.6							6.6
5 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство	6.6							6.6
Всего по станции				33.0							33.0
Мини-ТЭЦ "Океанариум" (о.Русский)											
1 ГТ ТЭЦ	ОАО "ДВЭУК"	Газ природный	новое строительство	6.6							6.6
2 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство	6.6							6.6
Всего по станции				13.2							13.2
Энергосистема Хабаровского края и Еврейской автономной области											
Совгаванская ТЭЦ											
1 Т-60-130	ОАО "FAO ЭС Востока"	Уголь Ургальский	новое строительство					60.0			60.0
2 Т-60-130		Уголь Ургальский	новое строительство					60.0			60.0
Всего по станции								120.0			120.0
ОЭС Востока - всего											
Вводы мощности - всего				49.8	299.5	270.0		845.0			1464.3
ГЭС					160.0	160.0					320.0
ТЭС-всего				49.8	139.5	110.0		845.0			1144.3
ТЭЦ				49.8	139.5	110.0		845.0			1144.3

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
ЕЭС России - всего											
Вводы мощности - всего				8314.9	9878.9	3856.0	2201.0	845.0	2270.0	1250.0	28615.8
АЭС				880.0	3468.8	1198.8	1170.0		2270.0	1250.0	10237.6
ГЭС				1127.8	166.0	168.2	1.0				1463.0
ГАЭС					140.0	420.0	420.0				980.0
ТЭС-всего				6274.7	5983.9	1905.0	420.0	845.0			15428.6
ТЭЦ				3556.2	2455.9	645.0		845.0			7502.1
КЭС				2678.5	3528.0	1260.0	420.0				7886.5
ДГА				40.0							40.0
ВИЭ-всего				32.4	120.2	164.0	190.0				506.6
ветровые				2.4		15.0	90.0				107.4
солнечные				30.0	120.2	149.0	100.0				399.2
Замена - всего				246.5	115.0	120.0					481.5
ТЭС-всего				246.5	115.0	120.0					481.5
ТЭЦ				246.5	115.0	120.0					481.5

**Приложение № 6
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2014-2020 годы**

**Дополнительные объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС
России на 2014-2020 годы**

МВт											
Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
ОЭС Северо-Запада											
Энергосистема Архангельской области											
Северодвинская ТЭЦ-1											
7 ПТ-50-90	ОАО "ТЭК-2"	Уголь Интинский	замена					50.0			50.0
Энергосистема Калининградской области											
Калининградская ГРЭС-2 (Светловская)											
5 ГТУ-6 (Т)	ОАО "Калининградская генерирующая компания"	Газ природный	новое строительство		6.0						6.0
6 ГТУ-6 (Т)		Газ природный	новое строительство			6.0					6.0
7 ГТУ-6 (Т)		Газ природный	новое строительство				6.0				6.0
Всего по станции					6.0	6.0	6.0				18.0
Калининградская ТЭЦ-1(котельная)											
1 Р-12-29	ОАО "Калининградская генерирующая компания"	Газ природный	новое строительство		12.0						12.0
Гусевская ТЭЦ											
3 ГТУ-6 (Т)	ОАО "Калининградская генерирующая компания"	Газ природный	новое строительство			6.0					6.0
4 ГТУ-6 (Т)		Газ природный	новое строительство			6.0					6.0
Всего по станции						12.0					12.0
Балтийская АЭС											
1 ВВЭР-1200	ОАО "Концерн Росэнергоатом"	ядерное топливо	новое строительство					1194.0			1194.0
2 ВВЭР-1200		ядерное топливо	новое строительство							1194.0	1194.0
Всего по станции								1194.0		1194.0	2388.0
Калининградская ТЭС											
1 ТЭЦ Газопоршневые	ГК "ГазЭнергоСтрой"	Газ природный	новое строительство			18.3					18.3
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18.3					18.3
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18.3					18.3
4 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18.3					18.3
5 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18.3					18.3
6 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18.4					18.4
7 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство				18.3				18.3
8 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство				18.3				18.3
9 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство				18.3				18.3
10 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство				18.3				18.3

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
11 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство				18.3				18.3
12 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство				18.4				18.4
Всего по станции						110.0	110.0				220.0
Энергосистема Республики Карелия											
ВЭС "Кемь"	ООО "ВЭС"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство				96.0				96.0
ВЭС "Беломорье"	ООО "ВЭС"										
1 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство				96.0				96.0
Энергосистема Республики Коми											
Печорская ГРЭС	ОАО "ИНТЕР РАО - Электрогенерация"										
6 ПГУ-450		Газ природный	новое строительство							450.0	450.0
Энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области											
ТЭЦ-1 Обуховоэнерго	ООО "Обуховоэнерго"										
3 ПГУ-90(Т)		Газ природный	замена		90.0						90.0
Юго-Западная ТЭЦ	ОАО "Юго-Западная ТЭЦ"										
2 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство		304.3						304.3
Ленинградская ГАЭС											
1 ГАЭС	ОАО "РусГидро"	нет топлива	новое строительство							195.0	195.0
2 ГАЭС		нет топлива	новое строительство							195.0	195.0
Всего по станции										390.0	390.0
Пулковская ТЭЦ											
1 ПГУ-120(Т)	ООО "Пулковская ТЭЦ"	Газ природный	новое строительство			120.0					120.0
Энергосистема Мурманской области											
Мурманская ВЭС	ЗАО "Ветроэнерго"										
2 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство		2.0						2.0
53 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство				23.0				23.0
Всего по станции					2.0		23.0				25.0
ВЭС Кольская											
51 ветровые агрегаты	ЗАО "Ветроэнерго"	нет топлива	новое строительство							100.0	100.0
ОЭС Северо-Запада - всего											
Вводы мощности - всего					414.3	248.0	331.0	1244.0		2134.0	4371.3
АЭС								1194.0		1194.0	2388.0
ГАЭС										390.0	390.0
ТЭС-всего					412.3	248.0	116.0	50.0		450.0	1276.3
ТЭЦ					412.3	248.0	116.0	50.0			826.3
КЭС										450.0	450.0
ВИЭ-всего					2.0		215.0			100.0	317.0
ветровые					2.0		215.0			100.0	317.0
Замена - всего					90.0			50.0			140.0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
ТЭС-всего					90.0			50.0			140.0
ТЭЦ					90.0			50.0			140.0
ОЭС Центра											
Энергосистема Ивановской области											
Ивановские ПГУ	ОАО "ИНТЕР РАО - Электрогенерация"										
5 ПГУ-325		Газ природный	новое строительство							325.0	325.0
Энергосистема Костромской области											
Костромская ГРЭС	ОАО "ИНТЕР РАО - Электрогенерация"										
10 ПГУ-400		Газ природный	новое строительство						400.0		400.0
11 ПГУ-400		Газ природный	новое строительство							400.0	400.0
Всего по станции									400.0	400.0	800.0
Энергосистема Липецкой области											
УТЭЦ ОАО "НЛМК"	ОАО "НЛМК"										
4 ПТ-50-90		Газ искусственный	новое строительство						50.0		50.0
НЛМК электростанция на ВЭР											
1 ТДЭ-0,5/2	ОАО "НЛМК"	Газ искусственный	новое строительство				25.0				25.0
2 ТДЭ-0,5/2		Газ искусственный	новое строительство					25.0			25.0
3 ТДЭ		Газ искусственный	новое строительство					15.0			15.0
Всего по станции							25.0	40.0			65.0
Энергосистема г.Москвы и Московской области											
ГРЭС-4 Каширская	ОАО "ИНТЕР РАО - Электрогенерация"										
11 К-330-240		Уголь Кузнецкий	новое строительство				330.0				330.0
12 ПГУ-400		Газ природный	новое строительство						400.0		400.0
Всего по станции							330.0		400.0		730.0
ГТЭС "Молжаниновка"	ООО "Ресад"										
1 ПГУ-110(Т)		Газ природный	новое строительство				110.0				110.0
Энергокомплекс "Теплый Стан"											
1 ТЭЦ Газопоршневые	ГК "ГазЭнергоСтрой"	Газ природный	новое строительство			18.3					18.3
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18.3					18.3
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18.3					18.3
4 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18.3					18.3
5 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18.3					18.3
6 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18.3					18.3
Всего по станции						109.9					109.9
ГТЭС Щербинка											
1 ПГУ(Т)	ООО "ЭнергоПромИнвест"	Газ природный	новое строительство		125.0						125.0
2 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство				125.0				125.0
3 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство					125.0			125.0
Всего по станции					125.0		125.0	125.0			375.0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
Энергокомплекс "Нижние Котлы"	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18.3					18.3
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18.3					18.3
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18.3					18.3
4 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18.3					18.3
5 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18.3					18.3
6 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18.3					18.3
Всего по станции						109.9					109.9
Энергокомплекс "Тушино"	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство						18.3		18.3
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство						18.3		18.3
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство						18.3		18.3
4 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство						18.3		18.3
5 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство						18.3		18.3
6 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство						18.3		18.3
7 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство							18.3	18.3
8 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство							18.3	18.3
9 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство							18.3	18.3
10 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство							18.3	18.3
11 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство							18.3	18.3
12 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство							18.3	18.3
Всего по станции									109.9	109.9	219.8
ТЭС "Огородный проезд"	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ПГУ-200(Т)		Газ природный	новое строительство		200.0						200.0
2 ПГУ-200(Т)		Газ природный	новое строительство			200.0					200.0
3 ПГУ-200(Т)		Газ природный	новое строительство				200.0				200.0
Всего по станции					200.0	200.0	200.0				600.0
Энергокомплекс "Спартак"	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство		9.7						9.7
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство		9.7						9.7
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство		9.7						9.7
4 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство					9.7			9.7
5 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство					9.7			9.7
Всего по станции					29.2			19.5			48.7
Энергокомплекс "Некрасовка"	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18.3					18.3
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18.3					18.3
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18.3					18.3
4 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18.3					18.3
Всего по станции						73.3					73.3
Энергокомплекс "Рублево-Архангельское"	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18.3					18.3
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18.3					18.3
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18.3					18.3

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
4 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство		18.3						18.3
5 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство		18.3						18.3
6 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство		18.3						18.3
Всего по станции					109.9						109.9
Энергокомплекс- АТК Румянцево	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство		4.3						4.3
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство		4.3						4.3
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство		4.3						4.3
4 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			4.3					4.3
5 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			4.3					4.3
6 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			4.3					4.3
Всего по станции					12.9	12.9					25.8
Энергокомплекс-Коммунарка	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство	18.3							18.3
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство	18.3							18.3
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство	18.3							18.3
4 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство	18.3							18.3
5 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство	18.3							18.3
6 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство					18.3			18.3
7 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство					18.3			18.3
8 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство					18.3			18.3
9 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство					18.3			18.3
10 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство					18.3			18.3
Всего по станции				91.6				91.6			183.2
Энергокомплекс- г. Троицк	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство		18.3						18.3
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство		18.3						18.3
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство		18.3						18.3
4 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18.3					18.3
5 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18.3					18.3
6 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18.3					18.3
Всего по станции					55.0	55.0					109.9
Энергокомплекс №1 Московский	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство		18.3						18.3
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство		18.3						18.3
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство		18.3						18.3
Всего по станции					55.0						55.0
Энергокомплекс №2 Московский	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			9.7					9.7
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			9.7					9.7
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			9.7					9.7
4 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			9.7					9.7
Всего по станции						38.9					38.9
Энергокомплекс №3 Московский	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			9.7					9.7

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			9.7					9.7
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			9.7					9.7
4 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			9.7					9.7
5 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			9.7					9.7
Всего по станции						48.7					48.7
Энергокомплекс - Воскресенское	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство		9.7						9.7
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство		9.7						9.7
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство		9.7						9.7
Всего по станции					29.2						29.2
Энергокомплекс - Кокшикино	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			9.7					9.7
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			9.7					9.7
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			9.7					9.7
Всего по станции						29.2					29.2
Энергокомплекс - п. Знамя Октября	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			4.3					4.3
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			4.3					4.3
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	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 природный	новое строительство			4.3					4.3
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			4.3					4.3
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			4.3					4.3
Всего по станции						12.9					12.9
Энергокомплекс №1 Ватутинки	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство				4.3				4.3
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство				4.3				4.3
Всего по станции							8.6				8.6
Энергокомплекс №2 Ватутинки	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство				4.3				4.3
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство				4.3				4.3
Всего по станции							8.6				8.6
Энергокомплекс - п. Вороново	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			4.3					4.3
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	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 природный	новое строительство			3.3					3.3
2 ТЭЦ ГПА-2.5		Газ природный	новое строительство			3.3					3.3
3 ТЭЦ ГПА-2.5		Газ природный	новое строительство			3.3					3.3
Всего по станции						10.0					10.0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство					102.0			102.0
Геленджикская ВЭС-1	ООО "ВЕТРОЭН-ЮГ-Г"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство		60.0						60.0
Геленджикская ВЭС-2	ООО "ВЕТРОЭН-ЮГ-Г"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство		60.0						60.0
Благовещенская ВЭС-1	ООО "ВЕТРОЭН-ЮГ-Г"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство			123.0					123.0
Благовещенская ВЭС-2	ООО "ВЕТРОЭН-ЮГ-Г"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство			126.0					126.0
Анапская ВЭС-1	ООО "ВЕТРОЭН-ЮГ-Г"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство				48.0				48.0
Анапская ВЭС-2	ООО "ВЕТРОЭН-ЮГ-Г"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство				51.0				51.0
Геленджикская ВЭС-Южная-1	ООО "ВЕТРОЭН-ЮГ-Г"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство					30.0			30.0
Геленджикская ВЭС-Южная-2	ООО "ВЕТРОЭН-ЮГ-Г"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство					30.0			30.0
ВЭС-Щербиновский	ООО "ВЭС"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство			99.0					99.0
Энергосистема Чеченской Республики											
ТЭЦ-1 Грозэнерго	ОАО "ТЭК-2"										
10 ШГУ(Т)		Газ природный	новое строительство				210.0				210.0
11 ШГУ(Т)		Газ природный	новое строительство						210.0		210.0
Всего по станции							210.0		210.0		420.0
Грозненская ТЭС	ГК "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			110.0					110.0
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство				110.0				110.0
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство				147.0				147.0
Всего по станции						110.0	257.0				367.0
ОЭС Юга - всего											
Вводы мощности - всего					219.0	1048.0	823.0	186.0	210.0		2486.0
ТЭС-всего						361.0	724.0		210.0		1295.0
ТЭЦ						361.0	724.0		210.0		1295.0
ВИЭ-всего					219.0	687.0	99.0	186.0			1191.0
ветровые					219.0	687.0	99.0	186.0			1191.0
ОЭС Урала											
Энергосистема Республики Башкортостан											

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
Стерлитамакская ТЭЦ	ООО "БГК"										
13 ГТ-77(Т)		Газ природный	расширение							77.0	77.0
Салаватская ТЭЦ	ООО "БГК"										
11 ГТ-77(Т)		Газ природный	новое строительство					77.0			77.0
Кумертауская ТЭЦ	ООО "БГК"										
9 ГТ-77(Т)		Газ природный	новое строительство						77.0		77.0
Уфимская ТЭЦ-3	ООО "БГК"										
6 ГТ-77(Т)		Газ природный	новое строительство				77.0				77.0
Уфимская ТЭЦ-5	ООО "БГК"										
1 ПГУ-220(Т)		Газ природный	новое строительство		220.0						220.0
2 ПГУ-220(Т)		Газ природный	новое строительство		220.0						220.0
Всего по станции					440.0						440.0
Бугульчанская СЭС	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		5.0						5.0
Бугульчанская СЭС-2	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			5.0					5.0
Бурибайская СЭС	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			10.0					10.0
Энергосистема Кировской области											
Кировская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"										
4 ПР-6-35		Газ природный	замена	6.0							6.0
Энергосистема Курганской области											
Курганская ТЭЦ	ООО "Интертехэлектро - Новая генерация"										
10 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство					111.0			111.0
Энергосистема Оренбургской области											
ОАО "Оренбургнефть" (Покровский УКПГ)	ОАО "ТНК-ВР"										
1 ТЭЦ ГПА-9		Газ попутный	новое строительство	8.6							8.6
Оренбургская ВЭС	ООО "Вент Рус"										
1 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство				75.0				75.0
2 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство					75.0			75.0
Всего по станции							75.0	75.0			150.0
Энергосистема Свердловской области											
*ТЭЦ ОАО "ЕВРАЗ НТМК"	Эл/ст пром.предприятий										
8 ГУБТ-8		Газ искусственный	новое строительство				8.0				8.0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
Вводы мощности - всего				38.6	765.4	93.0	390.0	750.0	274.0	77.0	2388.0
ТЭС-всего				38.6	760.4	78.0	315.0	675.0	274.0	77.0	2218.0
ТЭЦ				14.6	736.4	30.0	307.0	675.0	224.0	77.0	2064.0
КЭС				24.0	24.0	48.0			50.0		146.0
ДГА							8.0				8.0
ВИЭ-всего					5.0	15.0	75.0	75.0			170.0
ветровые							75.0	75.0			150.0
солнечные					5.0	15.0					20.0
Замена - всего				30.0				147.0	147.0		324.0
ТЭС-всего				30.0				147.0	147.0		324.0
ТЭЦ				6.0				147.0	147.0		300.0
КЭС				24.0							24.0
ОЭС Сибири											
Энергосистема Алтайского края и Республики Алтай											
Алтайская КЭС (Мунайская ТЭС)											
1 К-330-240	ООО "Алтайская КЭС"	Уголь Мунайский	новое строительство						330.0		330.0
МГЭС Мульта-1											
51 агрегаты малых ГЭС	ОАО "РусГидро"	нет топлива	новое строительство	36.0							36.0
ВЭС Ярвое											
51 ветровые агрегаты	ООО "Вент Рус"	нет топлива	новое строительство			96.0					96.0
ВЭС Кулунда											
51 ветровые агрегаты	ООО "Вент Рус"	нет топлива	новое строительство				96.0				96.0
Энергосистема Республики Бурятия											
Улан-Удэнская ТЭЦ-1											
8 ПТ-120-130	ОАО "ТГК-14"	Уголь Тугнуйский	новое строительство				120.0				120.0
9 ПТ-120-130		Уголь Тугнуйский	новое строительство					120.0			120.0
Всего по станции							120.0	120.0			240.0
Энергосистема Забайкальского края											
Харанорская ГРЭС											
4 К-225-130	ОАО "ИНТЕР РАО - Электрогенерация"	Уголь Читинский	новое строительство					225.0			225.0
Читинская ТЭЦ-1											
7 Т-185-130	ОАО "ТГК-14"	Уголь Читинский	пристройка					185.0			185.0
8 Т-185-130		Уголь Читинский	пристройка						185.0		185.0
Всего по станции								185.0	185.0		370.0
Энергосистема Иркутской области											
Ново-Зиминская ТЭЦ											
4 К-160-130	ОАО "Иркутскэнерго"	Уголь Иркутский	новое строительство				160.0				160.0
5 К-225-130		Уголь Иркутский	новое строительство					225.0			225.0
6 К-225-130		Уголь Иркутский	новое строительство							225.0	225.0
Всего по станции							160.0	225.0		225.0	610.0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство				96.0				96.0
ВЭС "Поворотный"	ООО "ДВВЭС"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство				96.0				96.0
Энергосистема Хабаровского края и Еврейской автономной области											
Хабаровская ТЭЦ-4	ОАО "ДГК"										
1 Т-185-130		Уголь Ургальский	новое строительство						185.0		185.0
2 Т-185-130		Уголь Ургальский	новое строительство						185.0		185.0
Всего по станции									370.0		370.0
Комсомольская ТЭЦ-3	ОАО "РАО ЭС Востока"										
3 ШУ(Т)		Газ природный	расширение							420.0	420.0
Энергосистема Республики Саха (Якутия)											
Якутская ГРЭС-2	ОАО "РАО ЭС Востока"										
5 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство				48.4				48.4
6 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство				48.4				48.4
7 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство				48.4				48.4
Всего по станции							145.1				145.1
ОЭС Востока - всего											
Вводы мощности - всего							625.1	96.0	590.0	635.0	1946.1
ТЭС-всего							145.1		590.0	635.0	1370.1
ТЭЦ							145.1		590.0	635.0	1370.1
ВИЭ-всего							480.0	96.0			576.0
ветровые							480.0	96.0			576.0
ЕЭС России - всего											
Вводы мощности - всего				166.2	2104.7	3687.9	3582.3	5021.1	2148.9	4784.9	21496.0
АЭС							100.0	1194.0		1254.0	2548.0
ГЭС				36.0							36.0
ГАЭС										390.0	390.0
ТЭС-всего				130.2	1878.7	2889.9	2517.3	3470.1	2148.9	3040.9	16076.0
ТЭЦ				106.2	1854.7	2611.9	1864.3	1751.1	1368.9	821.9	10379.0
КЭС				24.0	24.0	278.0	620.0	1679.0	780.0	2219.0	5624.0
ДГА							33.0	40.0			73.0
ВИЭ-всего					226.0	798.0	965.0	357.0		100.0	2446.0
ветровые					221.0	783.0	965.0	357.0		100.0	2426.0
солнечные					5.0	15.0					20.0
Замена - всего				30.0	90.0		130.0	417.0	332.0		999.0
ТЭС-всего				30.0	90.0		130.0	417.0	332.0		999.0
ТЭЦ				6.0	90.0			417.0	332.0		845.0
КЭС				24.0			130.0				154.0

Приложение № 7
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2014-2020 годы

Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2014-2020 годы

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
ОЭС Северо-Запада											
Энергосистема Мурманской области											
Йовская ГЭС-10	ОАО "ТГК-1"										
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
ОЭС Северо-Запада - всего											
До модернизации				48.0							48.0
ГЭС				48.0							48.0
После модернизации				47.0							47.0
ГЭС				47.0							47.0
Изменение мощности				-1.0							-1.0
ГЭС				-1.0							-1.0
ОЭС Центра											
Энергосистема Рязанской области											
Рязанская ГРЭС	ОАО "ОГК-2"										
2 К-...-240		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	ОАО "РусГидро"										
1 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации						55.0		55.0
1 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации						65.0		65.0
			изменение						10.0		10.0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации	55.0							55.0
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		55.0		165.0
После модернизации				65.0			65.0		65.0		195.0
Изменение мощности				10.0			10.0		10.0		30.0
ОЭС Центра - всего											
До модернизации				55.0	270.0		55.0		55.0		435.0
ГЭС				55.0			55.0		55.0		165.0
ТЭС-всего					270.0						270.0
КЭС					270.0						270.0
После модернизации				65.0	330.0		65.0		65.0		525.0
ГЭС				65.0			65.0		65.0		195.0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
ТЭС-всего					330.0						330.0
КЭС					330.0						330.0
Изменение мощности				10.0	60.0		10.0		10.0		90.0
ГЭС				10.0			10.0		10.0		30.0
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
7 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации				115.0				115.0
7 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации				125.5				125.5
			изменение				10.5				10.5
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
11 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации					115.0			115.0
11 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации					125.5			125.5
			изменение					10.5			10.5
12 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации		115.0						115.0
12 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации		125.5						125.5
			изменение		10.5						10.5
13 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации			115.0					115.0
13 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации			125.5					125.5
			изменение			10.5					10.5
14 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации			115.0					115.0
14 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации			125.5					125.5
			изменение			10.5					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				115.0	345.0	345.0	345.0	230.0			1380.0
После модернизации				125.5	376.5	376.5	376.5	251.0			1506.0
Изменение мощности				10.5	31.5	31.5	31.5	21.0			126.0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
Новокуйбышевская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"										
6 ПТ-25-90		Газ	до модернизации	25.0							25.0
6 ПТ-35-90		Газ	после модернизации	35.0							35.0
			изменение	10.0							10.0
Энергосистема Саратовской области											
Саратовская ГЭС	ОАО "РусГидро"										
4 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации							60.0	60.0
4 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации							66.0	66.0
			изменение							6.0	6.0
8 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации				60.0				60.0
8 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации				66.0				66.0
			изменение				6.0				6.0
10 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации			60.0					60.0
10 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации			66.0					66.0
			изменение			6.0					6.0
11 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации					60.0			60.0
11 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации					66.0			66.0
			изменение					6.0			6.0
13 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации					60.0			60.0
13 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации					66.0			66.0
			изменение					6.0			6.0
14 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации			60.0					60.0
14 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации			66.0					66.0
			изменение			6.0					6.0
18 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации				60.0				60.0
18 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации				66.0				66.0
			изменение				6.0				6.0
21 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации					60.0			60.0
21 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации					66.0			66.0
			изменение					6.0			6.0
22 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации	45.0							45.0
22 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации	54.0							54.0
			изменение	9.0							9.0
24 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации		10.0						10.0
24 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации		11.0						11.0
			изменение		1.0						1.0
Всего по станции											
До модернизации				45.0	10.0	120.0	120.0	180.0		60.0	535.0
После модернизации				54.0	11.0	132.0	132.0	198.0		66.0	593.0
Изменение мощности				9.0	1.0	12.0	12.0	18.0		6.0	58.0
Энергосистема Республики Татарстан											
Казанская ТЭЦ-3	ОАО "ТГК-16"										
1 ПТ-60-130		Газ	до модернизации	60.0							60.0
1 ПТ-...-130		Газ	после модернизации	27.0							27.0
			изменение	-33.0							-33.0
5 Р-20-130		Газ	до модернизации		20.0						20.0
5 Р-40-130		Газ	после модернизации		40.0						40.0
			изменение		20.0						20.0
Всего по станции											
До модернизации				60.0	20.0						80.0
После модернизации				27.0	40.0						67.0
Изменение мощности				-33.0	20.0						-13.0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
ОЭС Средней Волги - всего											
До модернизации				245.0	375.0	465.0	530.0	410.0		60.0	2085.0
ГЭС				160.0	355.0	465.0	530.0	410.0		60.0	1980.0
ТЭС-всего				85.0	20.0						105.0
ТЭЦ				85.0	20.0						105.0
После модернизации				241.5	427.5	508.5	576.5	449.0		66.0	2269.0
ГЭС				179.5	387.5	508.5	576.5	449.0		66.0	2167.0
ТЭС-всего				62.0	40.0						102.0
ТЭЦ				62.0	40.0						102.0
Изменение мощности				-3.5	52.5	43.5	46.5	39.0		6.0	184.0
ГЭС				19.5	32.5	43.5	46.5	39.0		6.0	187.0
ТЭС-всего				-23.0	20.0						-3.0
ТЭЦ				-23.0	20.0						-3.0
ОЭС Юга											
Энергосистема Волгоградской области											
Волжская ГЭС											
1 г/а пов.-лопаст. верт.	ОАО "РусГидро"	нет топлива	до модернизации					115.0			115.0
1 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации					125.5			125.5
			изменение					10.5			10.5
2 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации				115.0				115.0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации				125.5				125.5
			изменение					10.5			10.5
6 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации				115.0				115.0
6 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации				125.5				125.5
			изменение					10.5			10.5
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
15 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации					115.0			115.0
15 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации					125.5			125.5
			изменение					10.5			10.5
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
21 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации		115.0						115.0
21 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации		125.5						125.5
			изменение		10.5						10.5
Всего по станции											
До модернизации				115.0	115.0	115.0	230.0	230.0			805.0
После модернизации				125.5	125.5	125.5	251.0	251.0			878.5
Изменение мощности				10.5	10.5	10.5	21.0	21.0			73.5
Энергосистема Республики Дагестан											
Миятлинская ГЭС											
1 г/а пов.-лопаст. верт.	ОАО "РусГидро"	нет топлива	до модернизации	110.0							110.0
1 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации	120.0							120.0
			изменение	10.0							10.0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации		110.0						110.0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации		120.0						120.0
			изменение		10.0						10.0
Всего по станции											
До модернизации				110.0	110.0						220.0
После модернизации				120.0	120.0						240.0
Изменение мощности				10.0	10.0						20.0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
Энергосистема Ростовской области											
Ростовская ТЭЦ-2	ООО "ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго"										
1 ПТ-80-130		Газ	до модернизации		80.0						80.0
1 ПТ-100-130		Газ	после модернизации		100.0						100.0
			изменение		20.0						20.0
2 ПТ-80-130		Газ	до модернизации		80.0						80.0
2 ПТ-100-130		Газ	после модернизации		100.0						100.0
			изменение		20.0						20.0
Всего по станции											
До модернизации					160.0						160.0
После модернизации					200.0						200.0
Изменение мощности					40.0						40.0
Энергосистема Республики Северная Осетия - Алания											
Дзауджикауская ГЭС	ОАО "РусГидро"										
1 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	до модернизации				3.0				3.0
1 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	после модернизации				3.3				3.3
			изменение				0.3				0.3
2 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	до модернизации					2.5			2.5
2 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	после модернизации					2.8			2.8
			изменение					0.3			0.3
3 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	до модернизации					2.5			2.5
3 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	после модернизации					2.8			2.8
			изменение					0.3			0.3
Всего по станции											
До модернизации							3.0	5.0			8.0
После модернизации							3.3	5.6			8.9
Изменение мощности							0.3	0.6			0.9
Энергосистема Ставропольского края											
Кубанская ГЭС-1	ОАО "РусГидро"										
1 г/а рад.-осевой		нет топлива	до модернизации					18.5			18.5
1 г/а рад.-осевой		нет топлива	после модернизации					21.1			21.1
			изменение					2.6			2.6
Кубанская ГЭС-2	ОАО "РусГидро"										
2 г/а рад.-осевой		нет топлива	до модернизации					46.0			46.0
2 г/а рад.-осевой		нет топлива	после модернизации					48.0			48.0
			изменение					2.0			2.0
Кубанская ГЭС-3	ОАО "РусГидро"										
1 г/а рад.-осевой		нет топлива	до модернизации					29.0			29.0
1 г/а рад.-осевой		нет топлива	после модернизации					30.0			30.0
			изменение					1.0			1.0
Сенгилеевская ГЭС	ОАО "РусГидро"										
1 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	до модернизации				4.5				4.5
1 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	после модернизации				6.0				6.0
			изменение				1.5				1.5
3 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	до модернизации					4.5			4.5
3 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	после модернизации					6.0			6.0
			изменение					1.5			1.5
Всего по станции											
До модернизации							4.5	4.5			9.0
После модернизации							6.0	6.0			12.0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
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 Пермского края											
Воткинская ГЭС											
4 г/а пов.-лопаст. верт.	ОАО "РусГидро"	нет топлива	до модернизации			100.0					100.0
4 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации			110.0					110.0
			изменение			10.0					10.0
5 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации					100.0			100.0
5 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации					110.0			110.0
			изменение					10.0			10.0
7 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации					100.0			100.0
7 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации					110.0			110.0
			изменение					10.0			10.0
Всего по станции											
До модернизации						100.0		200.0			300.0
После модернизации						110.0		220.0			330.0
Изменение мощности						10.0		20.0			30.0
Камская ГЭС											
4 г/а пов.-лопаст. верт.	ОАО "РусГидро"	нет топлива	до модернизации			21.0					21.0
4 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации			24.0					24.0
			изменение			3.0					3.0
6 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации	21.0							21.0
6 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации	24.0							24.0
			изменение	3.0							3.0
10 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации	21.0							21.0
10 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации	24.0							24.0
			изменение	3.0							3.0
13 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации		21.0						21.0
13 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации		24.0						24.0
			изменение		3.0						3.0
19 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации		21.0						21.0
19 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации		24.0						24.0
			изменение		3.0						3.0
Всего по станции											
До модернизации				42.0	42.0	21.0					105.0
После модернизации				48.0	48.0	24.0					120.0
Изменение мощности				6.0	6.0	3.0					15.0
ОЭС Урала - всего											
До модернизации				42.0	342.0	121.0	300.0		200.0		1005.0
ГЭС				42.0	42.0	121.0			200.0		405.0
ТЭС-всего					300.0		300.0				600.0
КЭС					300.0		300.0				600.0
После модернизации				48.0	378.0	134.0	330.0		220.0		1110.0
ГЭС				48.0	48.0	134.0			220.0		450.0
ТЭС-всего					330.0		330.0				660.0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
Новосибирская ТЭЦ-3											
12 Т-100-130	ОАО "СИБЭКО"	Уголь	до модернизации	100.0							100.0
12 Т-110-130		Уголь	после модернизации	110.0							110.0
			изменение	10.0							10.0
Энергосистема Омской области											
Омская ТЭЦ-3											
13 Р-50-130	ОАО "ТГК-11"	Газ	до модернизации	50.0							50.0
13 Р-60-130		Газ	после модернизации	60.0							60.0
			изменение	10.0							10.0
Энергосистема Республики Хакасия											
Саяно-Шушенская ГЭС											
10 г/а рад.-осевой	ОАО "РусГидро"	нет топлива	до модернизации	640.0							640.0
		нет топлива	после модернизации	640.0							640.0
ОЭС Сибири - всего											
До модернизации				1445.0	65.0	65.0	65.0	65.0	65.0		1770.0
ГЭС				640.0	65.0	65.0	65.0	65.0	65.0		965.0
ТЭС-всего				805.0							805.0
ТЭЦ				405.0							405.0
КЭС				400.0							400.0
После модернизации				1485.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0		1835.0
ГЭС				640.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0		990.0
ТЭС-всего				845.0							845.0
ТЭЦ				445.0							445.0
КЭС				400.0							400.0
Изменение мощности				40.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0		65.0
ГЭС					5.0	5.0	5.0	5.0	5.0		25.0
ТЭС-всего				40.0							40.0
ТЭЦ				40.0							40.0
ЕЭС России - всего											
До модернизации				2060.0	1437.0	772.3	1195.5	813.3	320.0	60.0	6658.1
ГЭС				1170.0	687.0	772.3	895.5	813.3	320.0	60.0	4718.1
ТЭС-всего				890.0	750.0		300.0				1940.0
ТЭЦ				490.0	180.0						670.0
КЭС				400.0	570.0		300.0				1270.0
После модернизации				2132.0	1651.0	846.7	1311.0	886.8	355.0	66.0	7248.5
ГЭС				1225.0	751.0	846.7	981.0	886.8	355.0	66.0	5111.5
ТЭС-всего				907.0	900.0		330.0				2137.0
ТЭЦ				507.0	240.0						747.0
КЭС				400.0	660.0		330.0				1390.0
Изменение мощности				72.0	214.0	74.4	115.5	73.5	35.0	6.0	590.4
ГЭС				55.0	64.0	74.4	85.5	73.5	35.0	6.0	393.4
ТЭС-всего				17.0	150.0		30.0				197.0
ТЭЦ				17.0	60.0						77.0
КЭС					90.0		30.0				120.0

Приложение № 8
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2014-2020 годы

Объемы и структура реконструкции генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2014-2020 годы

											МВт
Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
ОЭС Сибири											
Энергосистема Иркутской области											
Иркутская ТЭЦ-11	ОАО "Иркутскэнерго"										
1 ПТ-22-90		Уголь	до реконструкции	22.0							22.0
1 Т-27-90		Уголь	после реконструкции	27.0							27.0
			изменение	5.0							5.0
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				172.0							172.0
После реконструкции				220.0							220.0
Изменение мощности				48.0							48.0
Энергосистема Омской области											
Омская ТЭЦ-5											
1 ПТ-80-130	ОАО "ТЭК-11"	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				274.0	80.0						354.0
ТЭС-всего				274.0	80.0						354.0
ТЭЦ				274.0	80.0						354.0
После реконструкции				345.0	98.0						443.0
ТЭС-всего				345.0	98.0						443.0
ТЭЦ				345.0	98.0						443.0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
Изменение мощности				71.0	18.0						89.0
ТЭС-всего				71.0	18.0						89.0
ТЭЦ				71.0	18.0						89.0
ЕЭС России - всего											
До реконструкции				274.0	80.0						354.0
ТЭС-всего				274.0	80.0						354.0
ТЭЦ				274.0	80.0						354.0
После реконструкции				345.0	98.0						443.0
ТЭС-всего				345.0	98.0						443.0
ТЭЦ				345.0	98.0						443.0
Изменение мощности				71.0	18.0						89.0
ТЭС-всего				71.0	18.0						89.0
ТЭЦ				71.0	18.0						89.0

**Приложение № 9
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2014-2020 годы**

Объемы и структура перемаркировки генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2014-2020 годы

												МВт
Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы	
ОЭС Средней Волги												
Энергосистема Республики Татарстан												
Нижнекамская ТЭЦ-2	ОАО "Татнефть"											
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	
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	70.0						100.0	
ТЭС-всего				30.0	70.0						100.0	
ТЭЦ				30.0	70.0						100.0	
После перемаркировки				20.0	100.0						120.0	
ТЭС-всего				20.0	100.0						120.0	
ТЭЦ				20.0	100.0						120.0	
Изменение мощности				-10.0	30.0						20.0	
ТЭС-всего				-10.0	30.0						20.0	
ТЭЦ				-10.0	30.0						20.0	
ОЭС Урала												
Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа												
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												
Энергосистема Иркутской области												

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
Иркутская ГЭЦ-11	ОАО "Иркутскэнерго"										
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
5 Р-50-130		Уголь	до перемаркировки	50.0							50.0
5 Р-60-130		Уголь	после перемаркировки	60.0							60.0
			изменение	10.0							10.0
6 Т-50-130		Уголь	до перемаркировки	50.0							50.0
6 Т-60-130		Уголь	после перемаркировки	60.0							60.0
			изменение	10.0							10.0
8 Т-79-130		Уголь	до перемаркировки	79.3							79.3
8 Т-100-130		Уголь	после перемаркировки	100.0							100.0
			изменение	20.7							20.7
Всего по станции											
До перемаркировки				229.3							229.3
После перемаркировки				285.0							285.0
Изменение мощности				55.7							55.7
ОЭС Сибири - всего											
До перемаркировки				229.3							229.3
ТЭС-всего				229.3							229.3
ТЭЦ				229.3							229.3
После перемаркировки				285.0							285.0
ТЭС-всего				285.0							285.0
ТЭЦ				285.0							285.0
Изменение мощности				55.7							55.7
ТЭС-всего				55.7							55.7
ТЭЦ				55.7							55.7
ЕЭС России - всего											
До перемаркировки				259.3	70.0	190.0					519.3
ТЭС-всего				259.3	70.0	190.0					519.3
ТЭЦ				259.3	70.0	190.0					519.3
После перемаркировки				305.0	100.0	209.0					614.0
ТЭС-всего				305.0	100.0	209.0					614.0
ТЭЦ				305.0	100.0	209.0					614.0
Изменение мощности				45.7	30.0	19.0					94.7
ТЭС-всего				45.7	30.0	19.0					94.7
ТЭЦ				45.7	30.0	19.0					94.7

Приложение № 10
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2014-2020 годы

**Дополнительные объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и
ЕЭС России на 2014-2020 годы**

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
ОЭС Центра											
Энергосистема г.Москвы и Московской области											
ГРЭС-4 Каширская	ОАО "ИНТЕР РАО-Электрогенерация"										
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
ОЭС Центра - всего											
До модернизации								300.0			300.0
ТЭС-всего								300.0			300.0
КЭС								300.0			300.0
После модернизации								330.0			330.0
ТЭС-всего								330.0			330.0
КЭС								330.0			330.0
Изменение мощности								30.0			30.0
ТЭС-всего								30.0			30.0
КЭС								30.0			30.0
ОЭС Урала											
Энергосистема Оренбургской области											
Ириклинская ГРЭС	ОАО "ИНТЕР РАО-Электрогенерация"										
4 К-300-240		Газ	до модернизации						300.0		300.0
4 К-330-240		Газ	после модернизации						330.0		330.0
			изменение						30.0		30.0
Энергосистема Свердловской области											
Верхнетагильская ГРЭС	ОАО "ИНТЕР РАО-Электрогенерация"										
7 К-165-130		Уголь/Газ	до модернизации					165.0			165.0
7 К-225-130		Уголь/Газ	после модернизации					225.0			225.0
			изменение					60.0			60.0
8 К-165-130		Уголь/Газ	до модернизации						165.0		165.0
8 К-225-130		Уголь/Газ	после модернизации						225.0		225.0
			изменение						60.0		60.0
Всего по станции											
До модернизации								165.0	165.0		330.0
После модернизации								225.0	225.0		450.0
Изменение мощности								60.0	60.0		120.0
Энергосистема Челябинской области											
Челябинская ТЭЦ-2	ОАО "Фортум"										
1 ПТ-60-130		Газ/Уголь	до модернизации					60.0			60.0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
1 ПТ-70-130		Газ/Уголь	после модернизации					70.0			70.0
			изменение					10.0			10.0
2 ПТ-60-130		Газ/Уголь	до модернизации				60.0				60.0
2 ПТ-70-130		Газ/Уголь	после модернизации				70.0				70.0
			изменение				10.0				10.0
3 Т-100-130		Газ/Уголь	до модернизации						100.0		100.0
3 Т-115-130		Газ/Уголь	после модернизации						115.0		115.0
			изменение						15.0		15.0
4 Т-100-130		Газ/Уголь	до модернизации							100.0	100.0
4 Т-115-130		Газ/Уголь	после модернизации							115.0	115.0
			изменение							15.0	15.0
Всего по станции											
До модернизации							60.0	60.0	100.0	100.0	320.0
После модернизации							70.0	70.0	115.0	115.0	370.0
Изменение мощности							10.0	10.0	15.0	15.0	50.0
ОЭС Урала - всего											
До модернизации							60.0	225.0	565.0	100.0	950.0
ТЭС-всего							60.0	225.0	565.0	100.0	950.0
ТЭЦ							60.0	60.0	100.0	100.0	320.0
КЭС								165.0	465.0		630.0
После модернизации							70.0	295.0	670.0	115.0	1150.0
ТЭС-всего							70.0	295.0	670.0	115.0	1150.0
ТЭЦ							70.0	70.0	115.0	115.0	370.0
КЭС								225.0	555.0		780.0
Изменение мощности							10.0	70.0	105.0	15.0	200.0
ТЭС-всего							10.0	70.0	105.0	15.0	200.0
ТЭЦ							10.0	10.0	15.0	15.0	50.0
КЭС								60.0	90.0		150.0
ОЭС Сибири											
Энергосистема Иркутской области											
Иркутская ГЭС	ОАО "Иркутскэнерго"										
2 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации							82.8	82.8
2 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации							110.0	110.0
			изменение							27.2	27.2
4 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации				82.8				82.8
4 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации				110.0				110.0
			изменение				27.2				27.2
7 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации					82.8			82.8
7 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации					110.0			110.0
			изменение					27.2			27.2
8 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации						82.8		82.8
8 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации						110.0		110.0
			изменение						27.2		27.2
Всего по станции											
До модернизации							82.8	82.8	82.8	82.8	331.2
После модернизации							110.0	110.0	110.0	110.0	440.0
Изменение мощности							27.2	27.2	27.2	27.2	108.8
Усть-Илимская ГЭС	ОАО "Иркутскэнерго"										
2 г/а рад.-осевой		нет топлива	до модернизации					240.0			240.0
2 г/а рад.-осевой		нет топлива	после модернизации					250.0			250.0
			изменение					10.0			10.0
4 г/а рад.-осевой		нет топлива	до модернизации			240.0					240.0
4 г/а рад.-осевой		нет топлива	после модернизации			250.0					250.0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
			изменение			10.0					10.0
10 г/а рад.-осевой		нет топлива	до модернизации			240.0					240.0
10 г/а рад.-осевой		нет топлива	после модернизации			250.0					250.0
			изменение			10.0					10.0
12 г/а рад.-осевой		нет топлива	до модернизации				240.0				240.0
12 г/а рад.-осевой		нет топлива	после модернизации				250.0				250.0
			изменение				10.0				10.0
Всего по станции											
До модернизации						480.0	240.0	240.0			960.0
После модернизации						500.0	250.0	250.0			1000.0
Изменение мощности						20.0	10.0	10.0			40.0
Энергосистема Красноярского края											
Назаровская ГРЭС											
7 К-...-240	ОАО "Енисейская ТГК(ТГК-13)"	Уголь	до модернизации	433.0							433.0
7 К-...-240		Уголь	после модернизации	480.0							480.0
			изменение	47.0							47.0
Энергосистема Кемеровской области											
Южно-Кузбасская ГРЭС											
6 Т-88-90	ОАО "Мечел"	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											
11 Т-100-130	ОАО "СИБЭКО"	Уголь	до модернизации						100.0		100.0
11 Т-110-130		Уголь	после модернизации						110.0		110.0
			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		200.0
После модернизации						110.0			110.0		220.0
Изменение мощности						10.0			10.0		20.0
Новосибирская ТЭЦ-2											
8 ПТ-80-130	ОАО "СИБЭКО"	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

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
ОЭС Сибири - всего											
До модернизации				433.0		580.0	410.8	490.8	262.8	82.8	2260.2
ГЭС						480.0	322.8	322.8	82.8	82.8	1291.2
ТЭС-всего				433.0		100.0	88.0	168.0	180.0		969.0
ТЭЦ						100.0	88.0	168.0	180.0		536.0
КЭС				433.0							433.0
После модернизации				480.0		610.0	470.0	570.0	320.0	110.0	2560.0
ГЭС						500.0	360.0	360.0	110.0	110.0	1440.0
ТЭС-всего				480.0		110.0	110.0	210.0	210.0		1120.0
ТЭЦ						110.0	110.0	210.0	210.0		640.0
КЭС				480.0							480.0
Изменение мощности				47.0		30.0	59.2	79.2	57.2	27.2	299.8
ГЭС						20.0	37.2	37.2	27.2	27.2	148.8
ТЭС-всего				47.0		10.0	22.0	42.0	30.0		151.0
ТЭЦ						10.0	22.0	42.0	30.0		104.0
КЭС				47.0							47.0
ЕЭС России - всего											
До модернизации				433.0		580.0	470.8	1015.8	827.8	182.8	3510.2
ГЭС						480.0	322.8	322.8	82.8	82.8	1291.2
ТЭС-всего				433.0		100.0	148.0	693.0	745.0	100.0	2219.0
ТЭЦ						100.0	148.0	228.0	280.0	100.0	856.0
КЭС				433.0				465.0	465.0		1363.0
После модернизации				480.0		610.0	540.0	1195.0	990.0	225.0	4040.0
ГЭС						500.0	360.0	360.0	110.0	110.0	1440.0
ТЭС-всего				480.0		110.0	180.0	835.0	880.0	115.0	2600.0
ТЭЦ						110.0	180.0	280.0	325.0	115.0	1010.0
КЭС				480.0				555.0	555.0		1590.0
Изменение мощности				47.0		30.0	69.2	179.2	162.2	42.2	529.8
ГЭС						20.0	37.2	37.2	27.2	27.2	148.8
ТЭС-всего				47.0		10.0	32.0	142.0	135.0	15.0	381.0
ТЭЦ						10.0	32.0	52.0	45.0	15.0	154.0
КЭС				47.0				90.0	90.0		227.0

**Приложение № 11
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2014-2020 годы**

Дополнительные объемы и структура реконструкции генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2014-2020 годы

МВт											
Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2014-2020 годы
ОЭС Урала											
Энергосистема Республики Башкортостан											
Уфимская ТЭЦ-2											
3 Р-6-29	ООО "БГК"	Газ	после реконструкции	6.0							6.0
			изменение	6.0							6.0
9 ШУ(Т)		Газ	до реконструкции	56.0							56.0
9 ГТ-50(Т)		Газ	после реконструкции	50.0							50.0
			изменение	-6.0							-6.0
Всего по станции											
До реконструкции											
После реконструкции											
Изменение мощности											
Энергосистема Свердловской области											
*ТЭЦ ОАО "ЕВРАЗ НТМК"											
5 Р-12-90	Эл/ст пром.предприятий	Газ	до реконструкции		12.0						12.0
5 К-...-90		Газ	после реконструкции		22.0						22.0
			изменение		10.0						10.0
Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа											
Тюменская ТЭЦ-2											
4 К-215-130	ОАО "Фортум"	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											
ТЭС-всего											
ТЭЦ											
КЭС											
После реконструкции											
ТЭС-всего											
ТЭЦ											
КЭС											
Изменение мощности											

ТЭС-всего					10.0		-35.0				-25.0
ТЭЦ					-12.0		180.0				168.0
КЭС					22.0		-215.0				-193.0
ЕЭС России - всего											
До реконструкции					56.0	12.0	215.0				283.0
ТЭС-всего					56.0	12.0	215.0				283.0
ТЭЦ					56.0	12.0					68.0
КЭС							215.0				215.0
После реконструкции					56.0	22.0	180.0				258.0
ТЭС-всего					56.0	22.0	180.0				258.0
ТЭЦ					56.0		180.0				236.0
КЭС						22.0					22.0
Изменение мощности						10.0	-35.0				-25.0
ТЭС-всего						10.0	-35.0				-25.0
ТЭЦ						-12.0	180.0				168.0
КЭС						22.0	-215.0				-193.0

Приложение № 12
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2014 – 2020 годы

Перспективные балансы мощности по ОЭС и ЕЭС России
с учетом вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и
перемаркировке с высокой вероятностью реализации для базового варианта электропотребления

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

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	1016664,0	1027758,0	1043164,0	1055144,0	1067069,0	1075966,0	1084311,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,1	1,5	1,1	1,1	0,8	0,8
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	3000,0	2683,0	2786,0	3486,0	4156,0	4156,0	4156,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	157219,0	158871,0	161467,0	163288,0	165151,0	166262,0	166939,0
Число часов использования максимума	час	6447	6452	6443	6441	6436	6447	6470
Экспорт мощности	тыс.кВт	3853,0	3853,0	3858,0	3858,0	3858,0	3858,0	3358,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	32152,0	32490,0	33039,0	33424,0	33819,0	34047,0	34183,0
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	193224,0	195214,0	198364,0	200570,0	202828,0	204167,0	204480,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	234858,9	243664,3	248658,9	250594,4	249719,4	251459,4	250667,4
АЭС	тыс.кВт	26146,0	29614,8	30396,6	31149,6	29709,6	31539,6	30789,6
ГЭС	тыс.кВт	47827,7	48197,7	49817,8	50324,3	50397,8	50432,8	50438,8
ТЭС	тыс.кВт	160843,2	165689,6	168118,5	168604,5	169096,0	168971,0	168923,0
ВИЭ	тыс.кВт	42,0	162,2	326,0	516,0	516,0	516,0	516,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	14132,3	13158,9	13422,0	13554,1	13773,0	13734,0	13734,0
Вводы мощности после прохождения	тыс.кВт	2301,5	2492,4	3377,0	1590,1	213,0	2270,0	1250,0

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
максимума								
Запертая мощность	тыс.кВт	4550,0	4280,0	3877,0	3406,0	3217,0	3120,0	3063,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	213875,1	223733,0	227982,9	232044,2	232516,4	232335,4	232620,4
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	20651,1	28519,0	29618,9	31474,2	29688,4	28168,4	28140,4
Импорт мощности	тыс.кВт	300,0	300,0					
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов с учетом импорта	тыс.кВт	20951,1	28819,0	29618,9	31474,2	29688,4	28168,4	28140,4

Примечание: в сводном балансе по ЕЭС России ОЭС Сибири и ОЭС Востока учтены на совмещенный максимум

Баланс мощности ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	984664,0	995297,0	1007458,0	1015775,0	1025580,0	1032640,0	1040603,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,1	1,2	0,8	1,0	0,7	0,8
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	3000,0	2683,0	2786,0	3486,0	4156,0	4156,0	4156,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	152575,0	154152,0	155884,0	157554,0	158986,0	160036,0	160666,0
Число часов использования максимума	час	6434	6439	6445	6425	6425	6427	6451
Экспорт мощности	тыс.кВт	3173,0	3173,0	3178,0	3178,0	3178,0	3178,0	2678,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	31083,0	31405,0	31755,0	32105,0	32401,0	32615,0	32740,0
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	186831,0	188730,0	190817,0	192837,0	194565,0	195829,0	196084,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	225789,1	234295,0	237382,9	239257,4	237754,9	239559,9	238815,9
АЭС	тыс.кВт	26146,0	29614,8	30396,6	31149,6	29709,6	31539,6	30789,6
ГЭС	тыс.кВт	44487,7	44697,7	45200,3	45706,8	45780,3	45815,3	45821,3
ТЭС	тыс.кВт	155113,4	159820,3	161460,0	161885,0	161749,0	161689,0	161689,0
ВИЭ	тыс.кВт	42,0	162,2	326,0	516,0	516,0	516,0	516,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	13913,1	12939,7	13086,7	13253,8	13253,9	13249,9	13249,9
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2251,7	2192,9	3107,0	1590,1	0,0	2270,0	1250,0
Запертая мощность	тыс.кВт	4550,0	4280,0	3877,0	3406,0	3217,0	3120,0	3063,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	205074,3	214882,4	217312,2	221007,5	221284,0	220920,0	221253,0
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	18243,3	26152,4	26495,2	28170,5	26719,0	25091,0	25169,0
Импорт мощности	тыс.кВт	300,0	300,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	18543,3	26452,4	26495,2	28170,5	26719,0	25091,0	25169,0

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

Баланс мощности Европейской части России с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	778266,0	785840,0	795224,0	800776,0	808388,0	814631,0	821421,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,0	1,2	0,7	1,0	0,8	0,8
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	3000,0	2683,0	2786,0	3486,0	4156,0	4156,0	4156,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	121938,0	123065,0	124350,0	125420,0	126585,0	127513,0	128042,0
Число часов использования максимума	час	6358	6364	6373	6357	6353	6356	6383
Экспорт мощности	тыс.кВт	2913,0	2913,0	2918,0	2918,0	2918,0	2918,0	2418,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	24341,0	24566,0	24818,0	25036,0	25273,0	25460,0	25563,0
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	149192,0	150544,0	152086,0	153374,0	154776,0	155891,0	156023,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	174808,7	182476,4	185439,3	187308,8	185801,3	187601,3	186857,3
АЭС	тыс.кВт	26146,0	29614,8	30396,6	31149,6	29709,6	31539,6	30789,6
ГЭС	тыс.кВт	19216,3	19421,3	19918,9	20420,4	20488,9	20518,9	20524,9
ТЭС	тыс.кВт	129404,4	133293,3	134813,0	135238,0	135102,0	135042,0	135042,0
ВИЭ	тыс.кВт	42,0	147,0	310,8	500,8	500,8	500,8	500,8
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	6329,7	6340,1	6487,1	6654,2	6654,3	6650,3	6650,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2251,7	2192,9	2987,0	1590,1	0,0	2270,0	1250,0
Запертая мощность	тыс.кВт	775,0	612,0	457,0	421,0	397,0	394,0	389,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	165452,3	173331,4	175508,2	178643,5	178750,0	178287,0	178568,0
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	16260,3	22787,4	23422,2	25269,5	23974,0	22396,0	22545,0
Импорт мощности	тыс.кВт	300,0	300,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	16560,3	23087,4	23422,2	25269,5	23974,0	22396,0	22545,0

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

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	90920,0	91659,0	92848,0	92796,0	93599,0	94329,0	94385,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,8	1,3	-0,1	0,9	0,8	0,1
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	14468,0	14547,0	14709,0	14733,0	14857,0	14966,0	14965,0
Число часов использования максимума	час	6284	6301	6312	6299	6300	6303	6307
Экспорт мощности	тыс.кВт	2108,0	2108,0	2108,0	2108,0	2108,0	2108,0	2108,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2751,0	2765,0	2795,0	2799,0	2823,0	2844,0	2843,0
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	19327,0	19420,0	19612,0	19640,0	19788,0	19918,0	19916,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	23388,8	24668,8	24739,3	25909,3	24469,3	25199,3	24199,3
АЭС	тыс.кВт	5760,0	6930,0	6930,0	8100,0	6660,0	7390,0	6390,0
ГЭС	тыс.кВт	2947,3	2947,3	2947,3	2947,3	2947,3	2947,3	2947,3
ТЭС	тыс.кВт	14675,1	14785,1	14855,8	14855,8	14855,8	14855,8	14855,8
ВИЭ	тыс.кВт	6,4	6,4	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1061,5	1061,5	1052,5	1052,5	1052,5	1052,5	1052,5
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0	0	100	1170	0	1170	0
Запертая мощность	тыс.кВт	775	612	457	421	397	394	389
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	21552,3	22995,3	23129,8	23265,8	23019,8	22582,8	22757,8
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	2225,3	3575,3	3517,8	3625,8	3231,8	2664,8	2841,8

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

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	232978,0	235276,0	237430,0	239598,0	242193,0	244321,0	246229,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,0	0,9	0,9	1,1	0,9	0,8
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	3000,0	2580,0	2580,0	3280,0	3950,0	3950,0	3950,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	38809,0	39225,0	39646,0	40076,0	40457,0	40785,0	40920,0
Число часов использования максимума	час	5926	5932	5924	5897	5889	5894	5921
Экспорт мощности	тыс.кВт	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	0,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	8540,0	8632,0	8722,0	8817,0	8901,0	8973,0	9002,0
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	47849,0	48357,0	48868,0	49393,0	49858,0	50258,0	49922,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	54375,3	56029,5	57391,3	57379,3	57379,3	57389,3	57639,3
АЭС	тыс.кВт	12834,0	14032,8	14814,6	14397,6	14397,6	14397,6	14647,6
ГЭС	тыс.кВт	1788,6	1788,6	2208,6	2638,6	2638,6	2648,6	2648,6
ТЭС	тыс.кВт	39752,7	40208,1	40323,1	40298,1	40298,1	40298,1	40298,1
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	577,6	577,6	622,6	597,6	597,6	597,6	597,6
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	1010	449,9	1618,8	420	0	0	1250
Запертая мощность	тыс.кВт	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	52787,7	55002	55149,9	56361,7	56781,7	56791,7	55791,7
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	4938,7	6645	6281,9	6968,7	6923,7	6533,7	5869,7

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

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	109686,0	110702,0	111934,0	112425,0	113037,0	113656,0	114492,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,9	1,1	0,4	0,5	0,5	0,7
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	17557,0	17729,0	17827,0	17933,0	17999,0	18088,0	18176,0
Число часов использования максимума	час	6247	6244	6279	6269	6280	6284	6299
Экспорт мощности	тыс.кВт	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2897,0	2926,0	2941,0	2959,0	2970,0	2985,0	2999,0
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	20464,0	20665,0	20778,0	20902,0	20979,0	21083,0	21185,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	26486,2	27220,7	27264,2	27355,7	27394,7	27394,7	27400,7
АЭС	тыс.кВт	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ГЭС	тыс.кВт	6845,5	6878,0	6921,5	6968,0	7007,0	7007,0	7013,0
ТЭС	тыс.кВт	15568,7	16270,7	16270,7	16270,7	16270,7	16270,7	16270,7
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	45,0	45,0	45,0	45,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	2102,7	2098,1	2098,1	2143,1	2143,1	2143,1	2143,1
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0	0	0	0	0	0	0
Запертая мощность	тыс.кВт	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	24383,5	25122,6	25166,1	25212,6	25251,6	25251,6	25257,6
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	3919,5	4457,6	4388,1	4310,6	4272,6	4168,6	4072,6

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

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	85734,0	87053,0	88837,0	90338,0	91829,0	93423,0	94691,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,5	2,0	1,7	1,7	1,7	1,4
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	0,0	103,0	206,0	206,0	206,0	206,0	206,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	14194,0	14400,0	14658,0	14902,0	15119,0	15365,0	15557,0
Число часов использования максимума	час	6040	6038	6047	6048	6060	6067	6073
Экспорт мощности	тыс.кВт	195,0	195,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2769,0	2808,0	2858,0	2906,0	2948,0	2996,0	3034,0
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	17158,0	17403,0	17716,0	18008,0	18267,0	18561,0	18791,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	19819,0	21465,5	21546,6	21676,6	21706,1	22746,1	22746,1
АЭС	тыс.кВт	2000,0	3100,0	3100,0	3100,0	3100,0	4200,0	4200,0
ГЭС	тыс.кВт	5783,2	5949,7	5970,8	5995,8	6025,3	6025,3	6025,3
ТЭС	тыс.кВт	12002,4	12322,4	12322,4	12322,4	12322,4	12262,4	12262,4
ВИЭ	тыс.кВт	33,4	93,4	153,4	258,4	258,4	258,4	258,4
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1340,4	1400,4	1460,8	1567,9	1568,7	1564,7	1564,7
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	431,7	6,0	8,2	0,1	0,0	1100,0	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	18046,9	20059,1	20077,6	20108,6	20137,4	20081,4	21181,4
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	888,9	2656,1	2361,6	2100,6	1870,4	1520,4	2390,4

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

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	258948,0	261150,0	264175,0	265619,0	267730,0	268902,0	271624,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,9	1,2	0,5	0,8	0,4	1,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	36910,0	37164,0	37510,0	37776,0	38153,0	38309,0	38424,0
Число часов использования максимума	час	7016	7027	7043	7031	7017	7019	7069
Экспорт мощности	тыс.кВт	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	7384,0	7435,0	7502,0	7555,0	7631,0	7662,0	7685,0
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	44394,0	44699,0	45112,0	45431,0	45884,0	46071,0	46209,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	50739,4	53091,9	54497,9	54987,9	54851,9	54871,9	54871,9
АЭС	тыс.кВт	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ГЭС	тыс.кВт	1851,7	1857,7	1870,7	1870,7	1870,7	1890,7	1890,7
ТЭС	тыс.кВт	47405,5	49707,0	51041,0	51491,0	51355,0	51355,0	51355,0
ВИЭ	тыс.кВт	2,2	47,2	106,2	146,2	146,2	146,2	146,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1247,5	1202,5	1253,1	1293,1	1292,4	1292,4	1292,4
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	810,0	1737,0	1260,0	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	48682,0	50152,5	51984,9	53694,9	53559,6	53579,6	53579,6
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	4288,0	5453,5	6872,9	8263,9	7675,6	7508,6	7370,6
Импорт мощности	тыс.кВт	300,0	300,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)резервов	тыс.кВт	4588,0	5753,5	6872,9	8263,9	7675,6	7508,6	7370,6

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения совмещенного максимума с ЕЭС с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	206398,0	209457,0	212234,0	214999,0	217192,0	218009,0	219182,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,5	1,3	1,3	1,0	0,4	0,5
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	30637,0	31087,0	31534,0	32134,0	32401,0	32523,0	32624,0
Число часов использования максимума	час	6737	6738	6730	6691	6703	6703	6718
Экспорт мощности	тыс.кВт	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	6742,0	6839,0	6937,0	7069,0	7128,0	7155,0	7177,0
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	37639,0	38186,0	38731,0	39463,0	39789,0	39938,0	40061,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	50980,4	51818,6	51943,6	51948,6	51953,6	51958,6	51958,6
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	25271,4	25276,4	25281,4	25286,4	25291,4	25296,4	25296,4
ТЭС	тыс.кВт	25709,0	26527,0	26647,0	26647,0	26647,0	26647,0	26647,0
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	7583,4	6599,6	6599,6	6599,6	6599,6	6599,6	6599,6
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0	0	120	0	0	0	0
Запертая мощность	тыс.кВт	3775	3668	3420	2985	2820	2726	2674
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	39622	41551	41804	42364	42534	42633	42685
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	1983	3365	3073	2901	2745	2695	2624

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения собственного максимума с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	206398,0	209457,0	212234,0	214999,0	217192,0	218009,0	219182,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,5	1,3	1,3	1,0	0,4	0,5
Собственный максимум	тыс.кВт	31847,0	32313,0	32764,0	33365,0	33621,0	33743,0	33849,0
Число часов использования максимума	час	6481	6482	6478	6444	6460	6461	6475
Экспорт мощности	тыс.кВт	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	7006,0	7109,0	7208,0	7340,0	7397,0	7432,0	7447,0
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	39113,0	39682,0	40232,0	40965,0	41278,0	41435,0	41556,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	50980,4	51818,6	51943,6	51948,6	51953,6	51958,6	51958,6
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	25271,4	25276,4	25281,4	25286,4	25291,4	25296,4	25296,4
ТЭС	тыс.кВт	25709,0	26527,0	26647,0	26647,0	26647,0	26647,0	26647,0
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	7583,4	6599,6	6599,6	6599,6	6599,6	6599,6	6599,6
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0	0	120	0	0	0	0
Запертая мощность	тыс.кВт	3510	3400	3147	2702	2533	2438	2385
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	39887	41819	42077	42647	42821	42921	42974
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	774	2137	1845	1682	1543	1486	1418

Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения совмещенного максимума с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	32000,0	32461,0	35706,0	39369,0	41489,0	43326,0	43708,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,4	10,0	10,3	5,4	4,4	0,9
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	4644,0	4719,0	5583,0	5734,0	6165,0	6226,0	6273,0
Число часов использования максимума	час	6891	6879	6395	6866	6730	6959	6968
Экспорт мощности	тыс.кВт	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	1069,0	1085,0	1284,0	1319,0	1418,0	1432,0	1443,0
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	6393,0	6484,0	7547,0	7733,0	8263,0	8338,0	8396,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	9069,8	9369,3	11276,0	11337,0	11964,5	11899,5	11851,5
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	3340	3500	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	тыс.кВт	5729,8	5869,3	6658,5	6719,5	7347,0	7282,0	7234,0
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	219,2	219,2	335,3	300,3	519,1	484,1	484,1
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	49,8	299,5	270,0	0,0	213,0	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	8800,8	8850,6	10670,7	11036,7	11232,4	11415,4	11367,4
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	2407,8	2366,6	3123,7	3303,7	2969,4	3077,4	2971,4

Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения собственного максимума с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	32000,0	32461,0	35706,0	39369,0	41489,0	43326,0	43708,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,4	10,0	10,3	5,4	4,4	0,9
Собственный максимум	тыс.кВт	5529,0	5618,0	6646,0	6825,0	7338,0	7412,0	7462,0
Число часов использования максимума	час	5788	5778	5373	5768	5654	5845	5857
Экспорт мощности	тыс.кВт	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	1272,0	1292,0	1529,0	1570,0	1688,0	1705,0	1716,0
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	7481,0	7590,0	8855,0	9075,0	9706,0	9797,0	9858,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	9069,8	9369,3	11276,0	11337,0	11964,5	11899,5	11851,5
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	3340	3500	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	тыс.кВт	5729,8	5869,3	6658,5	6719,5	7347,0	7282,0	7234,0
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	219,2	219,2	335,3	300,3	519,1	484,1	484,1
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	49,8	299,5	270,0	0,0	213,0	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	8800,8	8850,6	10670,7	11036,7	11232,4	11415,4	11367,4
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	1319,8	1260,6	1815,4	1961,4	1526,4	1618,4	1509,4

Приложение №13
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2014 – 2020 годы

Региональная структура перспективных балансов мощности с учётом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации. Базовый вариант электропотребления на 2014 – 2020 годы

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Северо-Запада с учётом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации. Базовый вариант электропотребления

МВт

ОЭС Северо-Запада	2013 г. отчёт	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Максимум ОЭС совмещенный с ЕЭС	14191	14468	14547	14709	14733	14857	14966	14965
ОЭС Архангельской области								
Потребность (собственный максимум)	1184	1258	1260	1261	1264	1265	1266	1267
Покрытие (установленная мощность)	1685.5	1685.5	1685.5	1685.5	1685.5	1685.5	1685.5	1685.5
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1685.5	1685.5	1685.5	1685.5	1685.5	1685.5	1685.5	1685.5
ВИЭ								
ОЭС Калининградской области								
Потребность (собственный максимум)	799	850	883	915	946	976	999	1010
Покрытие (установленная мощность)	954.1	969.6	969.6	940.3	940.3	940.3	940.3	940.3
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
ТЭС	947.3	962.8	962.8	933.5	933.5	933.5	933.5	933.5
ВИЭ	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1
ОЭС Республики Карелия								
Потребность (собственный максимум)	1148	1140	1147	1147	1151	1151	1152	1152
Покрытие (установленная мощность)	1111.1	1111.1	1111.1	1111.1	1111.1	1111.1	1111.1	1111.1
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	639.1	639.1	639.1	639.1	639.1	639.1	639.1	639.1
ТЭС	472.0	472.0	472.0	472.0	472.0	472.0	472.0	472.0
ВИЭ								
ОЭС Мурманской области								
Потребность (собственный максимум)	1815	1873	1883	1895	1901	1912	1919	1873
Покрытие (установленная мощность)	3677.9	3676.9	3676.9	3676.7	3676.7	3236.7	2796.7	2796.7
в том числе:								
АЭС	1760.0	1760.0	1760.0	1760.0	1760.0	1320.0	880.0	880.0
ГЭС	1594.6	1593.7	1593.7	1593.7	1593.7	1593.7	1593.7	1593.7
ТЭС	322.0	322.0	322.0	322.0	322.0	322.0	322.0	322.0
ВИЭ	1.3	1.3	1.3	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
ОЭС Республики Коми								
Потребность (собственный максимум)	1307	1356	1367	1377	1383	1389	1395	1401
Покрытие (установленная мощность)	2334.4	2322.4	2322.4	2322.4	2322.4	2322.4	2322.4	2322.4
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2334.4	2322.4	2322.4	2322.4	2322.4	2322.4	2322.4	2322.4
ВИЭ								
ОЭС Ленинградской области и г. Санкт-Петербурга								
Потребность (собственный максимум)	7146	7675	7691	7802	7771	7848	7920	7935
Покрытие (установленная мощность)	12762.7	12762.7	14042.7	14142.7	15312.7	14312.7	15482.7	14482.7
в том числе:								

ОЭС Центра	2013 г. отчёт	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ЭС Костромской области								
Потребность (собственный максимум)	655	670	669	670	672	672	672	672
Покрытие (установленная мощность)	3824.0	3824.0	3824.0	3824.0	3824.0	3824.0	3824.0	3824.0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	3824.0	3824.0	3824.0	3824.0	3824.0	3824.0	3824.0	3824.0
ВИЭ								
ЭС Курской области								
Потребность (собственный максимум)	1214	1267	1290	1289	1286	1316	1317	1269
Покрытие (установленная мощность)	4320.7	4320.7	4320.7	4435.7	4435.7	4435.7	4435.7	4685.7
в том числе:								
АЭС	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0	4250.0
ГЭС								
ТЭС	320.7	320.7	320.7	435.7	435.7	435.7	435.7	435.7
ВИЭ								
ЭС Липецкой области								
Потребность (собственный максимум)	1704	1767	1784	1797	1809	1822	1829	1836
Покрытие (установленная мощность)	1070.5	1110.5	1110.5	1155.5	1155.5	1155.5	1155.5	1155.5
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1070.5	1110.5	1110.5	1110.5	1110.5	1110.5	1110.5	1110.5
ВИЭ				45.0	45.0	45.0	45.0	45.0
ЭС Московской области и г. Москва								
Потребность (собственный максимум)	16793	18201	18368	18562	18770	18964	19192	19297
Покрытие (установленная мощность)	18190.5	18892.0	19538.9	19958.9	20378.9	20378.9	20378.9	20378.9
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	83.4	83.4	83.4	83.4	83.4	83.4	83.4	83.4
ГАЭС	1200.0	1200.0	1200.0	1620.0	2040.0	2040.0	2040.0	2040.0
ТЭС	16907.1	17608.6	18255.5	18255.5	18255.5	18255.5	18255.5	18255.5
ВИЭ								
ЭС Орловской области								
Потребность (собственный максимум)	480	505	507	512	518	522	527	528
Покрытие (установленная мощность)	396.0	396.0	396.0	396.0	396.0	396.0	396.0	396.0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	396.0	396.0	396.0	396.0	396.0	396.0	396.0	396.0
ВИЭ								
ЭС Рязанской области								
Потребность (собственный максимум)	1011	1137	1146	1154	1167	1180	1191	1200
Покрытие (установленная мощность)	3641.0	3756.0	3816.0	3816.0	3791.0	3791.0	3791.0	3791.0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	3641.0	3756.0	3816.0	3816.0	3791.0	3791.0	3791.0	3791.0
ВИЭ								
ЭС Смоленской области								
Потребность (собственный максимум)	1039	1051	1069	976	1019	1026	1027	1028
Покрытие (установленная мощность)	4033.0	4033.0	4033.0	4033.0	4033.0	4033.0	4033.0	4033.0
в том числе:								
АЭС	3000.0	3000.0	3000.0	3000.0	3000.0	3000.0	3000.0	3000.0
ГЭС								
ТЭС	1033.0	1033.0	1033.0	1033.0	1033.0	1033.0	1033.0	1033.0
ВИЭ								
ЭС Тамбовской области								
Потребность (собственный максимум)	609	638	645	646	647	648	650	651
Покрытие (установленная мощность)	381.0	381.0	381.0	381.0	381.0	381.0	381.0	381.0
в том числе:								

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Юга с учётом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации. **Базовый вариант электропотребления**

МВт

ОЭС Юга	2013 г. отчёт	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Максимум ОЭС совмещенный с ЕЭС	12577	14194	14400	14658	14902	15119	15365	15557
ЭС Астраханской области								
Потребность (собственный максимум)	751	786	796	799	803	809	809	809
Покрытие (установленная мощность)	754.0	828.0	888.0	903.0	918.0	918.0	918.0	918.0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	754.0	798.0	798.0	798.0	798.0	798.0	798.0	798.0
ВИЭ		30.0	90.0	105.0	120.0	120.0	120.0	120.0
ЭС Волгоградской области								
Потребность (собственный максимум)	2757	2522	2551	2566	2582	2608	2633	2647
Покрытие (установленная мощность)	4206.3	4216.8	4227.3	4267.8	4333.8	4354.8	4294.8	4294.8
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	2651.0	2661.5	2672.0	2682.5	2703.5	2724.5	2724.5	2724.5
ТЭС	1555.3	1555.3	1555.3	1555.3	1555.3	1555.3	1495.3	1495.3
ВИЭ				30.0	75.0	75.0	75.0	75.0
ЭС Чеченской Республики								
Потребность (собственный максимум)	455	457	469	482	494	503	512	520
Покрытие (установленная мощность)								
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС								
ВИЭ								
ЭС Республики Дагестан								
Потребность (собственный максимум)	1096	1152	1170	1188	1207	1226	1245	1265
Покрытие (установленная мощность)	1822.1	1932.1	1942.1	1942.1	1942.1	1942.1	1942.1	1942.1
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1786.1	1896.1	1906.1	1906.1	1906.1	1906.1	1906.1	1906.1
ТЭС	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0
ВИЭ								
ЭС Республики Ингушетия								
Потребность (собственный максимум)	125	130	133	136	140	143	147	150
Покрытие (установленная мощность)								
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС								
ВИЭ								
ЭС Кабардино-Балкарской Республики								
Потребность (собственный максимум)	289	296	299	301	303	303	304	304
Покрытие (установленная мощность)	179.5	208.3	208.3	208.3	208.3	208.3	208.3	208.3
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	157.5	186.3	186.3	186.3	186.3	186.3	186.3	186.3
ТЭС	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0
ВИЭ								
ЭС Республики Калмыкия								
Потребность (собственный максимум)	92	102	109	116	120	120	120	120
Покрытие (установленная мощность)	19.0	21.4	21.4	21.4	66.4	66.4	66.4	66.4
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0
ВИЭ	1.0	3.4	3.4	3.4	48.4	48.4	48.4	48.4

ОЭС Юга	2013 г. отчёт	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ЭС Карачаево-Черкесской Республики								
Потребность (собственный максимум)	214	225	225	226	226	227	227	228
Покрытие (установленная мощность)	180.6	180.6	321.8	326.5	326.5	326.5	326.5	326.5
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	160.6	160.6	161.8	166.5	166.5	166.5	166.5	166.5
ГАЭС			140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0
ТЭС	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
ВИЭ								
ЭС Краснодарского края и Республики Адыгея								
Потребность (собственный максимум)	3990	4105	4170	4256	4375	4508	4639	4736
Покрытие (установленная мощность)	2525.2	2666.2	2616.2	2616.2	2616.2	2616.2	2616.2	2616.2
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	86.7	86.7	86.7	86.7	86.7	86.7	86.7	86.7
ТЭС	2438.5	2579.5	2529.5	2529.5	2529.5	2529.5	2529.5	2529.5
ВИЭ								
ЭС Ростовской области								
Потребность (собственный максимум)	2857	3039	3074	3158	3212	3222	3272	3313
Покрытие (установленная мощность)	4875.8	4875.8	6345.8	6345.8	6345.8	6345.8	7445.8	7445.8
в том числе:								
АЭС	2000.0	2000.0	3100.0	3100.0	3100.0	3100.0	4200.0	4200.0
ГЭС	211.5	211.5	211.5	211.5	211.5	211.5	211.5	211.5
ТЭС	2664.3	2664.3	3034.3	3034.3	3034.3	3034.3	3034.3	3034.3
ВИЭ								
ЭС Республики Северная Осетия-Алания								
Потребность (собственный максимум)	396	413	425	438	447	452	457	460
Покрытие (установленная мощность)	106.9	106.9	106.9	106.9	107.2	107.8	107.8	107.8
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	100.9	100.9	100.9	100.9	101.2	101.8	101.8	101.8
ТЭС	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
ВИЭ								
ЭС Ставропольского края								
Потребность (собственный максимум)	1583	1610	1631	1655	1669	1684	1698	1711
Покрытие (установленная мощность)	4633.0	4782.9	4787.7	4808.6	4812.3	4820.2	4820.2	4820.2
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	479.5	479.5	484.3	490.2	493.9	501.8	501.8	501.8
ТЭС	4153.5	4303.4	4303.4	4303.4	4303.4	4303.4	4303.4	4303.4
ВИЭ				15.0	15.0	15.0	15.0	15.0

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Сибири с учётом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации.

Базовый вариант электропотребления

МВт

ОЭС Сибири	2013 г. отчёт	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Максимум ОЭС совмещенный с ЕЭС	28483	30637	31087	31534	32134	32401	32523	32624
ОЭС Республики Алтай и Алтайского края								
Потребность (собственный максимум)	1869	2068	2083	2091	2096	2101	2106	2111
Покрытие (установленная мощность)	1519.6	1574.6	1584.6	1584.6	1584.6	1584.6	1584.6	1584.6
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1519.6	1574.6	1574.6	1574.6	1574.6	1574.6	1574.6	1574.6
ВИЭ			10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
ОЭС Республики Бурятия								
Потребность (собственный максимум)	969	1005	1009	1018	1023	1026	1028	1026
Покрытие (установленная мощность)	1333.2	1333.2	1333.2	1333.2	1333.2	1333.2	1333.2	1333.2
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1333.2	1333.2	1333.2	1333.2	1333.2	1333.2	1333.2	1333.2
ВИЭ								
ОЭС Иркутской области								
Потребность (собственный максимум)	7918	8050	8066	8221	8561	8710	8740	8786
Покрытие (установленная мощность)	13255.1	13315.8	13315.8	13315.8	13315.8	13315.8	13315.8	13315.8
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	9088.4	9088.4	9088.4	9088.4	9088.4	9088.4	9088.4	9088.4
ТЭС	4166.7	4227.4	4227.4	4227.4	4227.4	4227.4	4227.4	4227.4
ВИЭ								
ОЭС Красноярского края								
Потребность (собственный максимум)	6 135	6 504	6 791	6 985	7 163	7 182	7 208	7 228
Покрытие (установленная мощность)	13763.4	14912.4	15712.4	15712.4	15712.4	15712.4	15712.4	15712.4
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	8003.0	9002.0	9002.0	9002.0	9002.0	9002.0	9002.0	9002.0
ТЭС	5760.4	5910.4	6710.4	6710.4	6710.4	6710.4	6710.4	6710.4
ВИЭ								
ОЭС Кемеровской области								
Потребность (собственный максимум)	4711	4956	5015	5061	5079	5087	5094	5099
Покрытие (установленная мощность)	5064.5	5392.5	5392.5	5392.5	5392.5	5392.5	5392.5	5392.5
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	5064.5	5392.5	5392.5	5392.5	5392.5	5392.5	5392.5	5392.5
ВИЭ								
ОЭС Новосибирской области								
Потребность (собственный максимум)	2623	2917	2957	2968	2976	2984	2991	2998
Покрытие (установленная мощность)	3014.5	3012.5	3017.5	3022.5	3027.5	3032.5	3037.5	3037.5
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	460.0	460.0	465.0	470.0	475.0	480.0	485.0	485.0
ТЭС	2554.5	2552.5	2552.5	2552.5	2552.5	2552.5	2552.5	2552.5
ВИЭ								
ОЭС Омской области								
Потребность (собственный максимум)	1812	1905	1929	1950	1986	2031	2059	2075
Покрытие (установленная мощность)	1556.2	1584.2	1602.2	1722.2	1722.2	1722.2	1722.2	1722.2
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1556.2	1584.2	1602.2	1722.2	1722.2	1722.2	1722.2	1722.2

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Востока с учётом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации.

Базовый вариант электропотребления

МВт

ОЭС Востока	2013 г. отчёт	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Максимум ОЭС совмещенный с ЕЭС	4709	4644	4719	5583	5734	6165	6226	6273
ЭС Амурской области								
Потребность (собственный максимум)	1400	1405	1434	1470	1506	1533	1550	1560
Покрытие (установленная мощность)	3722.0	3722.0	3882.0	4133.0	4133.0	4133.0	4133.0	4133.0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	3340.0	3340.0	3500.0	3660.0	3660.0	3660.0	3660.0	3660.0
ТЭС	382.0	382.0	382.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0
ВИЭ								
ЭС Хабаровского края и Еврейской автономной области								
Потребность (собственный максимум)	1620	1680	1712	1744	1765	1781	1828	1847
Покрытие (установленная мощность)	2109.0	2109.0	2109.0	2109.0	2109.0	2091.5	2061.5	2013.5
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2109.0	2109.0	2109.0	2109.0	2109.0	2091.5	2061.5	2013.5
ВИЭ								
ЭС Приморского края								
Потребность (собственный максимум)	2210	2276	2285	2309	2339	2753	2746	2751
Покрытие (установленная мощность)	2612.0	2620.8	2760.3	2760.3	2760.3	3485.3	3485.3	3485.3
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2612.0	2620.8	2760.3	2760.3	2760.3	3485.3	3485.3	3485.3
ВИЭ								
ЭС Республики Саха (Якутия)								
Потребность (собственный максимум)	271	304	325	1286	1383	1451	1470	1488
Покрытие (установленная мощность)	618.0	618.0	618.0	2273.7	2334.7	2254.7	2219.7	2219.7
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.0	0.0	0.0	957.5	957.5	957.5	957.5	957.5
ТЭС	618.0	618.0	618.0	1316.2	1377.2	1297.2	1262.2	1262.2
ВИЭ								

* С 2016 года учитывается присоединение к Южному энергорайону Республики Саха (Якутия) Центрального и Западного энергорайонов

Приложение № 14
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2014 – 2020 годы

Перспективные балансы мощности по ОЭС и ЕЭС России
с учетом дополнительных вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации,
реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

Баланс мощности ЕЭС России с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	1016664,0	1027758,0	1043164,0	1055144,0	1067069,0	1075966,0	1084311,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,1	1,5	1,1	1,1	0,8	0,8
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	3000,0	2683,0	2786,0	3486,0	4156,0	4156,0	4156,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	157219,0	158871,0	161467,0	163288,0	165151,0	166262,0	166939,0
Число часов использования максимума	час	6447	6452	6443	6441	6436	6447	6470
Экспорт мощности	тыс.кВт	3853,0	3853,0	3858,0	3858,0	3858,0	3858,0	3358,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	32152,0	32490,0	33039,0	33424,0	33819,0	34047,0	34183,0
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	193224,0	195214,0	198364,0	200570,0	202828,0	204167,0	204480,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	233843,0	243938,1	250891,5	255864,5	259390,8	262916,9	266135,0
АЭС	тыс.кВт	26146,0	29614,8	30396,6	31249,6	31003,6	32833,6	33337,6
ГЭС	тыс.кВт	47863,7	48233,7	49873,8	50417,5	50528,2	50590,4	51013,6
ТЭС	тыс.кВт	159791,3	165701,4	169271,1	171692,4	174997,0	176630,9	178821,8
ВИЭ	тыс.кВт	42,0	388,2	1350,0	2505,0	2862,0	2862,0	2962,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	14079,6	13317,4	14298,8	15400,9	17149,1	17115,1	18309,1
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2417,1	3659,6	5590,9	3812,4	2507,1	4266,9	4196,9

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Запертая мощность	тыс.кВт	4550	4280	4067	3706	4152	4662	5461
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	212796,3	222681,1	226934,8	232945,2	235582,6	236872,9	238168,0
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	19572,3	27467,1	28570,8	32375,2	32754,6	32705,9	33688,0
Импорт мощности	тыс.кВт	300,0	300,0					
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	19872,3	27767,1	28570,8	32375,2	32754,6	32705,9	33688,0

Примечание: в сводном балансе по ЕЭС России ОЭС Сибири и ОЭС Востока учтены на совмещенный максимум

Баланс мощности ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	984664,0	995297,0	1007458,0	1015775,0	1025580,0	1032640,0	1040603,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,1	1,2	0,8	1,0	0,7	0,8
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	3000,0	2683,0	2786,0	3486,0	4156,0	4156,0	4156,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	152575,0	154152,0	155884,0	157554,0	158986,0	160036,0	160666,0
Число часов использования максимума	час	6434	6439	6445	6425	6425	6427	6451
Экспорт мощности	тыс.кВт	3173,0	3173,0	3178,0	3178,0	3178,0	3178,0	2678,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	31083,0	31405,0	31755,0	32105,0	32401,0	32615,0	32740,0
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	186831,0	188730,0	190817,0	192837,0	194565,0	195829,0	196084,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	224773,2	234568,8	239660,5	244045,4	247011,1	250212,3	253310,4
АЭС	тыс.кВт	26146,0	29614,8	30396,6	31249,6	31003,6	32833,6	33337,6
ГЭС	тыс.кВт	44523,7	44733,7	45256,3	45800,0	45910,7	45972,9	46396,1
ТЭС	тыс.кВт	154061,5	159832,1	162657,6	164970,8	167810,8	169119,8	171190,7
ВИЭ	тыс.кВт	42,0	388,2	1350,0	2025,0	2286,0	2286,0	2386,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	13860,4	13098,2	13963,5	14620,6	16054,0	16055,0	17249,0
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2367,3	3360,1	5320,9	3667,3	2294,1	3676,9	3561,9
Запертая мощность	тыс.кВт	4550	4280	4067	3706	4152	4662	5461
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	203995,5	213830,5	216309,1	222051,5	224511,0	225818,4	227038,5
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	17164,5	25100,5	25492,1	29214,5	29946,0	29989,4	30954,5
Импорт мощности	тыс.кВт	300,0	300,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	17464,5	25400,5	25492,1	29214,5	29946,0	29989,4	30954,5

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

Баланс мощности Европейской части России с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	778266,0	785840,0	795224,0	800776,0	808388,0	814631,0	821421,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,0	1,2	0,7	1,0	0,8	0,8
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	3000,0	2683,0	2786,0	3486,0	4156,0	4156,0	4156,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	121938,0	123065,0	124350,0	125420,0	126585,0	127513,0	128042,0
Число часов использования максимума	час	6358	6364	6373	6357	6353	6356	6383
Экспорт мощности	тыс.кВт	2913,0	2913,0	2918,0	2918,0	2918,0	2918,0	2418,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	24341,0	24566,0	24818,0	25036,0	25273,0	25460,0	25563,0
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	149192,0	150544,0	152086,0	153374,0	154776,0	155891,0	156023,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	173709,8	182667,2	187313,9	191345,6	192410,2	195034,1	197461,0
АЭС	тыс.кВт	26146,0	29614,8	30396,6	31249,6	31003,6	32833,6	33337,6
ГЭС	тыс.кВт	19216,3	19421,3	19918,9	20420,4	20488,9	20518,9	20914,9
ТЭС	тыс.кВт	128305,6	133258,2	135759,6	137857,8	138838,9	139602,8	141029,7
ВИЭ	тыс.кВт	42,0	373,0	1238,8	1817,8	2078,8	2078,8	2178,8
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	6261,0	6482,6	7251,9	7813,0	9246,4	9247,4	10441,4
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2367,3	3360,1	5176,9	3547,3	1104,1	3161,9	3561,9
Запертая мощность	тыс.кВт	775	612	457	421	397	444	439
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	164306,5	172212,5	174428,1	179564,3	181662,7	182180,8	183018,7
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	15114,5	21668,5	22342,1	26190,3	26886,7	26289,8	26995,7
Импорт мощности	тыс.кВт	300,0	300,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	15414,5	21968,5	22342,1	26190,3	26886,7	26289,8	26995,7

Баланс мощности ОЭС Северо-Запада с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	90920,0	91659,0	92848,0	92796,0	93599,0	94329,0	94385,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,8	1,3	-0,1	0,9	0,8	0,1
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	14468,0	14547,0	14709,0	14733,0	14857,0	14966,0	14965,0
Число часов использования максимума	час	6284	6301	6312	6299	6300	6303	6307
Экспорт мощности	тыс.кВт	2108,0	2108,0	2108,0	2108,0	2108,0	2108,0	2108,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2751,0	2765,0	2795,0	2799,0	2823,0	2844,0	2843,0
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	19327,0	19420,0	19612,0	19640,0	19788,0	19918,0	19916,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	23388,8	25083,0	25376,6	26877,6	26681,6	27411,6	28545,6
АЭС	тыс.кВт	5760,0	6930,0	6930,0	8100,0	7854,0	8584,0	8778,0
ГЭС	тыс.кВт	2947,3	2947,3	2947,3	2947,3	2947,3	2947,3	3337,3
ТЭС	тыс.кВт	14675,1	15197,4	15491,2	15607,2	15657,2	15657,2	16107,2
ВИЭ	тыс.кВт	6,4	8,4	8,2	223,2	223,2	223,2	323,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1061,5	1063,5	1051,5	1266,5	2460,5	2460,5	3654,5
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0	412,3	342	1286	50	1170	940
Запертая мощность	тыс.кВт	775	612	457	421	397	444	439
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	21552,3	22995,2	23526,1	23904,1	23774,1	23337,1	23512,1
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	2225,3	3575,2	3914,1	4264,1	3986,1	3419,1	3596,1

Баланс мощности ОЭС Центра с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	232978,0	235276,0	237430,0	239598,0	242193,0	244321,0	246229,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,0	0,9	0,9	1,1	0,9	0,8
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	3000,0	2580,0	2580,0	3280,0	3950,0	3950,0	3950,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	38809,0	39225,0	39646,0	40076,0	40457,0	40785,0	40920,0
Число часов использования максимума	час	5926	5932	5924	5897	5889	5894	5921
Экспорт мощности	тыс.кВт	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	0,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	8540,0	8632,0	8722,0	8817,0	8901,0	8973,0	9002,0
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	47849,0	48357,0	48868,0	49393,0	49858,0	50258,0	49922,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	53261,9	55447,3	56808,0	57303,2	57609,2	57879,1	59064,1
АЭС	тыс.кВт	12834,0	14032,8	14814,6	14397,6	14397,6	14397,6	14647,6
ГЭС	тыс.кВт	1788,6	1788,6	2208,6	2638,6	2638,6	2648,6	2648,6
ТЭС	тыс.кВт	38639,3	39625,9	39739,8	40222,0	40528,0	40787,9	41722,9
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	508,9	506,1	546,1	526,1	531,1	536,1	536,1
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	1101,6	1156	2267,7	1222,2	271,1	554,9	2484,9
Запертая мощность	тыс.кВт	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	52787,7	55002	55149,9	56361,7	56781,7	56791,7	55791,7
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	4938,7	6645	6281,9	6968,7	6923,7	6533,7	5869,7

Баланс мощности ОЭС Средней Волги с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	109686,0	110702,0	111934,0	112425,0	113037,0	113656,0	114492,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,9	1,1	0,4	0,5	0,5	0,7
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	17557,0	17729,0	17827,0	17933,0	17999,0	18088,0	18176,0
Число часов использования максимума	час	6247	6244	6279	6269	6280	6284	6299
Экспорт мощности	тыс.кВт	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2897,0	2926,0	2941,0	2959,0	2970,0	2985,0	2999,0
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	20464,0	20665,0	20778,0	20902,0	20979,0	21083,0	21185,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	26486,2	27195,7	28421,2	28742,7	29080,7	29055,7	29121,7
АЭС	тыс.кВт	4072,0	4072,0	4072,0	4172,0	4172,0	4172,0	4232,0
ГЭС	тыс.кВт	6845,5	6878,0	6921,5	6968,0	7007,0	7007,0	7013,0
ТЭС	тыс.кВт	15568,7	16245,7	17427,7	17557,7	17856,7	17831,7	17831,7
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	45,0	45,0	45,0	45,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	2102,7	2098,1	2093,1	2138,1	2141,7	2141,7	2141,7
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0	0	860	230	485	0	60
Запертая мощность	тыс.кВт	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	24383,5	25097,6	25468,1	26374,6	26454	26914	26920
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	3919,5	4432,6	4690,1	5472,6	5475	5831	5735

Баланс мощности ОЭС Юга с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	85734,0	87053,0	88837,0	90338,0	91829,0	93423,0	94691,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,5	2,0	1,7	1,7	1,7	1,4
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	0,0	103,0	206,0	206,0	206,0	206,0	206,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	14194,0	14400,0	14658,0	14902,0	15119,0	15365,0	15557,0
Число часов использования максимума	час	6040	6038	6047	6048	6060	6067	6073
Экспорт мощности	тыс.кВт	195,0	195,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2769,0	2808,0	2858,0	2906,0	2948,0	2996,0	3034,0
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	17158,0	17403,0	17716,0	18008,0	18267,0	18561,0	18791,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	19818,9	21488,2	22617,4	23570,4	23785,9	25035,9	25035,9
АЭС	тыс.кВт	2000,0	3100,0	3100,0	3100,0	3100,0	4200,0	4200,0
ГЭС	тыс.кВт	5783,2	5949,7	5970,8	5995,8	6025,3	6025,3	6025,3
ТЭС	тыс.кВт	12002,4	12126,2	12487,2	13211,2	13211,2	13361,2	13361,2
ВИЭ	тыс.кВт	33,4	312,4	1059,4	1263,4	1449,4	1449,4	1449,4
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1340,4	1619,4	2366,8	2572,9	2759,7	2755,7	2755,7
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	431,7	6	369,2	724,1	0	1310	0
Запертая мощность	тыс.кВт	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	18046,8	19862,8	19881,4	20273,4	21026,2	20970,2	22280,2
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	888,8	2459,8	2165,4	2265,4	2759,2	2409,2	3489,2

Баланс мощности ОЭС Урала с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	258948,0	261150,0	264175,0	265619,0	267730,0	268902,0	271624,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,9	1,2	0,5	0,8	0,4	1,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	36910,0	37164,0	37510,0	37776,0	38153,0	38309,0	38424,0
Число часов использования максимума	час	7016	7027	7043	7031	7017	7019	7069
Экспорт мощности	тыс.кВт	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	7384,0	7435,0	7502,0	7555,0	7631,0	7662,0	7685,0
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	44394,0	44699,0	45112,0	45431,0	45884,0	46071,0	46209,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	50754,1	53453,0	54090,8	54851,8	55252,8	55651,8	55693,8
АЭС	тыс.кВт	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ГЭС	тыс.кВт	1851,7	1857,7	1870,7	1870,7	1870,7	1890,7	1890,7
ТЭС	тыс.кВт	47420,1	50063,0	50613,8	51259,8	51585,8	51964,8	52006,8
ВИЭ	тыс.кВт	2,2	52,2	126,2	241,2	316,2	316,2	316,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1247,5	1195,5	1194,4	1309,4	1353,4	1353,4	1353,4
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	834	1785,9	1338	85	298	127	77
Запертая мощность	тыс.кВт	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	48672,7	50471,7	51558,5	53457,5	53601,5	54171,5	54263,5
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	4278,7	5772,7	6446,5	8026,5	7717,5	8100,5	8054,5
Импорт мощности	тыс.кВт	300,0	300,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	4578,7	6072,7	6446,5	8026,5	7717,5	8100,5	8054,5

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения совмещенного максимума с ЕЭС с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	206398,0	209457,0	212234,0	214999,0	217192,0	218009,0	219182,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,5	1,3	1,3	1,0	0,4	0,5
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	30637,0	31087,0	31534,0	32134,0	32401,0	32523,0	32624,0
Число часов использования максимума	час	6737	6738	6730	6691	6703	6703	6718
Экспорт мощности	тыс.кВт	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	6742,0	6839,0	6937,0	7069,0	7128,0	7155,0	7177,0
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	37639,0	38186,0	38731,0	39463,0	39789,0	39938,0	40061,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	51063,4	51901,6	52346,6	52699,8	54601,0	55178,2	55849,4
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	25307,4	25312,4	25337,4	25379,6	25421,8	25454,0	25481,2
ТЭС	тыс.кВт	25756,0	26574,0	26898,0	27113,0	28972,0	29517,0	30161,0
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	15,2	111,2	207,2	207,2	207,2	207,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	7599,4	6615,6	6711,6	6807,6	6807,6	6807,6	6807,6
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0	0	144	120	1190	515	0
Запертая мощность	тыс.кВт	3775	3668	3610	3285	3755	4218	5022
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	39689	41618	41881	42487,2	42848,4	43637,6	44019,8
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	2050	3432	3150	3024,2	3059,4	3699,6	3958,8

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения собственного максимума с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	206398,0	209457,0	212234,0	214999,0	217192,0	218009,0	219182,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,5	1,3	1,3	1,0	0,4	0,5
Собственный максимум	тыс.кВт	31847,0	32313,0	32764,0	33365,0	33621,0	33743,0	33849,0
Число часов использования максимума	час	6481	6482	6478	6444	6460	6461	6475
Экспорт мощности	тыс.кВт	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	7006,0	7109,0	7208,0	7340,0	7397,0	7432,0	7447,0
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	39113,0	39682,0	40232,0	40965,0	41278,0	41435,0	41556,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	51063,4	51901,6	52346,6	52699,8	54601,0	55178,2	55849,4
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	25307,4	25312,4	25337,4	25379,6	25421,8	25454,0	25481,2
ТЭС	тыс.кВт	25756,0	26574,0	26898,0	27113,0	28972,0	29517,0	30161,0
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	15,2	111,2	207,2	207,2	207,2	207,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	7599,4	6615,6	6711,6	6807,6	6807,6	6807,6	6807,6
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0	0	144	120	1190	515	0
Запертая мощность	тыс.кВт	3510	3400	3337	3002	3468	3930	4733
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	39954	41886	42154	42770,2	43135,4	43925,6	44308,8
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	841	2204	1922	1805,2	1857,4	2490,6	2752,8

Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения совмещенного максимума с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	32000,0	32461,0	35706,0	39369,0	41489,0	43326,0	43708,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,4	10,0	10,3	5,4	4,4	0,9
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	4644,0	4719,0	5583,0	5734,0	6165,0	6226,0	6273,0
Число часов использования максимума	час	6891	6879	6395	6866	6730	6959	6968
Экспорт мощности	тыс.кВт	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	1069,0	1085,0	1284,0	1319,0	1418,0	1432,0	1443,0
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	6393,0	6484,0	7547,0	7733,0	8263,0	8338,0	8396,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	9069,8	9369,3	11231,0	11819,1	12379,6	12704,6	12824,6
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	3340,0	3500,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	тыс.кВт	5729,8	5869,3	6613,5	6721,6	7186,1	7511,1	7631,1
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	480,0	576,0	576,0	576,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	219,2	219,2	335,3	780,3	1095,1	1060,1	1060,1
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	49,8	299,5	270,0	145,1	213,0	590,0	635,0
Запертая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	8800,8	8850,6	10625,7	10893,7	11071,5	11054,5	11129,5
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	2407,8	2366,6	3078,7	3160,7	2808,5	2716,5	2733,5

Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения собственного максимума с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	32000,0	32461,0	35706,0	39369,0	41489,0	43326,0	43708,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,4	10,0	10,3	5,4	4,4	0,9
Собственный максимум	тыс.кВт	5529,0	5618,0	6646,0	6825,0	7338,0	7412,0	7462,0
Число часов использования максимума	час	5788	5778	5373	5768	5654	5845	5857
Экспорт мощности	тыс.кВт	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	1272,0	1292,0	1529,0	1570,0	1688,0	1705,0	1716,0
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	7481,0	7590,0	8855,0	9075,0	9706,0	9797,0	9858,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	9069,8	9369,3	11231,0	11819,1	12379,6	12704,6	12824,6
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	3340,0	3500,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	тыс.кВт	5729,8	5869,3	6613,5	6721,6	7186,1	7511,1	7631,1
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	480,0	576,0	576,0	576,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	219,2	219,2	335,3	780,3	1095,1	1060,1	1060,1
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	49,8	299,5	270,0	145,1	213,0	590,0	635,0
Запертая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	8800,8	8850,6	10625,7	10893,7	11071,5	11054,5	11129,5
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	1319,8	1260,6	1770,7	1818,7	1365,5	1257,5	1271,5

Приложение № 15
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2014 – 2020 годы

Перспективные балансы мощности по ОЭС и ЕЭС России
с учетом вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и
перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта
электропотребления

Баланс мощности ЕЭС России с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	1028135,0	1050948,0	1080129,0	1102117,0	1120915,0	1134207,0	1145206,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,2	2,8	2,0	1,7	1,2	1,0
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	3000,0	2683,0	2786,0	3486,0	4156,0	4156,0	4156,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	158035,0	161106,0	165772,0	168751,0	171554,0	173394,0	174753,0
Число часов использования максимума	час	6487	6507	6499	6510	6510	6517	6530
Экспорт мощности	тыс.кВт	3853,0	3853,0	3858,0	3858,0	3858,0	3858,0	3358,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	32319,0	32947,0	33928,0	34544,0	35127,0	35500,0	35777,0
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	194207,0	197906,0	203558,0	207153,0	210539,0	212752,0	213888,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	234858,9	243664,3	248658,9	250594,4	249719,4	251459,4	250667,4
АЭС	тыс.кВт	26146	29614,8	30396,6	31149,6	29709,6	31539,6	30789,6
ГЭС	тыс.кВт	47827,7	48197,7	49817,8	50324,3	50397,8	50432,8	50438,8
ТЭС	тыс.кВт	160843,2	165689,6	168118,5	168604,5	169096	168971	168923

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
ВИЭ	тыс.кВт	42	162,2	326	516	516	516	516
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	14132,3	13158,9	13422	13554,1	13773	13734	13734
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2301,5	2492,4	3377	1590,1	213	2270	1250
Запертая мощность	тыс.кВт	4473	4116	3318	2993	2893	2796	2742
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	213952,1	223897,0	228541,9	232457,2	232840,4	232659,4	232941,4
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	19745,1	25991,0	24983,9	25304,2	22301,4	19907,4	19053,4
Импорт мощности	тыс.кВт	300,0	300,0					
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	20045,1	26291,0	24983,9	25304,2	22301,4	19907,4	19053,4

Примечание: в сводном балансе по ЕЭС России ОЭС Сибири и ОЭС Востока учтены на совмещенный максимум

Баланс мощности ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	995598,0	1017251,0	1041973,0	1059675,0	1075974,0	1087154,0	1097428,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,2	2,4	1,7	1,5	1,0	0,9
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	3000,0	2683,0	2786,0	3486,0	4156,0	4156,0	4156,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	153247,0	156158,0	159786,0	162517,0	164833,0	166573,0	167830,0
Число часов использования максимума	час	6477	6497	6504	6499	6502	6502	6514
Экспорт мощности	тыс.кВт	3173,0	3173,0	3178,0	3178,0	3178,0	3178,0	2678,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	31217,0	31808,0	32551,0	33110,0	33581,0	33931,0	34185,0
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	187637,0	191139,0	195515,0	198805,0	201592,0	203682,0	204693,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	225789,1	234295,0	237382,9	239257,4	237754,9	239559,9	238815,9
АЭС	тыс.кВт	26146,0	29614,8	30396,6	31149,6	29709,6	31539,6	30789,6
ГЭС	тыс.кВт	44487,7	44697,7	45200,3	45706,8	45780,3	45815,3	45821,3
ТЭС	тыс.кВт	155113,4	159820,3	161460,0	161885,0	161749,0	161689,0	161689,0
ВИЭ	тыс.кВт	42,0	162,2	326,0	516,0	516,0	516,0	516,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	13913,1	12939,7	13086,7	13253,8	13253,9	13249,9	13249,9
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2251,7	2192,9	3107,0	1590,1	0,0	2270,0	1250,0
Запертая мощность	тыс.кВт	4473	4116	3318	2993	2893	2796	2742
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	205151,3	215046,4	217871,2	221420,5	221608,0	221244,0	221574,0
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	17514,3	23907,4	22356,2	22615,5	20016,0	17562,0	16881,0
Импорт мощности	тыс.кВт	300,0	300,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	17814,3	24207,4	22356,2	22615,5	20016,0	17562,0	16881,0

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

Баланс мощности Европейской части России с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	787608,0	803894,0	821374,0	834167,0	848396,0	858487,0	867379,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,1	2,2	1,6	1,7	1,2	1,0
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	3000,0	2683,0	2786,0	3486,0	4156,0	4156,0	4156,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	122579,0	124757,0	127229,0	129365,0	131379,0	132963,0	134094,0
Число часов использования максимума	час	6401	6422	6434	6421	6426	6425	6437
Экспорт мощности	тыс.кВт	2913,0	2913,0	2918,0	2918,0	2918,0	2918,0	2418,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	24468,0	24898,0	25388,0	25817,0	26221,0	26537,0	26763,0
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	149960,0	152568,0	155535,0	158100,0	160518,0	162418,0	163275,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	174808,7	182476,4	185439,3	187308,8	185801,3	187601,3	186857,3
АЭС	тыс.кВт	26146,0	29614,8	30396,6	31149,6	29709,6	31539,6	30789,6
ГЭС	тыс.кВт	19216,3	19421,3	19918,9	20420,4	20488,9	20518,9	20524,9
ТЭС	тыс.кВт	129404,4	133293,3	134813,0	135238,0	135102,0	135042,0	135042,0
ВИЭ	тыс.кВт	42,0	147,0	310,8	500,8	500,8	500,8	500,8
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	6329,7	6340,1	6487,1	6654,2	6654,3	6650,3	6650,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2251,7	2192,9	2987,0	1590,1	0,0	2270,0	1250,0
Запертая мощность	тыс.кВт	729	520	366	360	347	339	327
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	165498,3	173423,4	175599,2	178704,5	178800,0	178342,0	178630,0
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	15538,3	20855,4	20064,2	20604,5	18282,0	15924,0	15355,0
Импорт мощности	тыс.кВт	300,0	300,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	15838,3	21155,4	20064,2	20604,5	18282,0	15924,0	15355,0

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

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	91854,0	93463,0	95354,0	95970,0	97406,0	98680,0	99698,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,8	2,0	0,6	1,5	1,3	1,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	14630,0	14873,0	15155,0	15283,0	15508,0	15700,0	15827,0
Число часов использования максимума	час	6278	6284	6292	6280	6281	6285	6299
Экспорт мощности	тыс.кВт	2108,0	2108,0	2108,0	2108,0	2108,0	2108,0	2108,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2782,0	2827,0	2879,0	2904,0	2947,0	2983,0	3007,0
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	19520,0	19808,0	20142,0	20295,0	20563,0	20791,0	20942,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	23388,8	24668,8	24739,3	25909,3	24469,3	25199,3	24199,3
АЭС	тыс.кВт	5760,0	6930,0	6930,0	8100,0	6660,0	7390,0	6390,0
ГЭС	тыс.кВт	2947,3	2947,3	2947,3	2947,3	2947,3	2947,3	2947,3
ТЭС	тыс.кВт	14675,1	14785,1	14855,8	14855,8	14855,8	14855,8	14855,8
ВИЭ	тыс.кВт	6,4	6,4	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1061,5	1061,5	1052,5	1052,5	1052,5	1052,5	1052,5
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0	0	100	1170	0	1170	0
Запертая мощность	тыс.кВт	729	520	366	360	347	339	327
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	21598,3	23087,3	23220,8	23326,8	23069,8	22637,8	22819,8
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	2078,3	3279,3	3078,8	3031,8	2506,8	1846,8	1877,8

Баланс мощности ОЭС Центрас учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	235381,0	240643,0	244722,0	249160,0	253360,0	257310,0	260518,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,2	1,7	1,8	1,7	1,6	1,2
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	3000,0	2580,0	2580,0	3280,0	3950,0	3950,0	3950,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	38939,0	39646,0	40389,0	41087,0	41729,0	42317,0	42724,0
Число часов использования максимума	час	5968	6005	5995	5984	5977	5987	6005
Экспорт мощности	тыс.кВт	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	0,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	8570,0	8724,0	8886,0	9039,0	9180,0	9310,0	9399,0
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	48009,0	48870,0	49775,0	50626,0	51409,0	52127,0	52123,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	54375,3	56029,5	57391,3	57379,3	57379,3	57389,3	57639,3
АЭС	тыс.кВт	12834,0	14032,8	14814,6	14397,6	14397,6	14397,6	14647,6
ГЭС	тыс.кВт	1788,6	1788,6	2208,6	2638,6	2638,6	2648,6	2648,6
ТЭС	тыс.кВт	39752,7	40208,1	40323,1	40298,1	40298,1	40298,1	40298,1
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	577,6	577,6	622,6	597,6	597,6	597,6	597,6
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	1010	449,9	1618,8	420	0	0	1250
Запертая мощность	тыс.кВт	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	52787,7	55002	55149,9	56361,7	56781,7	56791,7	55791,7
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	4778,7	6132	5374,9	5735,7	5372,7	4664,7	3668,7

Баланс мощности ОЭС Средней Волги с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	110143,0	112232,0	114558,0	116090,0	117471,0	118961,0	119987,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,9	2,1	1,3	1,2	1,3	0,9
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	17712,0	18001,0	18242,0	18525,0	18731,0	18982,0	19109,0
Число часов использования максимума	час	6219	6235	6280	6267	6271	6267	6279
Экспорт мощности	тыс.кВт	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2923,0	2971,0	3010,0	3057,0	3091,0	3132,0	3153,0
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	20645,0	20982,0	21262,0	21592,0	21832,0	22124,0	22272,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	26486,2	27220,7	27264,2	27355,7	27394,7	27394,7	27400,7
АЭС	тыс.кВт	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ГЭС	тыс.кВт	6845,5	6878,0	6921,5	6968,0	7007,0	7007,0	7013,0
ТЭС	тыс.кВт	15568,7	16270,7	16270,7	16270,7	16270,7	16270,7	16270,7
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	45,0	45,0	45,0	45,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	2102,7	2098,1	2098,1	2143,1	2143,1	2143,1	2143,1
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0	0	0	0	0	0	0
Запертая мощность	тыс.кВт	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	24383,5	25122,6	25166,1	25212,6	25251,6	25251,6	25257,6
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	3738,5	4140,6	3904,1	3620,6	3419,6	3127,6	2985,6

Баланс мощности ОЭС Югас учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	87392,0	89023,0	92126,0	94791,0	97648,0	99729,0	101342,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,9	3,5	2,9	3,0	2,1	1,6
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	0,0	103,0	206,0	206,0	206,0	206,0	206,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	14350,0	14560,0	15043,0	15450,0	15843,0	16190,0	16462,0
Число часов использования максимума	час	6090	6107	6110	6122	6150	6147	6144
Экспорт мощности	тыс.кВт	195,0	195,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2799,0	2840,0	2933,0	3013,0	3089,0	3157,0	3210,0
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	17344,0	17595,0	18176,0	18663,0	19132,0	19547,0	19872,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	19819,0	21465,5	21546,6	21676,6	21706,1	22746,1	22746,1
АЭС	тыс.кВт	2000,0	3100,0	3100,0	3100,0	3100,0	4200,0	4200,0
ГЭС	тыс.кВт	5783,2	5949,7	5970,8	5995,8	6025,3	6025,3	6025,3
ТЭС	тыс.кВт	12002,4	12322,4	12322,4	12322,4	12322,4	12262,4	12262,4
ВИЭ	тыс.кВт	33,4	93,4	153,4	258,4	258,4	258,4	258,4
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1340,4	1400,4	1460,8	1567,9	1568,7	1564,7	1564,7
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	431,7	6,0	8,2	0,1	0,0	1100,0	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	18046,9	20059,1	20077,6	20108,6	20137,4	20081,4	21181,4
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	702,9	2464,1	1901,6	1445,6	1005,4	534,4	1309,4

Баланс мощности ОЭС Уралас учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	262838,0	268533,0	274614,0	278156,0	282511,0	283807,0	285834,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,2	2,3	1,3	1,6	0,5	0,7
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	36948,0	37677,0	38400,0	39020,0	39568,0	39774,0	39972,0
Число часов использования максимума	час	7114	7127	7151	7129	7140	7135	7151
Экспорт мощности	тыс.кВт	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	7394,0	7536,0	7680,0	7804,0	7914,0	7955,0	7994,0
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	44442,0	45313,0	46180,0	46924,0	47582,0	47829,0	48066,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	50739,4	53091,9	54497,9	54987,9	54851,9	54871,9	54871,9
АЭС	тыс.кВт	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ГЭС	тыс.кВт	1851,7	1857,7	1870,7	1870,7	1870,7	1890,7	1890,7
ТЭС	тыс.кВт	47405,5	49707,0	51041,0	51491,0	51355,0	51355,0	51355,0
ВИЭ	тыс.кВт	2,2	47,2	106,2	146,2	146,2	146,2	146,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1247,5	1202,5	1253,1	1293,1	1292,4	1292,4	1292,4
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	810,0	1737,0	1260,0	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	48682,0	50152,5	51984,9	53694,9	53559,6	53579,6	53579,6
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	4240,0	4839,5	5804,9	6770,9	5977,6	5750,6	5513,6
Импорт мощности	тыс.кВт	300,0	300,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	4540,0	5139,5	5804,9	6770,9	5977,6	5750,6	5513,6

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения совмещенного максимума с ЕЭСс учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	207990,0	213357,0	220599,0	225508,0	227578,0	228667,0	230049,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,6	3,4	2,2	0,9	0,5	0,6
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	30668,0	31401,0	32557,0	33152,0	33454,0	33610,0	33736,0
Число часов использования максимума	час	6782	6795	6776	6802	6803	6804	6819
Экспорт мощности	тыс.кВт	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	6749,0	6910,0	7163,0	7293,0	7360,0	7394,0	7422,0
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	37677,0	38571,0	39980,0	40705,0	41074,0	41264,0	41418,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	50980,4	51818,6	51943,6	51948,6	51953,6	51958,6	51958,6
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	25271,4	25276,4	25281,4	25286,4	25291,4	25296,4	25296,4
ТЭС	тыс.кВт	25709,0	26527,0	26647,0	26647,0	26647,0	26647,0	26647,0
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	7583,4	6599,6	6599,6	6599,6	6599,6	6599,6	6599,6
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0	0	120	0	0	0	0
Запертая мощность	тыс.кВт	3744	3596	2952	2633	2546	2457	2415
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	39653	41623	42272	42716	42808	42902	42944
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	1976	3052	2292	2011	1734	1638	1526

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения собственного максимума с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	207990,0	213357,0	220599,0	225508,0	227578,0	228667,0	230049,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,6	3,4	2,2	0,9	0,5	0,6
Собственный максимум	тыс.кВт	32113,0	32881,0	34037,0	34712,0	34938,0	35146,0	35284,0
Число часов использования максимума	час	6477	6489	6481	6497	6514	6506	6520
Экспорт мощности	тыс.кВт	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	7065,0	7234,0	7488,0	7637,0	7686,0	7732,0	7762,0
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	39438,0	40375,0	41785,0	42609,0	42884,0	43138,0	43306,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	50980,4	51818,6	51943,6	51948,6	51953,6	51958,6	51958,6
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	25271,4	25276,4	25281,4	25286,4	25291,4	25296,4	25296,4
ТЭС	тыс.кВт	25709,0	26527,0	26647,0	26647,0	26647,0	26647,0	26647,0
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	7583,4	6599,6	6599,6	6599,6	6599,6	6599,6	6599,6
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0	0	120	0	0	0	0
Запертая мощность	тыс.кВт	3479	3328	2679	2350	2259	2169	2126
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	39918	41891	42545	42999	43095	43190	43233
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	480	1516	760	390	211	52	-73

Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения совмещенного максимума с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	32537,0	33697,0	38156,0	42442,0	44941,0	47053,0	47778,0
Рост потребления электрической энергии	%		3,6	13,2	11,2	5,9	4,7	1,5
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	4788,0	4948,0	5986,0	6234,0	6721,0	6821,0	6923,0
Число часов использования максимума	час	6796	6810	6374	6808	6687	6898	6901
Экспорт мощности	тыс.кВт	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	1102,0	1139,0	1377,0	1434,0	1546,0	1569,0	1592,0
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	6570,0	6767,0	8043,0	8348,0	8947,0	9070,0	9195,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	9069,8	9369,3	11276,0	11337,0	11964,5	11899,5	11851,5
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	3340	3500	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	тыс.кВт	5729,8	5869,3	6658,5	6719,5	7347,0	7282,0	7234,0
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	219,2	219,2	335,3	300,3	519,1	484,1	484,1
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	49,8	299,5	270,0	0,0	213,0	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	8800,8	8850,8	10670,8	11036,7	11232,4	11415,4	11367,4
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	2230,8	2083,8	2627,8	2688,7	2285,4	2345,4	2172,4

Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения собственного максимума с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	32537,0	33697,0	38156,0	42442,0	44941,0	47053,0	47778,0
Рост потребления электрической энергии	%		3,6	13,2	11,2	5,9	4,7	1,5
Собственный максимум	тыс.кВт	5700,0	5891,0	7124,0	7419,0	7999,0	8117,0	8239,0
Число часов использования максимума	час	5708	5720	5356	5721	5618	5797	5799
Экспорт мощности	тыс.кВт	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	1311,0	1355,0	1639,0	1706,0	1840,0	1867,0	1895,0
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	7691,0	7926,0	9443,0	9805,0	10519,0	10664,0	10814,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	9069,8	9369,3	11276,0	11337,0	11964,5	11899,5	11851,5
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	3340	3500	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	тыс.кВт	5729,8	5869,3	6658,5	6719,5	7347,0	7282,0	7234,0
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	219,2	219,2	335,3	300,3	519,1	484,1	484,1
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	49,8	299,5	270,0	0,0	213,0	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	8800,8	8850,6	10670,7	11036,7	11232,4	11415,4	11367,4
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	1109,8	924,6	1227,7	1231,7	713,4	751,4	553,4

Приложение №16
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2014 – 2020 годы

Региональная структура перспективных балансов мощности с учётом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации. Умеренно-оптимистичный вариант электропотребления на 2014 – 2020 годы

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Северо-Запада с учётом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации. Умеренно-оптимистичный вариант электропотребления

МВт

ОЭС Северо-Запада	2013 г. отчёт	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Максимум ОЭС совмещенный с ЕЭС	14191	14468	14547	14709	14733	14857	14966	14965
ОЭС Архангельской области								
Потребность (собственный максимум)	1184	1262	1270	1275	1280	1285	1290	1295
Покрытие (установленная мощность)	1685.5	1685.5	1685.5	1685.5	1685.5	1685.5	1685.5	1685.5
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1685.5	1685.5	1685.5	1685.5	1685.5	1685.5	1685.5	1685.5
ВИЭ								
ОЭС Калининградской области								
Потребность (собственный максимум)	799	850	883	915	946	976	999	1010
Покрытие (установленная мощность)	954.1	969.6	969.6	940.3	940.3	940.3	940.3	940.3
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
ТЭС	947.3	962.8	962.8	933.5	933.5	933.5	933.5	933.5
ВИЭ	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1
ОЭС Республики Карелия								
Потребность (собственный максимум)	1148	1155	1160	1164	1168	1172	1177	1180
Покрытие (установленная мощность)	1111.1	1111.1	1111.1	1111.1	1111.1	1111.1	1111.1	1111.1
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	639.1	639.1	639.1	639.1	639.1	639.1	639.1	639.1
ТЭС	472.0	472.0	472.0	472.0	472.0	472.0	472.0	472.0
ВИЭ								
ОЭС Мурманской области								
Потребность (собственный максимум)	1815	1909	1944	1962	1993	2012	2019	2035
Покрытие (установленная мощность)	3677.9	3676.9	3676.9	3676.7	3676.7	3236.7	2796.7	2796.7
в том числе:								
АЭС	1760.0	1760.0	1760.0	1760.0	1760.0	1320.0	880.0	880.0
ГЭС	1594.6	1593.7	1593.7	1593.7	1593.7	1593.7	1593.7	1593.7
ТЭС	322.0	322.0	322.0	322.0	322.0	322.0	322.0	322.0
ВИЭ	1.3	1.3	1.3	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
ОЭС Республики Коми								
Потребность (собственный максимум)	1307	1359	1396	1408	1415	1425	1435	1446
Покрытие (установленная мощность)	2334.4	2322.4	2322.4	2322.4	2322.4	2322.4	2322.4	2322.4
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2334.4	2322.4	2322.4	2322.4	2322.4	2322.4	2322.4	2322.4
ВИЭ								
ОЭС Ленинградской области и г. Санкт-Петербурга								
Потребность (собственный максимум)	7146	7773	7888	8089	8138	8295	8439	8513
Покрытие (установленная мощность)	12762.7	12762.7	14042.7	14142.7	15312.7	14312.7	15482.7	14482.7

ОЭС Центра	2013 г. отчёт	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ЭС Костромской области								
Потребность (собственный максимум)	655	685	691	694	696	699	700	702
Покрытие (установленная мощность)	3824.0	3824.0	3824.0	3824.0	3824.0	3824.0	3824.0	3824.0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	3824.0	3824.0	3824.0	3824.0	3824.0	3824.0	3824.0	3824.0
ВИЭ								
ЭС Курской области								
Потребность (собственный максимум)	1214	1278	1316	1322	1300	1330	1330	1282
Покрытие (установленная мощность)	4320.7	4320.7	4320.7	4435.7	4435.7	4435.7	4435.7	4685.7
в том числе:								
АЭС	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0	4250.0
ГЭС								
ТЭС	320.7	320.7	320.7	435.7	435.7	435.7	435.7	435.7
ВИЭ								
ЭС Липецкой области								
Потребность (собственный максимум)	1704	1793	1821	1855	1885	1918	1940	1962
Покрытие (установленная мощность)	1070.5	1110.5	1110.5	1155.5	1155.5	1155.5	1155.5	1155.5
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1070.5	1110.5	1110.5	1110.5	1110.5	1110.5	1110.5	1110.5
ВИЭ				45.0	45.0	45.0	45.0	45.0
ЭС Московской области и г. Москвы								
Потребность (собственный максимум)	16793	18326	18583	18916	19262	19665	20039	20317
Покрытие (установленная мощность)	18190.5	18892.0	19538.9	19958.9	20378.9	20378.9	20378.9	20378.9
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	83.4	83.4	83.4	83.4	83.4	83.4	83.4	83.4
ГАЭС	1200.0	1200.0	1200.0	1620.0	2040.0	2040.0	2040.0	2040.0
ТЭС	16907.1	17608.6	18255.5	18255.5	18255.5	18255.5	18255.5	18255.5
ВИЭ								
ЭС Орловской области								
Потребность (собственный максимум)	480	512	517	528	538	548	553	555
Покрытие (установленная мощность)	396.0	396.0	396.0	396.0	396.0	396.0	396.0	396.0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	396.0	396.0	396.0	396.0	396.0	396.0	396.0	396.0
ВИЭ								
ЭС Рязанской области								
Потребность (собственный максимум)	1011	1144	1163	1182	1201	1222	1239	1244
Покрытие (установленная мощность)	3641.0	3756.0	3816.0	3816.0	3791.0	3791.0	3791.0	3791.0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	3641.0	3756.0	3816.0	3816.0	3791.0	3791.0	3791.0	3791.0
ВИЭ								
ЭС Смоленской области								
Потребность (собственный максимум)	1039	1072	1112	1029	1070	1081	1086	1091
Покрытие (установленная мощность)	4033.0	4033.0	4033.0	4033.0	4033.0	4033.0	4033.0	4033.0
в том числе:								
АЭС	3000.0	3000.0	3000.0	3000.0	3000.0	3000.0	3000.0	3000.0
ГЭС								
ТЭС	1033.0	1033.0	1033.0	1033.0	1033.0	1033.0	1033.0	1033.0
ВИЭ								
ЭС Тамбовской области								
Потребность (собственный максимум)	609	648	661	665	672	680	688	696
Покрытие (установленная мощность)	381.0	381.0	381.0	381.0	381.0	381.0	381.0	381.0
в том числе:								

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Юга с учётом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации. **Умеренно-оптимистичный вариант электропотребления**

МВт

ОЭС Юга	2013 г. отчёт	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Максимум ОЭС совмещенный с ЕЭС	12577	14194	14400	14658	14902	15119	15365	15557
ЭС Астраханской области								
Потребность (собственный максимум)	751	812	821	829	841	852	864	876
Покрытие (установленная мощность)	754.0	828.0	888.0	903.0	918.0	918.0	918.0	918.0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	754.0	798.0	798.0	798.0	798.0	798.0	798.0	798.0
ВИЭ		30.0	90.0	105.0	120.0	120.0	120.0	120.0
ЭС Волгоградской области								
Потребность (собственный максимум)	2757	2523	2569	2620	2637	2657	2688	2690
Покрытие (установленная мощность)	4206.3	4216.8	4227.3	4267.8	4333.8	4354.8	4294.8	4294.8
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	2651.0	2661.5	2672.0	2682.5	2703.5	2724.5	2724.5	2724.5
ТЭС	1555.3	1555.3	1555.3	1555.3	1555.3	1555.3	1495.3	1495.3
ВИЭ				30.0	75.0	75.0	75.0	75.0
ЭС Чеченской Республики								
Потребность (собственный максимум)	455	457	469	482	494	503	512	520
Покрытие (установленная мощность)								
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС								
ВИЭ								
ЭС Республики Дагестан								
Потребность (собственный максимум)	1096	1152	1170	1188	1207	1226	1245	1265
Покрытие (установленная мощность)	1822.1	1932.1	1942.1	1942.1	1942.1	1942.1	1942.1	1942.1
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1786.1	1896.1	1906.1	1906.1	1906.1	1906.1	1906.1	1906.1
ТЭС	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0
ВИЭ								
ЭС Республики Ингушетия								
Потребность (собственный максимум)	125	130	133	136	140	143	147	150
Покрытие (установленная мощность)								
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС								
ВИЭ								
ЭС Кабардино-Балкарской Республики								
Потребность (собственный максимум)	289	299	306	312	317	320	324	327
Покрытие (установленная мощность)	179.5	208.3	208.3	208.3	208.3	208.3	208.3	208.3
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	157.5	186.3	186.3	186.3	186.3	186.3	186.3	186.3
ТЭС	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0
ВИЭ								
ЭС Республики Калмыкия								
Потребность (собственный максимум)	92	108	120	121	121	121	122	122
Покрытие (установленная мощность)	19.0	21.4	21.4	21.4	66.4	66.4	66.4	66.4
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0
ВИЭ	1.0	3.4	3.4	3.4	48.4	48.4	48.4	48.4

ОЭС Юга	2013 г. отчёт	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ЭС Карачаево-Черкесской Республики								
Потребность (собственный максимум)	214	229	234	238	243	248	252	257
Покрытие (установленная мощность)	180.6	180.6	321.8	326.5	326.5	326.5	326.5	326.5
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	160.6	160.6	161.8	166.5	166.5	166.5	166.5	166.5
ГАЭС			140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0
ТЭС	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
ВИЭ								
ЭС Краснодарского края и Республики Адыгея								
Потребность (собственный максимум)	3990	4288	4316	4526	4781	5025	5211	5352
Покрытие (установленная мощность)	2525.2	2666.2	2616.2	2616.2	2616.2	2616.2	2616.2	2616.2
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	86.7	86.7	86.7	86.7	86.7	86.7	86.7	86.7
ТЭС	2438.5	2579.5	2529.5	2529.5	2529.5	2529.5	2529.5	2529.5
ВИЭ								
ЭС Ростовской области								
Потребность (собственный максимум)	2857	3087	3116	3251	3317	3390	3466	3502
Покрытие (установленная мощность)	4875.8	4875.8	6345.8	6345.8	6345.8	6345.8	7445.8	7445.8
в том числе:								
АЭС	2000.0	2000.0	3100.0	3100.0	3100.0	3100.0	4200.0	4200.0
ГЭС	211.5	211.5	211.5	211.5	211.5	211.5	211.5	211.5
ТЭС	2664.3	2664.3	3034.3	3034.3	3034.3	3034.3	3034.3	3034.3
ВИЭ								
ЭС Республики Северная Осетия-Алания								
Потребность (собственный максимум)	396	413	425	438	447	452	457	460
Покрытие (установленная мощность)	106.9	106.9	106.9	106.9	107.2	107.8	107.8	107.8
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	100.9	100.9	100.9	100.9	101.2	101.8	101.8	101.8
ТЭС	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
ВИЭ								
ЭС Ставропольского края								
Потребность (собственный максимум)	1583	1660	1701	1750	1775	1799	1814	1868
Покрытие (установленная мощность)	4633.0	4782.9	4787.7	4808.6	4812.3	4820.2	4820.2	4820.2
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	479.5	479.5	484.3	490.2	493.9	501.8	501.8	501.8
ТЭС	4153.5	4303.4	4303.4	4303.4	4303.4	4303.4	4303.4	4303.4
ВИЭ				15.0	15.0	15.0	15.0	15.0

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Урала с учётом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации. **Умеренно-оптимистичный вариант электропотребления**

МВт

ОЭС Урала	2013 г. отчёт	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Максимум ОЭС совмещенный с ЕЭС	35584	36910	37164	37510	37776	38153	38309	38424
ЭС Республики Башкортостан								
Потребность (собственный максимум)	4050	4109	4202	4275	4306	4372	4393	4425
Покрытие (установленная мощность)	4762.7	5207.7	5142.7	5166.7	5166.7	5166.7	5166.7	5166.7
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	223.7	223.7	223.7	223.7	223.7	223.7	223.7	223.7
ТЭС	4536.8	4981.8	4901.8	4901.8	4901.8	4901.8	4901.8	4901.8
ВИЭ	2.2	2.2	17.2	41.2	41.2	41.2	41.2	41.2
ЭС Кировской области								
Потребность (собственный максимум)	1284	1288	1302	1313	1322	1326	1330	1333
Покрытие (установленная мощность)	819.3	1099.3	1164.3	1164.3	1164.3	1164.3	1164.3	1164.3
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	819.3	1099.3	1164.3	1164.3	1164.3	1164.3	1164.3	1164.3
ВИЭ								
ЭС Курганской области								
Потребность (собственный максимум)	826	830	839	843	849	854	859	864
Покрытие (установленная мощность)	676.5	676.5	676.5	676.5	676.5	676.5	676.5	676.5
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	676.5	676.5	676.5	676.5	676.5	676.5	676.5	676.5
ВИЭ								
ЭС Оренбургской области								
Потребность (собственный максимум)	2496	2381	2420	2429	2463	2469	2474	2516
Покрытие (установленная мощность)	3665.0	3665.0	3725.0	3760.0	3830.0	3830.0	3830.0	3830.0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
ТЭС	3635.0	3635.0	3665.0	3665.0	3695.0	3695.0	3695.0	3695.0
ВИЭ			30.0	65.0	105.0	105.0	105.0	105.0
ЭС Пермского края								
Потребность (собственный максимум)	3717	3760	3832	3898	4013	4081	4145	4149
Покрытие (установленная мощность)	6796.0	6802.0	7013.0	7764.0	7764.0	7764.0	7784.0	7784.0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1585.0	1591.0	1597.0	1610.0	1610.0	1610.0	1630.0	1630.0
ТЭС	5211.0	5211.0	5416.0	6154.0	6154.0	6154.0	6154.0	6154.0
ВИЭ								
ЭС Свердловской области								
Потребность (собственный максимум)	6942	6640	6684	6757	6860	7006	7050	7092
Покрытие (установленная мощность)	9769.4	10649.4	10851.4	11496.4	11916.4	11916.4	11916.4	11916.4
в том числе:								
АЭС	600.0	1480.0	1480.0	1480.0	1480.0	1480.0	1480.0	1480.0
ГЭС	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
ТЭС	9162.4	9162.4	9364.4	10009.4	10429.4	10429.4	10429.4	10429.4
ВИЭ								
ЭС Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа								
Потребность (собственный максимум)	11887	12728	13001	13301	13474	13667	13709	13719
Покрытие (установленная мощность)	15716.2	16162.2	16886.7	16905.7	16905.7	16905.7	16905.7	16905.7
в том числе:								

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Сибири с учётом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации.

Умеренно-оптимистичный вариант электропотребления

МВт

ОЭС Сибири	2013 г. отчёт	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Максимум ОЭС совмещенный с ЕЭС	28483	30637	31087	31534	32134	32401	32523	32624
ЭС Республики Алтай и Алтайского края								
Потребность (собственный максимум)	1869	2077	2091	2095	2099	2103	2107	2111
Покрытие (установленная мощность)	1519.6	1574.6	1584.6	1584.6	1584.6	1584.6	1584.6	1584.6
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1519.6	1574.6	1574.6	1574.6	1574.6	1574.6	1574.6	1574.6
ВИЭ			10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
ЭС Республики Бурятия								
Потребность (собственный максимум)	969	1011	1017	1031	1039	1044	1048	1049
Покрытие (установленная мощность)	1333.2	1333.2	1333.2	1333.2	1333.2	1333.2	1333.2	1333.2
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1333.2	1333.2	1333.2	1333.2	1333.2	1333.2	1333.2	1333.2
ВИЭ								
ЭС Иркутской области								
Потребность (собственный максимум)	7918	8064	8104	8635	8842	8896	8907	8931
Покрытие (установленная мощность)	13255.1	13315.8	13315.8	13315.8	13315.8	13315.8	13315.8	13315.8
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	9088.4	9088.4	9088.4	9088.4	9088.4	9088.4	9088.4	9088.4
ТЭС	4166.7	4227.4	4227.4	4227.4	4227.4	4227.4	4227.4	4227.4
ВИЭ								
ЭС Красноярского края								
Потребность (собственный максимум)	6 135	6 627	7 099	7 550	7 800	7 820	7 831	7 848
Покрытие (установленная мощность)	13763.4	14912.4	15712.4	15712.4	15712.4	15712.4	15712.4	15712.4
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	8003.0	9002.0	9002.0	9002.0	9002.0	9002.0	9002.0	9002.0
ТЭС	5760.4	5910.4	6710.4	6710.4	6710.4	6710.4	6710.4	6710.4
ВИЭ								
ЭС Кемеровской области								
Потребность (собственный максимум)	4711	5021	5106	5173	5213	5234	5251	5267
Покрытие (установленная мощность)	5064.5	5392.5	5392.5	5392.5	5392.5	5392.5	5392.5	5392.5
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	5064.5	5392.5	5392.5	5392.5	5392.5	5392.5	5392.5	5392.5
ВИЭ								
ЭС Новосибирской области								
Потребность (собственный максимум)	2623	2917	2963	2977	2990	3004	3018	3032
Покрытие (установленная мощность)	3014.5	3012.5	3017.5	3022.5	3027.5	3032.5	3037.5	3037.5
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	460.0	460.0	465.0	470.0	475.0	480.0	485.0	485.0
ТЭС	2554.5	2552.5	2552.5	2552.5	2552.5	2552.5	2552.5	2552.5
ВИЭ								
ЭС Омской области								
Потребность (собственный максимум)	1812	1930	1984	2025	2125	2230	2284	2303
Покрытие (установленная мощность)	1556.2	1584.2	1602.2	1722.2	1722.2	1722.2	1722.2	1722.2
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1556.2	1584.2	1602.2	1722.2	1722.2	1722.2	1722.2	1722.2

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Востока с учётом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации.
Умеренно-оптимистичный вариант электропотребления

МВт

ОЭС Востока	2013 г. отчёт	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Максимум ОЭС совмещенный с ЕЭС	4709	4644	4719	5583	5734	6165	6226	6273
ЭС Амурской области								
Потребность (собственный максимум)	1400	1442	1490	1555	1627	1685	1732	1783
Покрытие (установленная мощность)	3722.0	3722.0	3882.0	4133.0	4133.0	4133.0	4133.0	4133.0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	3340.0	3340.0	3500.0	3660.0	3660.0	3660.0	3660.0	3660.0
ТЭС	382.0	382.0	382.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0
ВИЭ								
ЭС Хабаровского края и Еврейской автономной области								
Потребность (собственный максимум)	1620	1742	1828	1943	1979	1999	2039	2056
Покрытие (установленная мощность)	2109.0	2109.0	2109.0	2109.0	2109.0	2091.5	2061.5	2013.5
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2109.0	2109.0	2109.0	2109.0	2109.0	2091.5	2061.5	2013.5
ВИЭ								
ЭС Приморского края								
Потребность (собственный максимум)	2210	2345	2383	2445	2532	2984	3003	3045
Покрытие (установленная мощность)	2612.0	2620.8	2760.3	2760.3	2760.3	3485.3	3485.3	3485.3
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2612.0	2620.8	2760.3	2760.3	2760.3	3485.3	3485.3	3485.3
ВИЭ								
ЭС Республики Саха (Якутия)								
Потребность (собственный максимум)	271	311	335	1356	1463	1528	1543	1558
Покрытие (установленная мощность)	618.0	618.0	618.0	2273.7	2334.7	2254.7	2219.7	2219.7
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.0	0.0	0.0	957.5	957.5	957.5	957.5	957.5
ТЭС	618.0	618.0	618.0	1316.2	1377.2	1297.2	1262.2	1262.2
ВИЭ								

* С 2016 года учитывается присоединение к Южному энергорайону Республики Саха (Якутия) Центрального и Западного энергорайонов

Приложение № 17
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2014 – 2020 годы

**Перспективные балансы мощности по ОЭС и ЕЭС России
с учетом дополнительных вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации,
реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления**

**Баланс мощности ЕЭС России с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации,
модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления**

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	1028135,0	1050948,0	1080129,0	1102117,0	1120915,0	1134207,0	1145206,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,2	2,8	2,0	1,7	1,2	1,0
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	3000,0	2683,0	2786,0	3486,0	4156,0	4156,0	4156,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	158035,0	161106,0	165772,0	168751,0	171554,0	173394,0	174753,0
Число часов использования максимума	час	6487	6507	6499	6510	6510	6517	6530
Экспорт мощности	тыс.кВт	3853,0	3853,0	3858,0	3858,0	3858,0	3858,0	3358,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	32319,0	32947,0	33928,0	34544,0	35127,0	35500,0	35777,0
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	194207,0	197906,0	203558,0	207153,0	210539,0	212752,0	213888,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	233843,0	243938,1	250891,5	255864,5	259390,8	262916,9	266135,0
АЭС	тыс.кВт	26146,0	29614,8	30396,6	31249,6	31003,6	32833,6	33337,6
ГЭС	тыс.кВт	47863,7	48233,7	49873,8	50417,5	50528,2	50590,4	51013,6
ТЭС	тыс.кВт	159791,3	165701,4	169271,1	171692,4	174997,0	176630,9	178821,8
ВИЭ	тыс.кВт	42,0	388,2	1350,0	2505,0	2862,0	2862,0	2962,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	14079,59	13317,39	14298,79	15400,89	17149,09	17115,09	18309,09
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2417,1	3659,6	5590,9	3812,4	2507,1	4266,9	4196,9

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Запертая мощность	тыс.кВт	4473	4115	3507	3293	3828	4339	5140
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	212873,3	222846,1	227494,8	233358,2	235906,6	237195,9	238489,0
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	18666,3	24940,1	23936,8	26205,2	25367,6	24443,9	24601,0
Импорт мощности	тыс.кВт	300,0	300,0					
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	18966,1	25239,9	23936,6	26205,0	25367,4	24443,7	24600,8

Примечание: в сводном балансе по ЕЭС России ОЭС Сибири и ОЭС Востока учтены на совмещенный максимум

Баланс мощности ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	995598,0	1017251,0	1041973,0	1059675,0	1075974,0	1087154,0	1097428,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,2	2,4	1,7	1,5	1,0	0,9
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	3000,0	2683,0	2786,0	3486,0	4156,0	4156,0	4156,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	153247,0	156158,0	159786,0	162517,0	164833,0	166573,0	167830,0
Число часов использования максимума	час	6477	6497	6504	6499	6502	6502	6514
Экспорт мощности	тыс.кВт	3173,0	3173,0	3178,0	3178,0	3178,0	3178,0	2678,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	31217,0	31808,0	32551,0	33110,0	33581,0	33931,0	34185,0
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	187637,0	191139,0	195515,0	198805,0	201592,0	203682,0	204693,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	224773,2	234568,8	239660,5	244045,4	247011,1	250212,3	253310,4
АЭС	тыс.кВт	26146,0	29614,8	30396,6	31249,6	31003,6	32833,6	33337,6
ГЭС	тыс.кВт	44523,7	44733,7	45256,3	45800,0	45910,7	45972,9	46396,1
ТЭС	тыс.кВт	154061,5	159832,1	162657,6	164970,8	167810,8	169119,8	171190,7
ВИЭ	тыс.кВт	42,0	388,2	1350,0	2025,0	2286,0	2286,0	2386,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	13860,39	13098,19	13963,49	14620,59	16053,99	16054,99	17248,99
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2367,3	3360,1	5320,9	3667,3	2294,1	3676,9	3561,9
Запертая мощность	тыс.кВт	4473	4115	3507	3293	3828	4339	5140
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	204072,5	213995,5	216869,1	222464,5	224835,0	226141,4	227359,5
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	16435,5	22856,5	21354,1	23659,5	23243,0	22459,4	22666,5
Импорт мощности	тыс.кВт	300,0	300,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	16735,5	23156,5	21354,1	23659,5	23243,0	22459,4	22666,5

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

Баланс мощности Европейской части России с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	787608,0	803894,0	821374,0	834167,0	848396,0	858487,0	867379,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,1	2,2	1,6	1,7	1,2	1,0
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	3000,0	2683,0	2786,0	3486,0	4156,0	4156,0	4156,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	122579,0	124757,0	127229,0	129365,0	131379,0	132963,0	134094,0
Число часов использования максимума	час	6401	6422	6434	6421	6426	6425	6437
Экспорт мощности	тыс.кВт	2913,0	2913,0	2918,0	2918,0	2918,0	2918,0	2418,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	24468,0	24898,0	25388,0	25817,0	26221,0	26537,0	26763,0
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	149960,0	152568,0	155535,0	158100,0	160518,0	162418,0	163275,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	173709,8	182667,2	187313,9	191345,6	192410,2	195034,1	197461,0
АЭС	тыс.кВт	26146,0	29614,8	30396,6	31249,6	31003,6	32833,6	33337,6
ГЭС	тыс.кВт	19216,3	19421,3	19918,9	20420,4	20488,9	20518,9	20914,9
ТЭС	тыс.кВт	128305,6	133258,2	135759,6	137857,8	138838,9	139602,8	141029,7
ВИЭ	тыс.кВт	42,0	373,0	1238,8	1817,8	2078,8	2078,8	2178,8
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	6260,99	6482,59	7251,89	7812,99	9246,39	9247,39	10441,39
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2367,3	3360,1	5176,9	3547,3	1104,1	3161,9	3561,9
Запертая мощность	тыс.кВт	729	520	366	360	347	390	377
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	164352,5	172304,5	174519,1	179625,3	181712,7	182234,8	183080,7
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	14392,5	19736,5	18984,1	21525,3	21194,7	19816,8	19805,7
Импорт мощности	тыс.кВт	300,0	300,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	14692,5	20036,5	18984,1	21525,3	21194,7	19816,8	19805,7

Баланс мощности ОЭС Северо-Запада с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	91854,0	93463,0	95354,0	95970,0	97406,0	98680,0	99698,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,8	2,0	0,6	1,5	1,3	1,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	14630,0	14873,0	15155,0	15283,0	15508,0	15700,0	15827,0
Число часов использования максимума	час	6278	6284	6292	6280	6281	6285	6299
Экспорт мощности	тыс.кВт	2108,0	2108,0	2108,0	2108,0	2108,0	2108,0	2108,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2782,0	2827,0	2879,0	2904,0	2947,0	2983,0	3007,0
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	19520,0	19808,0	20142,0	20295,0	20563,0	20791,0	20942,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	23388,8	25083,0	25376,6	26877,6	26681,6	27411,6	28545,6
АЭС	тыс.кВт	5760,0	6930,0	6930,0	8100,0	7854,0	8584,0	8778,0
ГЭС	тыс.кВт	2947,3	2947,3	2947,3	2947,3	2947,3	2947,3	3337,3
ТЭС	тыс.кВт	14675,1	15197,4	15491,2	15607,2	15657,2	15657,2	16107,2
ВИЭ	тыс.кВт	6,4	8,4	8,2	223,2	223,2	223,2	323,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1061,5	1063,5	1051,5	1266,5	2460,5	2460,5	3654,5
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0	412,3	342	1286	50	1170	940
Запертая мощность	тыс.кВт	729	520	366	360	347	390	377
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	21598,3	23087,2	23617,1	23965,1	23824,1	23391,1	23574,1
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	2078,3	3279,2	3475,1	3670,1	3261,1	2600,1	2632,1

Баланс мощности ОЭС Центра с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	235381,0	240643,0	244722,0	249160,0	253360,0	257310,0	260518,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,2	1,7	1,8	1,7	1,6	1,2
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	3000,0	2580,0	2580,0	3280,0	3950,0	3950,0	3950,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	38939,0	39646,0	40389,0	41087,0	41729,0	42317,0	42724,0
Число часов использования максимума	час	5968	6005	5995	5984	5977	5987	6005
Экспорт мощности	тыс.кВт	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	0,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	8570,0	8724,0	8886,0	9039,0	9180,0	9310,0	9399,0
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	48009,0	48870,0	49775,0	50626,0	51409,0	52127,0	52123,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	53261,9	55447,3	56808,0	57303,2	57609,2	57879,1	59064,1
АЭС	тыс.кВт	12834,0	14032,8	14814,6	14397,6	14397,6	14397,6	14647,6
ГЭС	тыс.кВт	1788,6	1788,6	2208,6	2638,6	2638,6	2648,6	2648,6
ТЭС	тыс.кВт	38639,3	39625,9	39739,8	40222,0	40528,0	40787,9	41722,9
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	508,9	506,1	546,1	526,1	531,1	536,1	536,1
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	1101,6	1156	2267,7	1222,2	271,1	554,9	2484,9
Запертая мощность	тыс.кВт	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	52787,7	55002	55149,9	56361,7	56781,7	56791,7	55791,7
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	4778,7	6132	5374,9	5735,7	5372,7	4664,7	3668,7

Баланс мощности ОЭС Средней Волги с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	110143,0	112232,0	114558,0	116090,0	117471,0	118961,0	119987,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,9	2,1	1,3	1,2	1,3	0,9
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	17712,0	18001,0	18242,0	18525,0	18731,0	18982,0	19109,0
Число часов использования максимума	час	6219	6235	6280	6267	6271	6267	6279
Экспорт мощности	тыс.кВт	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2923,0	2971,0	3010,0	3057,0	3091,0	3132,0	3153,0
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	20645,0	20982,0	21262,0	21592,0	21832,0	22124,0	22272,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	26486,2	27195,7	28421,2	28742,7	29080,7	29055,7	29121,7
АЭС	тыс.кВт	4072,0	4072,0	4072,0	4172,0	4172,0	4172,0	4232,0
ГЭС	тыс.кВт	6845,5	6878,0	6921,5	6968,0	7007,0	7007,0	7013,0
ТЭС	тыс.кВт	15568,7	16245,7	17427,7	17557,7	17856,7	17831,7	17831,7
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	45,0	45,0	45,0	45,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	2102,7	2098,1	2093,1	2138,1	2141,7	2141,7	2141,7
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0	0	860	230	485	0	60
Запертая мощность	тыс.кВт	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	24383,5	25097,6	25468,1	26374,6	26454	26914	26920
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	3738,5	4115,6	4206,1	4782,6	4622	4790	4648

Баланс мощности ОЭС Юга с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	87392,0	89023,0	92126,0	94791,0	97648,0	99729,0	101342,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,9	3,5	2,9	3,0	2,1	1,6
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	0,0	103,0	206,0	206,0	206,0	206,0	206,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	14350,0	14560,0	15043,0	15450,0	15843,0	16190,0	16462,0
Число часов использования максимума	час	6090	6107	6110	6122	6150	6147	6144
Экспорт мощности	тыс.кВт	195,0	195,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2799,0	2840,0	2933,0	3013,0	3089,0	3157,0	3210,0
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	17344,0	17595,0	18176,0	18663,0	19132,0	19547,0	19872,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	19818,9	21488,2	22617,4	23570,4	23785,9	25035,9	25035,9
АЭС	тыс.кВт	2000,0	3100,0	3100,0	3100,0	3100,0	4200,0	4200,0
ГЭС	тыс.кВт	5783,2	5949,7	5970,8	5995,8	6025,3	6025,3	6025,3
ТЭС	тыс.кВт	12002,4	12126,2	12487,2	13211,2	13211,2	13361,2	13361,2
ВИЭ	тыс.кВт	33,4	312,4	1059,4	1263,4	1449,4	1449,4	1449,4
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1340,4	1619,4	2366,8	2572,9	2759,7	2755,7	2755,7
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	431,7	6	369,2	724,1	0	1310	0
Запертая мощность	тыс.кВт	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	18046,8	19862,8	19881,4	20273,4	21026,2	20970,2	22280,2
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	702,8	2267,8	1705,4	1610,4	1894,2	1423,2	2408,2

Баланс мощности ОЭС Урала с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	262838,0	268533,0	274614,0	278156,0	282511,0	283807,0	285834,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,2	2,3	1,3	1,6	0,5	0,7
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	36948,0	37677,0	38400,0	39020,0	39568,0	39774,0	39972,0
Число часов использования максимума	час	7114	7127	7151	7129	7140	7135	7151
Экспорт мощности	тыс.кВт	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	7394,0	7536,0	7680,0	7804,0	7914,0	7955,0	7994,0
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	44442,0	45313,0	46180,0	46924,0	47582,0	47829,0	48066,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	50754,1	53453,0	54090,8	54851,8	55252,8	55651,8	55693,8
АЭС	тыс.кВт	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ГЭС	тыс.кВт	1851,7	1857,7	1870,7	1870,7	1870,7	1890,7	1890,7
ТЭС	тыс.кВт	47420,1	50063,0	50613,8	51259,8	51585,8	51964,8	52006,8
ВИЭ	тыс.кВт	2,2	52,2	126,2	241,2	316,2	316,2	316,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1247,5	1195,5	1194,4	1309,4	1353,4	1353,4	1353,4
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	834	1785,9	1338	85	298	127	77
Запертая мощность	тыс.кВт	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	48672,7	50471,7	51558,5	53457,5	53601,5	54171,5	54263,5
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	4230,7	5158,7	5378,5	6533,5	6019,5	6342,5	6197,5
Импорт мощности	тыс.кВт	300,0	300,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	4530,7	5458,7	5378,5	6533,5	6019,5	6342,5	6197,5

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения совмещенного максимума с ЕЭС с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	207990,0	213357,0	220599,0	225508,0	227578,0	228667,0	230049,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,6	3,4	2,2	0,9	0,5	0,6
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	30668,0	31401,0	32557,0	33152,0	33454,0	33610,0	33736,0
Число часов использования максимума	час	6782	6795	6776	6802	6803	6804	6819
Экспорт мощности	тыс.кВт	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	6749,0	6910,0	7163,0	7293,0	7360,0	7394,0	7422,0
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	37677,0	38571,0	39980,0	40705,0	41074,0	41264,0	41418,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	51063,4	51901,6	52346,6	52699,8	54601,0	55178,2	55849,4
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	25307,4	25312,4	25337,4	25379,6	25421,8	25454,0	25481,2
ТЭС	тыс.кВт	25756,0	26574,0	26898,0	27113,0	28972,0	29517,0	30161,0
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	15,2	111,2	207,2	207,2	207,2	207,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	7599,4	6615,6	6711,6	6807,6	6807,6	6807,6	6807,6
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0	0	144	120	1190	515	0
Запертая мощность	тыс.кВт	3744	3595	3141	2933	3481	3949	4763
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	39720	41691	42350	42839,2	43122,4	43906,6	44278,8
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	2043	3120	2370	2134,2	2048,4	2642,6	2860,8

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения собственного максимума с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	207990,0	213357,0	220599,0	225508,0	227578,0	228667,0	230049,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,6	3,4	2,2	0,9	0,5	0,6
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Собственный максимум	тыс.кВт	32113,0	32881,0	34037,0	34712,0	34938,0	35146,0	35284,0
Число часов использования максимума	час	6477	6489	6481	6497	6514	6506	6520
Экспорт мощности	тыс.кВт	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	7065,0	7234,0	7488,0	7637,0	7686,0	7732,0	7762,0
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	39438,0	40375,0	41785,0	42609,0	42884,0	43138,0	43306,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	51063,4	51901,6	52346,6	52699,8	54601,0	55178,2	55849,4
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	25307,4	25312,4	25337,4	25379,6	25421,8	25454,0	25481,2
ТЭС	тыс.кВт	25756,0	26574,0	26898,0	27113,0	28972,0	29517,0	30161,0
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	15,2	111,2	207,2	207,2	207,2	207,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	7599,4	6615,6	6711,6	6807,6	6807,6	6807,6	6807,6
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0	0	144	120	1190	515	0
Запертая мощность	тыс.кВт	3479	3327	2868	2650	3194	3661	4474
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	39985	41959	42623	43122,2	43409,4	44194,6	44567,8
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	547	1584	838	513,2	525,4	1056,6	1261,8

Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения совмещенного максимума с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	32537,0	33697,0	38156,0	42442,0	44941,0	47053,0	47778,0
Рост потребления электрической энергии	%		3,6	13,2	11,2	5,9	4,7	1,5
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	4788,0	4948,0	5986,0	6234,0	6721,0	6821,0	6923,0
Число часов использования максимума	час	6796	6810	6374	6808	6687	6898	6901
Экспорт мощности	тыс.кВт	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	1102,0	1139,0	1377,0	1434,0	1546,0	1569,0	1592,0
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	6570,0	6767,0	8043,0	8348,0	8947,0	9070,0	9195,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	9069,8	9369,3	11231,0	11819,1	12379,6	12704,6	12824,6
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	3340,0	3500,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	тыс.кВт	5729,8	5869,3	6613,5	6721,6	7186,1	7511,1	7631,1
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	480,0	576,0	576,0	576,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	219,2	219,2	335,3	780,3	1095,1	1060,1	1060,1
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	49,8	299,5	270,0	145,1	213,0	590,0	635,0
Запертая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	8800,8	8850,6	10625,7	10893,7	11071,5	11054,5	11129,5
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	2230,8	2083,6	2582,7	2545,7	2124,5	1984,5	1934,5

Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения собственного максимума с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	32537,0	33697,0	38156,0	42442,0	44941,0	47053,0	47778,0
Рост потребления электрической энергии	%		3,6	13,2	11,2	5,9	4,7	1,5
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Собственный максимум	тыс.кВт	5700,0	5891,0	7124,0	7419,0	7999,0	8117,0	8239,0
Число часов использования максимума	час	5708	5720	5356	5721	5618	5797	5799
Экспорт мощности	тыс.кВт	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	1311,0	1355,0	1639,0	1706,0	1840,0	1867,0	1895,0
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	7691,0	7926,0	9443,0	9805,0	10519,0	10664,0	10814,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	9069,8	9369,3	11231,0	11819,1	12379,6	12704,6	12824,6
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	3340,0	3500,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	тыс.кВт	5729,8	5869,3	6613,5	6721,6	7186,1	7511,1	7631,1
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	480,0	576,0	576,0	576,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	219,2	219,2	335,3	780,3	1095,1	1060,1	1060,1
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	49,8	299,5	270,0	145,1	213,0	590,0	635,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	8800,8	8850,6	10625,7	10893,7	11071,5	11054,5	11129,5
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	1109,8	924,6	1182,7	1088,7	552,5	390,5	315,5

Приложение № 18
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2014 – 2020 годы

Перспективные балансы электроэнергии по ОЭС и ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2014-2020 годы для базового варианта электропотребления

Баланс электроэнергии ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	1016,66	1027,76	1043,16	1055,14	1067,07	1075,97	1084,31
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,58	2,68	2,79	3,49	4,16	4,16	4,16
Экспорт	млрд.кВт.ч	16,59	17,29	17,29	17,24	17,24	17,24	14,24
Импорт	млрд.кВт.ч	1,06	0,80	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Потребность	млрд.кВт.ч	1032,20	1044,25	1060,16	1072,09	1084,01	1092,91	1098,25
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	1032,20	1044,25	1060,16	1072,09	1084,01	1092,91	1098,25
ГЭС	млрд.кВт.ч	176,03	180,84	183,77	186,72	188,17	188,17	188,17
АЭС	млрд.кВт.ч	168,37	185,68	194,99	190,76	203,53	204,60	203,10
ТЭС	млрд.кВт.ч	687,79	677,45	680,83	693,67	691,38	699,21	706,05
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,01	0,28	0,58	0,94	0,94	0,94	0,94
Установленная мощность - всего	МВт	234858,9	243664,3	248658,9	250594,4	249719,4	251459,4	250667,4
ГЭС	МВт	47827,7	48197,7	49817,8	50324,3	50397,8	50432,8	50438,8
АЭС	МВт	26146,0	29614,8	30396,6	31149,6	29709,6	31539,6	30789,6
ТЭС	МВт	160843,2	165689,6	168118,5	168604,5	169096,0	168971,0	168923,0
ВИЭ	МВт	42,0	162,2	326,0	516,0	516,0	516,0	516,0
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	6440	6270	6415	6124	6851	6487	6596
ТЭС	час/год	4276	4089	4050	4114	4089	4138	4180
ВИЭ	час/год	206	1721	1770	1816	1816	1816	1816

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

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	984,66	995,30	1007,46	1015,78	1025,58	1032,64	1040,60
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,58	2,68	2,79	3,49	4,16	4,16	4,16
Экспорт	млрд.кВт.ч	13,29	13,29	13,29	13,24	13,24	13,24	10,24
Импорт	млрд.кВт.ч	1,06	0,80	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Потребность	млрд.кВт.ч	996,90	1007,79	1020,45	1028,72	1038,52	1045,58	1050,55
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	996,90	1007,79	1020,45	1028,72	1038,52	1045,58	1050,55
ГЭС	млрд.кВт.ч	164,78	169,59	170,48	171,01	171,51	171,51	171,51
АЭС	млрд.кВт.ч	168,37	185,68	194,99	190,76	203,53	204,60	203,10
ТЭС	млрд.кВт.ч	663,74	652,24	654,41	666,01	662,55	668,54	675,00
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,01	0,28	0,58	0,94	0,94	0,94	0,94
Установленная мощность - всего	МВт	225789,0	234294,9	237382,8	239257,3	237754,8	239559,8	238815,8
ГЭС	МВт	44487,7	44697,7	45200,3	45706,8	45780,3	45815,3	45821,3
АЭС	МВт	26146,0	29614,8	30396,6	31149,6	29709,6	31539,6	30789,6
ТЭС	МВт	155113,3	159820,2	161459,9	161884,9	161748,9	161688,9	161688,9
ВИЭ	МВт	42,0	162,2	326,0	516,0	516,0	516,0	516,0
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	6440	6270	6415	6124	6851	6487	6596
ТЭС	час/год	4279	4081	4053	4114	4096	4135	4175
ВИЭ	час/год	206	1721	1770	1816	1816	1816	1816

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

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	778,27	785,84	795,22	800,78	808,39	814,63	821,42
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,58	2,68	2,79	3,49	4,16	4,16	4,16
Экспорт	млрд.кВт.ч	12,68	12,68	12,68	12,63	12,63	12,63	9,63
Импорт	млрд.кВт.ч	1,06	0,80	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Выдача электрической энергии в ОЭС Сибири	млрд.кВт.ч	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80
Потребность	млрд.кВт.ч	791,69	799,52	809,41	814,91	822,52	828,76	832,55
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	791,69	799,52	809,41	814,91	822,52	828,76	832,55
ГЭС	млрд.кВт.ч	61,74	62,24	62,36	62,89	63,39	63,39	63,39
АЭС	млрд.кВт.ч	168,37	185,68	194,99	190,76	203,53	204,60	203,10
ТЭС	млрд.кВт.ч	561,58	551,35	551,51	560,35	554,70	559,87	565,16
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,01	0,25	0,55	0,91	0,91	0,91	0,91
Установленная мощность - всего	МВт	174808,6	182476,3	185439,3	187308,8	185801,3	187601,3	186857,3
ГЭС	МВт	19216,3	19421,3	19918,9	20420,4	20488,9	20518,9	20524,9
АЭС	МВт	26146,0	29614,8	30396,6	31149,6	29709,6	31539,6	30789,6
ТЭС	МВт	129404,4	133293,3	134813,0	135238,0	135102,0	135042,0	135042,0
ВИЭ	МВт	42,0	147,0	310,8	500,8	500,8	500,8	500,8
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	6440	6270	6415	6124	6851	6487	6596
ТЭС	час/год	4340	4136	4091	4143	4106	4146	4185
ВИЭ	час/год	206	1712	1769	1817	1817	1817	1817

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

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Потребление электрической энергии в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	90,92	91,66	92,85	92,80	93,60	94,33	94,39
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11
в Балтию	млрд.кВт.ч	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
в Норвегию (приграничный)	млрд.кВт.ч	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
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	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
Импорт из Финляндии	млрд.кВт.ч	0,06	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	3,00	4,70	7,20		8,20	7,20	5,80
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Потребность	млрд.кВт.ч	102,47	104,67	108,36	101,11	110,11	109,84	108,50
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	102,47	104,67	108,36	101,11	110,11	109,84	108,50
ГЭС	млрд.кВт.ч	12,70	12,70	12,70	12,70	12,70	12,70	12,70
АЭС	млрд.кВт.ч	33,94	40,23	44,61	36,50	46,29	44,36	42,82
ТЭС	млрд.кВт.ч	55,83	51,75	51,05	51,91	51,12	52,78	52,98
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Установленная мощность - всего	МВт	23388,8	24668,8	24739,3	25909,3	24469,3	25199,3	24199,3
ГЭС	МВт	2947,3	2947,3	2947,3	2947,3	2947,3	2947,3	2947,3
АЭС	МВт	5760	6930	6930	8100	6660	7390	6390
ТЭС	МВт	14675,1	14785,1	14855,8	14855,8	14855,8	14855,8	14855,8
ВИЭ	МВт	6,4	6,4	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	5893	5805	6437	4506	6950	6003	6701
ТЭС	час/год	3804	3500	3437	3494	3441	3553	3566
ВИЭ	час/год	570	580	576	576	576	576	576

Баланс электроэнергии ОЭС Центрас учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	232,98	235,28	237,43	239,60	242,19	244,32	246,23
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,58	2,58	2,58	3,28	3,95	3,95	3,95
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
в Беларусь	млрд.кВт.ч	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Импорт	млрд.кВт.ч							
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	7,50	7,50	2,50	2,20	9,00	6,30	2,50
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	3,00	4,70	7,20		8,20	7,20	5,80
Потребность	млрд.кВт.ч	240,48	241,08	235,73	244,80	245,99	246,42	242,93
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	240,48	241,08	235,73	244,80	245,99	246,42	242,93
ГЭС	млрд.кВт.ч	3,40	3,40	3,40	3,90	4,40	4,40	4,40
АЭС	млрд.кВт.ч	87,00	90,80	84,63	90,17	95,12	95,08	91,39
ТЭС	млрд.кВт.ч	150,07	146,88	147,62	150,64	146,38	146,85	147,05
ВИЭ	млрд.кВт.ч			0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Установленная мощность - всего	МВт	54375,3	56029,5	57391,3	57379,3	57379,3	57389,3	57639,3
ГЭС	МВт	1788,6	1788,6	2208,6	2638,6	2638,6	2648,6	2648,6
АЭС	МВт	12834,0	14032,8	14814,6	14397,6	14397,6	14397,6	14647,6
ТЭС	МВт	39752,7	40208,1	40323,1	40298,1	40298,1	40298,1	40298,1
ВИЭ	МВт			45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	6779	6470	5713	6263	6607	6604	6239
ТЭС	час/год	3775	3653	3661	3738	3632	3644	3649
ВИЭ	час/год			1800	1800	1800	1800	1800

Баланс электроэнергии ОЭС Юга с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	85,73	87,05	88,84	90,34	91,83	93,42	94,69
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч		0,10	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	0,43	0,43	0,43	0,38	0,38	0,38	0,38
в Грузию	млрд.кВт.ч	0,25	0,25	0,25	0,20	0,20	0,20	0,20
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	4,50			3,50	2,90	
Потребность	млрд.кВт.ч	80,16	82,98	89,27	90,72	88,71	90,90	95,07
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	80,16	82,98	89,27	90,72	88,71	90,90	95,07
ГЭС	млрд.кВт.ч	20,31	20,82	20,93	20,96	20,96	20,96	20,96
АЭС	млрд.кВт.ч	14,52	17,37	23,35	24,08	21,89	23,08	27,12
ТЭС	млрд.кВт.ч	45,33	44,63	44,71	45,20	45,38	46,39	46,52
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,00	0,17	0,28	0,47	0,47	0,47	0,47
Установленная мощность- всего	МВт	19818,9	21465,4	21546,6	21676,6	21706,1	22746,1	22746,1
ГЭС	МВт	5783,2	5949,7	5970,8	5995,8	6025,3	6025,3	6025,3
АЭС	МВт	2000,0	3100,0	3100,0	3100,0	3100,0	4200,0	4200,0
ТЭС	МВт	12002,4	12322,4	12322,4	12322,4	12322,4	12262,4	12262,4
ВИЭ	МВт	33,4	93,4	153,4	258,4	258,4	258,4	258,4
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	7260	5602	7532	7769	7062	5496	6457
ТЭС	час/год	3777	3622	3628	3668	3683	3783	3794
ВИЭ	час/год	144	1786	1811	1818	1818	1818	1818

Баланс электроэнергии Средней Волги с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	109,69	110,70	111,93	112,43	113,04	113,66	114,49
Экспорт в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Импорт	млрд.кВт.ч							
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	3,00	2,50			1,00	1,40	
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	7,50	7,00	4,00	6,70	8,00	7,30	7,00
Потребность	млрд.кВт.ч	105,23	106,24	107,97	105,77	106,08	107,80	107,53
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	105,23	106,24	107,97	105,77	106,08	107,80	107,53
ГЭС	млрд.кВт.ч	20,29	20,29	20,29	20,29	20,29	20,29	20,29
АЭС	млрд.кВт.ч	28,27	30,00	32,01	29,84	30,17	31,90	31,10
ТЭС	млрд.кВт.ч	56,67	55,96	55,68	55,55	55,53	55,52	56,06
ВИЭ	млрд.кВт.ч				0,09	0,09	0,09	0,09
Установленная мощность - всего	МВт	26486,2	27220,7	27264,2	27355,7	27394,7	27394,7	27400,7
ГЭС	МВт	6845,5	6878,0	6921,5	6968,0	7007,0	7007,0	7013,0
АЭС	МВт	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ТЭС	МВт	15568,7	16270,7	16270,7	16270,7	16270,7	16270,7	16270,7
ВИЭ	МВт				45,0	45,0	45,0	45,0
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	6943	7367	7861	7328	7409	7833	7638
ТЭС	час/год	3640	3439	3422	3414	3413	3412	3445
ВИЭ	час/год				2000	2000	2000	2000

Баланс электроэнергии ОЭС Урала с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Потребление электрической энергии в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	258,95	261,15	264,18	265,62	267,73	268,90	271,62
Экспорт в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Импорт из Казахстана	млрд.кВт.ч	1,00	0,50					
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	5,30	3,80	3,80	6,80	3,80	4,80	6,80
Потребность	млрд.кВт.ч	263,35	264,55	268,08	272,52	271,63	273,80	278,52
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	263,35	264,55	268,08	272,52	271,63	273,80	278,52
ГЭС	млрд.кВт.ч	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04
АЭС	млрд.кВт.ч	4,63	7,30	10,39	10,17	10,05	10,17	10,67
ТЭС	млрд.кВт.ч	253,68	252,13	252,46	257,04	256,27	258,33	262,55
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,00	0,08	0,19	0,27	0,27	0,27	0,27
Установленная мощность - всего	МВт	50739,5	53092,0	54498,0	54988,0	54852,0	54872,0	54872,0
ГЭС	МВт	1851,7	1857,7	1870,7	1870,7	1870,7	1890,7	1890,7
АЭС	МВт	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ТЭС	МВт	47405,5	49707,0	51041,0	51491,0	51355,0	51355,0	51355,0
ВИЭ	МВт	2,2	47,2	106,2	146,2	146,2	146,2	146,2
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	3129	4930	7018	6872	6791	6869	7210
ТЭС	час/год	5351	5072	4946	4992	4990	5030	5112
ВИЭ	час/год	100	1721	1765	1815	1815	1815	1815

Баланс электроэнергии ОЭС Востока с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	32,00	32,46	35,71	39,37	41,49	43,33	43,71
Экспорт в Китай	млрд.кВт.ч	3,30	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Потребность	млрд.кВт.ч	35,30	36,46	39,71	43,37	45,49	47,33	47,71
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	35,30	36,46	39,71	43,37	45,49	47,33	47,71
ГЭС	млрд.кВт.ч	11,25	11,25	13,29	15,71	16,66	16,66	16,66
ТЭС	млрд.кВт.ч	24,05	25,21	26,42	27,66	28,83	30,67	31,05
ВИЭ	млрд.кВт.ч							
Установленная мощность- всего	МВт	9069,8	9369,3	11276,0	11337,0	11964,5	11899,5	11851,5
ГЭС	МВт	3340,0	3500,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	МВт	5729,8	5869,3	6658,5	6719,5	7347,0	7282,0	7234,0
ВИЭ	МВт							
Число часов использования установленной мощности	час/год							
ТЭС	час/год	4198	4296	3967	4116	3924	4211	4292

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

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	32,00	32,46	35,71	39,37	41,49	43,33	43,71
Экспорт в Китай	млрд.кВт.ч	3,30	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Потребность	млрд.кВт.ч	35,30	36,46	39,71	43,37	45,49	47,33	47,71
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	35,30	36,46	39,71	43,37	45,49	47,33	47,71
ГЭС	млрд.кВт.ч	7,77	7,77	9,76	11,46	12,36	12,36	12,36
ТЭС	млрд.кВт.ч	27,53	28,69	29,95	31,91	33,13	34,97	35,35
ВИЭ	млрд.кВт.ч							
Установленная мощность- всего	МВт	9069,8	9369,3	11276,0	11337,0	11964,5	11899,5	11851,5
ГЭС	МВт	3340,0	3500,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	МВт	5729,8	5869,3	6658,5	6719,5	7347,0	7282,0	7234,0
ВИЭ	МВт							
Число часов использования установленной мощности	час/год							
ТЭС	час/год	4805	4889	4498	4749	4509	4802	4887

Приложение №19
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2014 – 2020 годы

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2014 – 2020 годы. Базовый вариант электропотребления

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Северо-Запада с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2014 – 2020 годы. **Базовый вариант электропотребления**

млрд.кВтч

ОЭС Северо-Запада	2013 отчет	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Потребление электрической энергии ОЭС	90.290	90.920	91.659	92.848	92.796	93.599	94.329	94.385
Покрытие								
в том числе:								
АЭС	29.6	33.944	40.227	44.610	36.501	46.289	44.364	42.817
ГЭС	12.0	12.696	12.696	12.696	12.696	12.696	12.696	12.696
ТЭС	59.4	55.831	51.747	51.053	51.909	51.125	52.780	52.983
ВИЭ	0.0	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004
Сальдо перетоков электрической энергии*	-10.8	-11.554	-13.014	-15.514	-8.314	-16.514	-15.514	-14.114
ЭС Архангельской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	7.463	7.445	7.455	7.483	7.479	7.487	7.491	7.515
Покрытие (производство электрической энергии)	6.5	6.345	6.355	6.383	6.379	6.387	6.391	6.415
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	6.5	6.345	6.355	6.383	6.379	6.387	6.391	6.415
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1.0	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100
ЭС Калининградской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	4.412	4.531	4.667	4.807	4.950	5.099	5.237	5.299
Покрытие (производство электрической энергии)	6.4	5.231	4.667	4.807	4.950	5.099	5.237	5.299
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.0	0.010	0.010	0.010	0.010	0.010	0.010	0.010
ТЭС	6.4	5.217	4.654	4.794	4.937	5.086	5.224	5.286
ВИЭ	0.0	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004
Сальдо перетоков электрической энергии*	-2.0	-0.700	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ЭС Республики Карелия								
Потребность (потребление электрической энергии)	7.645	7.462	7.509	7.520	7.534	7.536	7.539	7.560
Покрытие (производство электрической энергии)	4.4	4.539	4.535	4.533	4.538	4.537	4.539	4.546
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	2.5	2.728	2.728	2.728	2.728	2.728	2.728	2.728
ТЭС	1.9	1.811	1.807	1.805	1.810	1.808	1.810	1.817
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	3.2	2.923	2.974	2.987	2.996	2.999	3.000	3.014
ЭС Мурманской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	12.295	12.285	12.360	12.457	12.492	12.544	12.603	12.328
Покрытие (производство электрической энергии)	16.9	17.427	17.391	17.392	17.392	17.393	16.792	13.494
в том числе:								
АЭС	10.4	10.535	10.499	10.500	10.500	10.501	9.900	6.600
ГЭС	6.1	6.532	6.532	6.532	6.532	6.532	6.532	6.532
ТЭС	0.4	0.361	0.361	0.361	0.361	0.361	0.361	0.363
ВИЭ		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Сальдо перетоков электрической энергии*	-4.6	-5.142	-5.031	-4.935	-4.900	-4.849	-4.189	-1.166
ЭС Республики Коми								

ОЭС Северо-Запада	2013 отчет	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Потребность (потребление электрической энергии)	8.899	8.924	8.995	9.089	9.104	9.143	9.181	9.245
Покрытие (производство электрической энергии)	9.3	9.524	9.595	9.689	9.704	9.743	9.781	9.845
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	9.3	9.524	9.595	9.689	9.704	9.743	9.781	9.845
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-0.4	-0.600	-0.600	-0.600	-0.600	-0.600	-0.600	-0.600
ЭС Ленинградской области и г. Санкт-Петербурга								
Потребность (потребление электрической энергии)	43.183	43.856	44.231	45.002	44.719	45.237	45.691	45.772
Покрытие (производство электрической энергии)	54.5	56.428	59.148	62.555	55.137	63.947	64.090	65.885
в том числе:								
АЭС	19.3	23.409	29.728	34.110	26.001	35.788	34.464	36.217
ГЭС	3.4	3.413	3.413	3.413	3.413	3.413	3.413	3.413
ТЭС	31.9	29.606	26.008	25.032	25.723	24.747	26.213	26.255
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-11.3	-12.572	-14.917	-17.553	-10.418	-18.710	-18.399	-20.113
ЭС Новгородской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	4.170	4.188	4.204	4.237	4.269	4.302	4.334	4.405
Покрытие (производство электрической энергии)	1.6	1.500	1.500	1.499	1.506	1.503	1.509	1.511
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1.6	1.500	1.500	1.499	1.506	1.503	1.509	1.511
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	2.6	2.688	2.704	2.738	2.763	2.799	2.825	2.894
ЭС Псковской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	2.222	2.229	2.238	2.253	2.249	2.251	2.253	2.261
Покрытие (производство электрической энергии)	1.5	1.479	1.481	1.503	1.503	1.503	1.503	1.503
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.0	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013
ТЭС	1.5	1.466	1.468	1.490	1.490	1.490	1.490	1.490
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	0.7	0.750	0.757	0.750	0.746	0.748	0.750	0.758

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

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Центра с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2014 – 2020 годы. **Базовый вариант электропотребления**

млрд.кВтч

ОЭС Центра	2013 отчет	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Потребление электрической энергии ОЭС	230.433	232.978	235.276	237.430	239.598	242.193	244.321	246.229
Покрытие	235.8	240.478	241.076	235.730	244.798	245.993	246.421	242.929
в том числе:								
АЭС	87.4	87.004	90.795	84.629	90.169	95.125	95.085	91.391
ГЭС	2.0	1.521	1.521	1.521	1.521	1.521	1.521	1.521
ГАЭС	1.5	1.884	1.884	1.884	2.384	2.884	2.884	2.884
ТЭС	144.9	150.069	146.876	147.615	150.643	146.383	146.851	147.051
ВИЭ	0.0	0.000	0.000	0.081	0.081	0.081	0.081	0.081
Сальдо перетоков электрической энергии*	-5.4	-7.500	-5.800	1.700	-5.200	-3.800	-2.100	3.300
ЭС Белгородской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	14.808	14.941	15.028	15.156	15.342	15.496	15.599	15.716
Покрытие (производство электрической энергии)	0.9	0.919	0.887	0.880	0.889	0.881	0.882	0.882
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0.9	0.919	0.887	0.880	0.889	0.881	0.882	0.882
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	13.9	14.022	14.142	14.276	14.454	14.615	14.717	14.834
ЭС Брянской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	4.489	4.535	4.564	4.626	4.685	4.745	4.787	4.800
Покрытие (производство электрической энергии)	0.0	0.042	0.042	0.042	0.042	0.042	0.042	0.042
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0.0	0.042	0.042	0.042	0.042	0.042	0.042	0.042
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	4.4	4.493	4.522	4.584	4.643	4.703	4.745	4.758
ЭС Владимирской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	6.989	7.080	7.174	7.230	7.310	7.380	7.450	7.547
Покрытие (производство электрической энергии)	1.5	2.145	2.235	2.203	2.237	2.119	2.127	2.131
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1.5	2.145	2.235	2.203	2.237	2.119	2.127	2.131
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	5.5	4.935	4.939	5.027	5.073	5.261	5.323	5.416
ЭС Вологодской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	13.423	13.457	13.472	13.549	13.553	13.602	13.610	13.653
Покрытие (производство электрической энергии)	7.9	8.692	9.387	9.279	9.325	9.083	9.099	9.107
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.1	0.127	0.127	0.127	0.127	0.127	0.127	0.127
ТЭС	7.8	8.565	9.260	9.152	9.198	8.956	8.972	8.980
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	5.5	4.765	4.085	4.270	4.228	4.519	4.511	4.546
ЭС Воронежской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	10.336	10.474	10.767	11.191	11.284	11.275	11.280	11.345
Покрытие (производство электрической энергии)	15.5	14.658	18.497	24.042	25.494	26.970	26.903	27.027
в том числе:								
АЭС	14.1	13.490	17.383	21.951	23.389	24.953	24.880	25.001
ГЭС								
ТЭС	1.4	1.168	1.114	2.092	2.104	2.018	2.024	2.026

ОЭС Центра	2013 отчет	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-5.1	-4.184	-7.730	-12.851	-14.210	-15.695	-15.623	-15.682
ЭС Ивановской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	3.672	3.692	3.696	3.707	3.697	3.697	3.697	3.707
Покрытие (производство электрической энергии)	1.9	1.871	1.783	1.783	1.795	1.783	1.783	1.783
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1.9	1.871	1.783	1.783	1.795	1.783	1.783	1.783
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1.8	1.821	1.913	1.924	1.902	1.914	1.914	1.924
ЭС Калужской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	5.728	6.205	6.432	6.691	6.952	7.047	7.245	7.414
Покрытие (производство электрической энергии)	0.3	0.232	0.227	0.227	0.228	0.227	0.227	0.227
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0.3	0.232	0.227	0.227	0.228	0.227	0.227	0.227
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	5.4	5.973	6.205	6.464	6.724	6.820	7.018	7.187
ЭС Костромской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	3.602	3.607	3.603	3.624	3.624	3.631	3.632	3.641
Покрытие (производство электрической энергии)	15.2	14.943	13.517	13.219	13.598	13.242	13.293	13.314
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	15.2	14.943	13.517	13.219	13.598	13.242	13.293	13.314
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-11.6	-11.336	-9.914	-9.595	-9.974	-9.611	-9.661	-9.673
ЭС Курской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	8.063	7.977	8.117	8.137	8.099	8.296	8.300	8.003
Покрытие (производство электрической энергии)	25.0	24.530	25.018	23.491	21.054	23.603	23.605	19.041
в том числе:								
АЭС	23.6	23.278	23.852	21.993	19.365	21.975	21.975	17.410
ГЭС								
ТЭС	1.4	1.252	1.166	1.498	1.689	1.628	1.630	1.631
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-16.9	-16.553	-16.901	-15.354	-12.955	-15.307	-15.305	-11.038
ЭС Липецкой области								
Потребность (потребление электрической энергии)	11.937	12.010	12.096	12.199	12.257	12.340	12.407	12.486
Покрытие (производство электрической энергии)	5.3	5.067	5.103	5.180	5.189	5.185	5.185	5.186
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	5.3	5.067	5.103	5.099	5.108	5.104	5.104	5.105
ВИЭ				0.081	0.081	0.081	0.081	0.081
Сальдо перетоков электрической энергии*	6.7	6.943	6.993	7.019	7.068	7.155	7.222	7.300
ЭС Московской области и г. Москвы								
Потребность (потребление электрической энергии)	102.094	103.456	104.388	105.583	106.541	108.100	109.420	110.226
Покрытие (производство электрической энергии)	77.2	80.796	77.685	78.123	80.373	78.560	78.831	78.946
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.2	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200
ГАЭС	1.5	1.884	1.884	1.884	2.384	2.884	2.884	2.884

ОЭС Центра	2013 отчет	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ТЭС	75.5	78.712	75.601	76.039	77.789	75.476	75.747	75.862
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	24.9	22.660	26.703	27.460	26.168	29.540	30.589	31.280
ЭС Орловской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	2.793	2.819	2.849	2.874	2.897	2.926	2.959	3.002
Покрытие (производство электрической энергии)	1.3	1.372	1.251	1.227	1.257	1.218	1.222	1.224
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1.3	1.372	1.251	1.227	1.257	1.218	1.222	1.224
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1.5	1.447	1.598	1.647	1.640	1.708	1.737	1.778
ЭС Рязанской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	6.495	6.571	6.642	6.707	6.768	6.827	6.900	6.985
Покрытие (производство электрической энергии)	9.7	10.313	9.792	9.614	9.840	9.586	9.618	9.631
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	9.7	10.313	9.792	9.614	9.840	9.586	9.618	9.631
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-3.2	-3.742	-3.150	-2.907	-3.072	-2.759	-2.718	-2.646
ЭС Смоленской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	6.242	6.355	6.417	5.871	6.147	6.190	6.196	6.219
Покрытие (производство электрической энергии)	23.3	26.407	23.962	17.332	21.491	21.904	21.951	22.007
в том числе:								
АЭС	19.8	23.096	21.000	14.434	18.485	18.997	19.030	19.080
ГЭС								
ТЭС	3.5	3.311	2.962	2.898	3.006	2.907	2.921	2.927
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-17.1	-20.052	-17.545	-11.461	-15.344	-15.714	-15.755	-15.788
ЭС Тамбовской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	3.459	3.483	3.508	3.538	3.535	3.541	3.547	3.562
Покрытие (производство электрической энергии)	1.0	1.074	1.069	1.069	1.070	1.069	1.069	1.069
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1.0	1.074	1.069	1.069	1.070	1.069	1.069	1.069
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	2.5	2.409	2.439	2.469	2.465	2.472	2.478	2.493
ЭС Тверской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	8.250	8.278	8.430	8.570	8.589	8.616	8.656	8.737
Покрытие (производство электрической энергии)	39.7	36.569	37.197	34.721	37.608	37.683	37.710	38.422
в том числе:								
АЭС	30.0	27.140	28.560	26.251	28.930	29.200	29.200	29.900
ГЭС	0.0	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008
ТЭС	9.7	9.421	8.629	8.462	8.670	8.475	8.502	8.514
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-31.4	-28.291	-28.767	-26.151	-29.019	-29.067	-29.054	-29.685
ЭС Тульской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	9.883	9.822	9.842	9.895	10.036	10.201	10.352	10.880
Покрытие (производство электрической энергии)	6.1	7.257	7.703	7.625	7.610	7.342	7.363	7.372
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	6.1	7.257	7.703	7.625	7.610	7.342	7.363	7.372

ОЭС Центра	2013 отчет	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	3.7	2.565	2.139	2.270	2.426	2.859	2.989	3.508
<u>ЭС Ярославской области</u>								
Потребность (потребление электрической энергии)	8.173	8.216	8.251	8.282	8.282	8.283	8.284	8.306
Покрытие (производство электрической энергии)	4.2	3.589	5.721	5.672	5.700	5.498	5.510	5.516
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1.6	1.186	1.186	1.186	1.186	1.186	1.186	1.186
ТЭС	2.6	2.404	4.536	4.486	4.514	4.312	4.324	4.330
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	4.0	4.627	2.530	2.610	2.582	2.785	2.774	2.790

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

ОЭС Средней Волги	2013 отчет	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Сальдо перетоков электрической энергии*	-1.4	1.729	2.728	3.529	3.548	3.573	3.602	3.514
ЭС Саратовской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	12.821	13.008	13.157	13.318	13.383	13.527	13.618	13.766
Покрытие (производство электрической энергии)	43.9	37.737	39.093	40.976	38.795	39.126	40.853	40.097
в том числе:								
АЭС	33.7	27.970	29.698	31.712	29.539	29.871	31.598	30.800
ГЭС	6.0	5.400	5.400	5.400	5.400	5.400	5.400	5.400
ТЭС	4.2	4.367	3.995	3.864	3.856	3.855	3.855	3.897
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-31.1	-24.729	-25.936	-27.658	-25.412	-25.599	-27.235	-26.331
ЭС Республики Татарстан								
Потребность (потребление электрической энергии)	26.761	26.805	27.142	27.543	27.723	27.942	28.170	28.336
Покрытие (производство электрической энергии)	23.0	24.226	24.547	24.496	24.459	24.460	24.458	24.660
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1.7	1.675	1.675	1.675	1.675	1.675	1.675	1.675
ТЭС	21.3	22.551	22.872	22.821	22.784	22.785	22.783	22.985
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	3.8	2.579	2.595	3.047	3.264	3.482	3.712	3.676
ЭС Ульяновской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	6.124	6.158	6.203	6.276	6.303	6.316	6.324	6.344
Покрытие (производство электрической энергии)	3.1	2.954	2.877	2.853	2.922	2.901	2.901	2.881
в том числе:								
АЭС	0.3	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300
ГЭС								
ТЭС	2.9	2.654	2.577	2.553	2.532	2.511	2.511	2.491
ВИЭ					0.090	0.090	0.090	0.090
Сальдо перетоков электрической энергии*	3.0	3.204	3.326	3.423	3.381	3.415	3.423	3.463
ЭС Чувашской Республики								
Потребность (потребление электрической энергии)	5.261	5.319	5.333	5.362	5.354	5.358	5.362	5.379
Покрытие (производство электрической энергии)	5.0	4.845	4.939	4.800	4.793	4.793	4.792	4.830
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	2.3	2.100	2.100	2.100	2.100	2.100	2.100	2.100
ТЭС	2.7	2.745	2.839	2.700	2.693	2.693	2.692	2.730
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	0.3	0.474	0.394	0.562	0.561	0.565	0.570	0.549

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

ОЭС Юга	2013 отчет	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.4	0.365	0.365	0.365	0.365	0.365	0.365	0.365
ТЭС		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1.7	1.860	1.944	2.027	2.089	2.127	2.149	2.178
ЭС Ставропольского края								
Потребность (потребление электрической энергии)	9.465	9.605	9.729	9.880	10.018	10.113	10.216	10.297
Покрытие (производство электрической энергии)	16.1	17.734	17.755	17.444	17.555	17.456	17.831	17.885
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1.5	1.456	1.456	1.485	1.496	1.497	1.497	1.497
ТЭС	14.6	16.278	16.299	15.931	16.032	15.932	16.307	16.361
ВИЭ				0.027	0.027	0.027	0.027	0.027
Сальдо перетоков электрической энергии*	-6.6	-8.129	-8.026	-7.564	-7.537	-7.343	-7.615	-7.588

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

ОЭС Урала	2013 отчет	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Сальдо перетоков электрической энергии*	-9.9	-5.745	-3.909	-2.709	-5.997	-5.139	-5.203	-5.451
ЭС Свердловской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	44.770	43.717	43.698	44.012	44.008	44.055	44.048	44.457
Покрытие (производство электрической энергии)	49.2	50.778	48.993	52.543	54.842	55.358	56.056	57.556
в том числе:								
АЭС	4.1	4.631	7.296	10.387	10.170	10.050	10.166	10.670
ГЭС	0.0	0.019	0.019	0.019	0.019	0.019	0.019	0.019
ТЭС	45.0	46.128	41.677	42.137	44.653	45.289	45.871	46.867
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-4.4	-7.061	-5.295	-8.531	-10.834	-11.303	-12.008	-13.099
ЭС Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа								
Потребность (потребление электрической энергии)	91.176	92.081	93.279	94.597	95.282	96.375	96.568	97.515
Покрытие (производство электрической энергии)	103.3	107.253	108.277	109.600	110.290	111.364	111.551	112.515
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	103.3	107.253	108.277	109.600	110.290	111.364	111.551	112.515
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-12.2	-15.172	-14.998	-15.003	-15.008	-14.989	-14.983	-15.000
ЭС Удмуртской Республики								
Потребность (потребление электрической энергии)	9.397	9.586	9.730	9.907	10.003	10.103	10.199	10.301
Покрытие (производство электрической энергии)	2.9	2.951	3.757	3.533	3.463	3.412	3.456	3.540
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2.9	2.951	3.757	3.533	3.463	3.412	3.456	3.540
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	6.5	6.635	5.973	6.374	6.540	6.691	6.743	6.761
ЭС Челябинской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	35.757	36.055	36.402	36.887	37.084	37.336	37.560	37.894
Покрытие (производство электрической энергии)	22.9	24.667	27.359	30.396	29.808	29.017	29.387	30.085
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	22.9	24.667	27.359	30.396	29.808	29.017	29.387	30.085
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	12.9	11.388	9.043	6.491	7.276	8.319	8.173	7.809

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

ОЭС Сибири	2013 отчет	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	20.0	20.307	21.048	20.621	21.113	21.582	21.776	22.054
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	13.1	13.346	12.926	13.670	13.245	12.858	12.724	12.569
ЭС Новосибирской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	15.344	15.483	15.685	15.935	16.026	16.080	16.123	16.205
Покрытие (производство электрической энергии)	13.2	13.503	13.058	12.951	13.274	13.423	13.480	13.554
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	2.4	1.918	1.918	1.918	1.918	1.918	1.918	1.918
ТЭС	10.8	11.585	11.140	11.033	11.356	11.505	11.562	11.636
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	2.2	1.980	2.627	2.984	2.752	2.657	2.643	2.651
ЭС Омской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	10.888	10.920	10.999	11.112	11.243	11.394	11.531	11.657
Покрытие (производство электрической энергии)	6.8	5.387	5.128	5.600	5.939	6.152	6.245	6.361
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	6.8	5.387	5.128	5.600	5.939	6.152	6.245	6.361
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	4.0	5.533	5.871	5.512	5.304	5.242	5.286	5.296
ЭС Республики Тыва								
Потребность (потребление электрической энергии)	0.709	0.715	0.724	0.732	0.738	0.740	0.742	0.744
Покрытие (производство электрической энергии)	0.0	0.038	0.037	0.036	0.037	0.038	0.038	0.038
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0.0	0.038	0.037	0.036	0.037	0.038	0.038	0.038
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	0.7	0.677	0.687	0.696	0.701	0.702	0.704	0.706
ЭС Томской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	8.900	8.861	8.885	8.886	8.868	8.907	8.922	8.963
Покрытие (производство электрической энергии)	4.5	4.286	4.046	3.942	4.019	4.117	4.155	4.206
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	4.5	4.286	4.046	3.942	4.019	4.117	4.155	4.206
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	4.4	4.575	4.839	4.944	4.849	4.790	4.767	4.757
ЭС Республики Хакасская								
Потребность (потребление электрической энергии)	16.526	15.942	16.012	16.078	16.050	16.055	16.072	16.117
Покрытие (производство электрической энергии)	26.2	25.757	25.998	25.972	26.027	26.061	26.074	26.091
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	24.9	23.850	23.850	23.850	23.850	23.850	23.850	23.850
ТЭС	1.3	1.907	2.139	2.112	2.168	2.202	2.215	2.232
ВИЭ			0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009
Сальдо перетоков электрической энергии*	-9.7	-9.815	-9.986	-9.894	-9.977	-10.006	-10.002	-9.974
ЭС Забайкальского края								
Потребность (потребление электрической энергии)	7.973	8.050	8.106	8.184	8.276	8.352	8.459	8.563

ОЭС Сибири	2013 отчет	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Покрытие (производство электрической энергии)	7.6	5.547	5.215	5.096	5.210	5.340	5.389	5.455
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	7.6	5.547	5.215	5.096	5.210	5.340	5.389	5.455
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	0.4	2.503	2.891	3.088	3.066	3.012	3.070	3.108

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

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Востока с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2014 – 2020 годы. **Базовый вариант электропотребления**

млрд.кВтч

ОЭС Востока	2013 отчет	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Потребление электрической энергии ОЭС	31.608	32.000	32.461	35.706	39.369	41.489	43.326	43.708
Покрытие								
в том числе:	35.2	35.300	36.461	39.706	43.369	45.489	47.326	47.708
АЭС	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ГЭС	13.4	11.250	11.250	13.290	15.710	16.660	16.660	16.660
ТЭС	21.8	24.050	25.211	26.416	27.659	28.829	30.666	31.048
ВИЭ	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Сальдо перетоков электрической энергии*	-3.6	-3.300	-4.000	-4.000	-4.000	-4.000	-4.000	-4.000
ЭС Амурской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	7.979	8.060	8.209	8.419	8.608	8.757	8.846	8.965
Покрытие (производство электрической энергии)	15.1	13.126	13.210	13.627	14.408	15.388	15.332	15.356
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	13.4	11.250	11.250	11.600	11.950	12.900	12.900	12.900
ТЭС	1.7	1.876	1.960	2.027	2.458	2.488	2.432	2.456
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-7.2	-5.066	-5.001	-5.208	-5.800	-6.631	-6.486	-6.391
ЭС Хабаровского края и Еврейской автономной области								
Потребность (потребление электрической энергии)	9.347	9.454	9.575	9.766	9.897	9.954	10.162	10.295
Покрытие (производство электрической энергии)	7.5	7.912	8.296	8.144	7.819	7.530	7.944	7.948
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	7.5	7.912	8.296	8.144	7.819	7.530	7.944	7.948
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1.8	1.542	1.279	1.622	2.078	2.424	2.218	2.347
ЭС Приморского края								
Потребность (потребление электрической энергии)	12.577	12.718	12.787	12.904	13.054	14.679	16.075	16.098
Покрытие (производство электрической энергии)	9.4	10.879	11.510	11.902	11.540	12.959	14.656	14.972
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	9.4	10.879	11.510	11.902	11.540	12.959	14.656	14.972
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	3.2	1.839	1.277	1.002	1.514	1.720	1.419	1.126
ЭС Республики Саха (Якутия)								
Потребность (потребление электрической энергии)	1.705	1.768	1.890	4.617	7.810	8.099	8.243	8.350
Покрытие (производство электрической энергии)	3.1	3.383	3.444	6.032	9.601	9.612	9.393	9.432
в том числе:								
АЭС								
ГЭС				1.690	3.760	3.760	3.760	3.760
ТЭС	3.1	3.383	3.444	4.342	5.841	5.852	5.633	5.672
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-1.4	-1.615	-1.554	-1.415	-1.791	-1.513	-1.150	-1.082

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

Приложение № 20
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2014 – 2020 годы

Перспективные балансы электроэнергии по ОЭС и ЕЭС России с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке на 2014-2020 годы для базового варианта электропотребления

Баланс электроэнергии ЕЭС России с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	1016,66	1027,76	1043,16	1055,14	1067,07	1075,97	1084,31
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,58	2,68	2,79	3,49	4,16	4,16	4,16
Экспорт	млрд.кВт.ч	16,59	17,29	17,29	17,24	17,24	17,24	14,24
Импорт	млрд.кВт.ч	1,06	0,80	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Потребность	млрд.кВт.ч	1032,20	1044,25	1060,16	1072,09	1084,01	1092,91	1098,25
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	1032,20	1044,25	1060,16	1072,09	1084,01	1092,91	1098,25
ГЭС	млрд.кВт.ч	176,17	180,97	183,90	186,85	188,30	188,30	188,30
АЭС	млрд.кВт.ч	168,37	185,68	194,99	190,76	203,88	205,28	203,78
ТЭС	млрд.кВт.ч	687,65	676,87	678,65	689,57	686,21	693,71	700,35
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,01	0,73	2,62	4,91	5,62	5,62	5,82
Установленная мощность - всего	МВт	233843,0	243938,1	250891,5	255864,5	259390,8	262916,9	266135,0
ГЭС	МВт	47863,7	48233,7	49873,8	50417,5	50528,2	50590,4	51013,6
АЭС	МВт	26146,0	29614,8	30396,6	31249,6	31003,6	32833,6	33337,6
ТЭС	МВт	159791,3	165701,4	169271,1	171692,4	174997,0	176630,9	178821,8
ВИЭ	МВт	42,0	388,2	1350,0	2505,0	2862,0	2862,0	2962,0
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	6440	6270	6415	6104	6576	6252	6113

ТЭС	час/год	4303	4085	4009	4016	3921	3927	3916
ВИЭ	час/год	206	1876	1940	1960	1965	1965	1966

Баланс электроэнергии ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	984,66	995,30	1007,46	1015,78	1025,58	1032,64	1040,60
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,58	2,68	2,79	3,49	4,16	4,16	4,16
Экспорт	млрд.кВт.ч	13,29	13,29	13,29	13,24	13,24	13,24	10,24
Импорт	млрд.кВт.ч	1,06	0,80	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Потребность	млрд.кВт.ч	996,90	1007,79	1020,45	1028,72	1038,52	1045,58	1050,55
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	996,90	1007,79	1020,45	1028,72	1038,52	1045,58	1050,55
ГЭС	млрд.кВт.ч	164,92	169,72	170,61	171,14	171,64	171,64	171,64
АЭС	млрд.кВт.ч	168,37	185,68	194,99	190,76	203,88	205,28	203,78
ТЭС	млрд.кВт.ч	663,60	651,66	652,24	662,87	658,54	664,20	670,46
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,01	0,73	2,62	3,95	4,47	4,47	4,67
Установленная мощность - всего	МВт	224773,2	234568,8	239660,5	244045,4	247011,1	250212,3	253310,4
ГЭС	МВт	44523,7	44733,7	45256,3	45800,0	45910,7	45972,9	46396,1
АЭС	МВт	26146,0	29614,8	30396,6	31249,6	31003,6	32833,6	33337,6
ТЭС	МВт	154061,5	159832,1	162657,6	164970,8	167810,8	169119,8	171190,7
ВИЭ	МВт	42,0	388,2	1350,0	2025,0	2286,0	2286,0	2386,0
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	6440	6270	6415	6104	6576	6252	6113
ТЭС	час/год	4307	4077	4010	4018	3924	3927	3916
ВИЭ	час/год	206	1876	1940	1950	1956	1956	1958

Баланс электроэнергии Европейской части ЕЭС с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	778,27	785,84	795,22	800,78	808,39	814,63	821,42
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,58	2,68	2,79	3,49	4,16	4,16	4,16
Экспорт	млрд.кВт.ч	12,68	12,68	12,68	12,63	12,63	12,63	9,63
Импорт	млрд.кВт.ч	1,06	0,80	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Выдача электрической энергии в ОЭС Сибири	млрд.кВт.ч	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80
Потребность	млрд.кВт.ч	791,69	799,52	809,41	814,91	822,52	828,76	832,55
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	791,69	799,52	809,41	814,91	822,52	828,76	832,55
ГЭС	млрд.кВт.ч	61,74	62,24	62,36	62,89	63,39	63,39	63,39
АЭС	млрд.кВт.ч	168,37	185,68	194,99	190,76	203,88	205,28	203,78
ТЭС	млрд.кВт.ч	561,58	550,90	549,66	557,72	551,20	556,04	561,13
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,01	0,70	2,40	3,54	4,06	4,06	4,26
Установленная мощность - всего	МВт	173709,8	182667,2	187313,9	191345,6	192410,2	195034,1	197461,0
ГЭС	МВт	19216,3	19421,3	19918,9	20420,4	20488,9	20518,9	20914,9
АЭС	МВт	26146,0	29614,8	30396,6	31249,6	31003,6	32833,6	33337,6
ТЭС	МВт	128305,6	133258,2	135759,6	137857,8	138838,9	139602,8	141029,7
ВИЭ	МВт	42,0	373,0	1238,8	1817,8	2078,8	2078,8	2178,8
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	6440	6270	6415	6104	6576	6252	6113
ТЭС	час/год	4377	4134	4049	4046	3970	3983	3979
ВИЭ	час/год	206	1879	1937	1946	1953	1953	1955

Баланс электроэнергии ОЭС Северо-Запада с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	90,92	91,66	92,85	92,80	93,60	94,33	94,39
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч							
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11
в Балтию	млрд.кВт.ч	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
в Норвегию (приграничный)	млрд.кВт.ч	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
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	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
Импорт из Финляндии	млрд.кВт.ч	0,06	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	3,00	4,00	7,20		8,20	6,00	5,80
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Потребность	млрд.кВт.ч	102,47	103,97	108,36	101,11	110,11	108,64	108,50
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	102,47	103,97	108,36	101,11	110,11	108,64	108,50
ГЭС	млрд.кВт.ч	12,70	12,70	12,70	12,70	12,70	12,70	12,70
АЭС	млрд.кВт.ч	33,94	40,23	44,61	36,50	46,29	44,36	42,82
ТЭС	млрд.кВт.ч	55,83	51,04	51,05	51,48	50,69	51,15	52,35
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,00	0,01	0,01	0,44	0,44	0,44	0,64
Установленная мощность - всего	МВт	23388,8	25083,0	25376,6	26877,6	26681,6	27411,6	28545,6
ГЭС	МВт	2947,3	2947,3	2947,3	2947,3	2947,3	2947,3	3337,3
АЭС	МВт	5760	6930	6930	8100	7854	8584	8778
ТЭС	МВт	14675,1	15197,4	15491,2	15607,2	15657,2	15657,2	16107,2
ВИЭ	МВт	6,4	8,4	8,2	223,2	223,2	223,2	323,2
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	5893	5805	6437	4506	5894	5168	4878
ТЭС	час/год	3804	3359	3295	3298	3238	3267	3250
ВИЭ	час/год	570	695	693	1952	1952	1952	1967

Баланс электроэнергии ОЭС Центрас учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	232,98	235,28	237,43	239,60	242,19	244,32	246,23
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,58	2,58	2,58	3,28	3,95	3,95	3,95
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
в Беларусь	млрд.кВт.ч	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Импорт	млрд.кВт.ч							
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	5,50	4,50	0,50	0,50	5,50	4,00	0,50
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	3,00	4,00	7,20		8,20	6,00	5,80
Потребность	млрд.кВт.ч	238,48	238,78	233,73	243,10	242,49	245,32	240,93
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	238,48	238,78	233,73	243,10	242,49	245,32	240,93
ГЭС	млрд.кВт.ч	3,40	3,40	3,40	3,90	4,40	4,40	4,40
АЭС	млрд.кВт.ч	87,00	90,80	84,63	90,17	95,12	95,08	91,39
ТЭС	млрд.кВт.ч	148,07	144,58	145,62	148,94	142,88	145,75	145,05
ВИЭ	млрд.кВт.ч			0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Установленная мощность - всего	МВт	53261,9	55447,3	56808,0	57303,2	57609,2	57879,1	59064,1
ГЭС	МВт	1788,6	1788,6	2208,6	2638,6	2638,6	2648,6	2648,6
АЭС	МВт	12834,0	14032,8	14814,6	14397,6	14397,6	14397,6	14647,6
ТЭС	МВт	38639,3	39625,9	39739,8	40222,0	40528,0	40787,9	41722,9
ВИЭ	МВт			45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	6779	6470	5713	6263	6607	6604	6239
ТЭС	час/год	3832	3649	3664	3703	3526	3573	3477
ВИЭ	час/год			1800	1800	1800	1800	1800

Баланс электроэнергии ОЭС Юга с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	85,73	87,05	88,84	90,34	91,83	93,42	94,69
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч		0,10	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	0,43	0,43	0,43	0,38	0,38	0,38	0,38
в Грузию	млрд.кВт.ч	0,25	0,25	0,25	0,20	0,20	0,20	0,20
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	4,00			3,00	3,00	
Потребность	млрд.кВт.ч	80,16	83,48	89,27	90,72	89,21	90,80	95,07
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	80,16	83,48	89,27	90,72	89,21	90,80	95,07
ГЭС	млрд.кВт.ч	20,31	20,82	20,93	20,96	20,96	20,96	20,96
АЭС	млрд.кВт.ч	14,52	17,37	23,35	24,08	21,89	23,08	27,12
ТЭС	млрд.кВт.ч	45,33	44,70	42,90	43,19	43,50	43,90	44,14
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,00	0,60	2,09	2,48	2,85	2,85	2,85
Установленная мощность- всего	МВт	19818,9	21488,2	22617,4	23570,4	23785,9	25035,9	25035,9
ГЭС	МВт	5783,2	5949,7	5970,8	5995,8	6025,3	6025,3	6025,3
АЭС	МВт	2000,0	3100,0	3100,0	3100,0	3100,0	4200,0	4200,0
ТЭС	МВт	12002,4	12126,2	12487,2	13211,2	13211,2	13361,2	13361,2
ВИЭ	МВт	33,4	312,4	1059,4	1263,4	1449,4	1449,4	1449,4
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	7260	5602	7532	7769	7062	5496	6457
ТЭС	час/год	3777	3686	3435	3270	3293	3286	3303
ВИЭ	час/год	144	1936	1973	1963	1968	1968	1968

Баланс электроэнергии Средней Волги с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	109,69	110,70	111,93	112,43	113,04	113,66	114,49
Экспорт в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Импорт	млрд.кВт.ч							
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	3,00	2,00			1,00	1,50	
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	7,50	5,50	2,00	4,00	5,00	3,50	3,50
Потребность	млрд.кВт.ч	105,23	107,24	109,97	108,47	109,08	111,70	111,03
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	105,23	107,24	109,97	108,47	109,08	111,70	111,03
ГЭС	млрд.кВт.ч	20,29	20,29	20,29	20,29	20,29	20,29	20,29
АЭС	млрд.кВт.ч	28,27	30,00	32,01	29,84	30,52	32,58	31,78
ТЭС	млрд.кВт.ч	56,67	56,96	57,68	58,25	58,18	58,74	58,88
ВИЭ	млрд.кВт.ч				0,09	0,09	0,09	0,09
Установленная мощность - всего	МВт	26486,2	27195,7	28421,2	28742,7	29080,7	29055,7	29121,7
ГЭС	МВт	6845,5	6878,0	6921,5	6968,0	7007,0	7007,0	7013,0
АЭС	МВт	4072,0	4072,0	4072,0	4172,0	4172,0	4172,0	4232,0
ТЭС	МВт	15568,7	16245,7	17427,7	17557,7	17856,7	17831,7	17831,7
ВИЭ	МВт				45,0	45,0	45,0	45,0
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	6943	7367	7861	7152	7316	7809	7509
ТЭС	час/год	3640	3506	3310	3318	3258	3294	3302
ВИЭ	час/год				2000	2000	2000	2000

Баланс электроэнергии ОЭС Урала с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.
Потребление электрической энергии в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	258,95	261,15	264,18	265,62	267,73	268,90	271,62
Экспорт в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Импорт из Казахстана	млрд.кВт.ч	1,00	0,50					
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	7,30	5,30	3,80	5,80	3,80	3,30	5,30
Потребность	млрд.кВт.ч	265,35	266,05	268,08	271,52	271,63	272,30	277,02
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	265,35	266,05	268,08	271,52	271,63	272,30	277,02
ГЭС	млрд.кВт.ч	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04
АЭС	млрд.кВт.ч	4,63	7,30	10,39	10,17	10,05	10,17	10,67
ТЭС	млрд.кВт.ч	255,68	253,62	252,42	255,86	255,94	256,49	260,71
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,00	0,09	0,22	0,45	0,60	0,60	0,60
Установленная мощность - всего	МВт	50754,1	53453,0	54090,8	54851,8	55252,8	55651,8	55693,8
ГЭС	МВт	1851,7	1857,7	1870,7	1870,7	1870,7	1890,7	1890,7
АЭС	МВт	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ТЭС	МВт	47420,1	50063,0	50613,8	51259,8	51585,8	51964,8	52006,8
ВИЭ	МВт	2,2	52,2	126,2	241,2	316,2	316,2	316,2
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	3129	4930	7018	6872	6791	6869	7210
ТЭС	час/год	5392	5066	4987	4991	4961	4936	5013
ВИЭ	час/год	100	1728	1770	1871	1902	1902	1902

Баланс электроэнергии ОЭС Сибири с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.
Потребление электрической энергии в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	206,40	209,46	212,23	215,00	217,19	218,01	219,18
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
в Монголию	млрд.кВт.ч	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Импорт	млрд.кВт.ч							
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80
Потребность	млрд.кВт.ч	205,21	208,27	211,04	213,81	216,00	216,82	217,99
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	205,21	208,27	211,04	213,81	216,00	216,82	217,99
ГЭС	млрд.кВт.ч	103,18	107,48	108,25	108,25	108,25	108,25	108,25
ТЭС	млрд.кВт.ч	102,03	100,76	102,58	105,15	107,34	108,16	109,33
ВИЭ	млрд.кВт.ч		0,03	0,22	0,41	0,41	0,41	0,41
Установленная мощность - всего	МВт	51063,4	51901,6	52346,6	52699,8	54601,0	55178,2	55849,4
ГЭС	МВт	25307,4	25312,4	25337,4	25379,6	25421,8	25454,0	25481,2
ТЭС	МВт	25756,0	26574,0	26898,0	27113,0	28972,0	29517,0	30161,0
ВИЭ	МВт		15,2	111,2	207,2	207,2	207,2	207,2
Число часов использования установленной мощности	час/год							
ТЭС	час/год	3961	3792	3813	3878	3705	3664	3625
ВИЭ	час/год		1800	1973	1985	1985	1985	1985

Баланс электроэнергии ОЭС Востока с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	32,00	32,46	35,71	39,37	41,49	43,33	43,71
Экспорт в Китай	млрд.кВт.ч	3,30	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Потребность	млрд.кВт.ч	35,30	36,46	39,71	43,37	45,49	47,33	47,71
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	35,30	36,46	39,71	43,37	45,49	47,33	47,71
ГЭС	млрд.кВт.ч	11,25	11,25	13,29	15,71	16,66	16,66	16,66
ТЭС	млрд.кВт.ч	24,05	25,21	26,42	26,70	27,68	29,51	29,90
ВИЭ	млрд.кВт.ч				0,96	1,15	1,15	1,15
Установленная мощность- всего	МВт	9069,8	9369,3	11231,0	11819,1	12379,6	12704,6	12824,6
ГЭС	МВт	3340,0	3500,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	МВт	5729,8	5869,3	6613,5	6721,6	7186,1	7511,1	7631,1
ВИЭ	МВт				480,0	576,0	576,0	576,0
Число часов использования установленной мощности	час/год							
ТЭС	час/год	4198	4296	3994	3972	3852	3929	3918
ВИЭ	час/год				2000	2000	2000	2000

Баланс электроэнергии ОЭС Сибири для маловодного года с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.
Потребление электрической энергии в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	206,40	209,46	212,23	215,00	217,19	218,01	219,18
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
в Монголию	млрд.кВт.ч	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Импорт	млрд.кВт.ч							
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80
Потребность	млрд.кВт.ч	205,21	208,27	211,04	213,81	216,00	216,82	217,99
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	205,21	208,27	211,04	213,81	216,00	216,82	217,99
ГЭС	млрд.кВт.ч	89,40	91,98	92,64	92,64	92,64	92,64	92,64
ТЭС	млрд.кВт.ч	115,81	116,26	118,19	120,76	122,95	123,77	124,94
ВИЭ	млрд.кВт.ч		0,03	0,22	0,41	0,41	0,41	0,41
Установленная мощность - всего	МВт	51063,4	51901,6	52346,6	52699,8	54601,0	55178,2	55849,4
ГЭС	МВт	25307,4	25312,4	25337,4	25379,6	25421,8	25454,0	25481,2
ТЭС	МВт	25756,0	26574,0	26898,0	27113,0	28972,0	29517,0	30161,0
ВИЭ	МВт		15,2	111,2	207,2	207,2	207,2	207,2
Число часов использования установленной мощности	час/год							
ТЭС	час/год	4496	4375	4394	4454	4244	4193	4143
ВИЭ	час/год		1800	1973	1985	1985	1985	1985

Баланс электроэнергии ОЭС Востока для маловодного года с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	32,00	32,46	35,71	39,37	41,49	43,33	43,71
Экспорт в Китай	млрд.кВт.ч	3,30	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Потребность	млрд.кВт.ч	35,30	36,46	39,71	43,37	45,49	47,33	47,71
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	35,30	36,46	39,71	43,37	45,49	47,33	47,71
ГЭС	млрд.кВт.ч	7,77	7,77	9,76	11,46	12,36	12,36	12,36
ТЭС	млрд.кВт.ч	27,53	28,69	29,95	30,95	31,98	33,81	34,20
ВИЭ	млрд.кВт.ч				0,96	1,15	1,15	1,15
Установленная мощность- всего	МВт	9069,8	9369,3	11231,0	11819,1	12379,6	12704,6	12824,6
ГЭС	МВт	3340,0	3500,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	МВт	5729,8	5869,3	6613,5	6721,6	7186,1	7511,1	7631,1
ВИЭ	МВт				480,0	576,0	576,0	576,0
Число часов использования установленной мощности	час/год							
ТЭС	час/год	4805	4889	4528	4605	4450	4502	4481
ВИЭ	час/год				2000	2000	2000	2000

Приложение № 21
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2014 – 2020 годы

Перспективные балансы электроэнергии по ОЭС и ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2014-2020 годы для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

Баланс электроэнергии ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	1028,14	1050,95	1080,13	1102,12	1120,92	1134,21	1145,21
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,58	2,68	2,79	3,49	4,16	4,16	4,16
Экспорт	млрд.кВт.ч	16,59	17,29	17,29	17,24	17,24	17,24	14,24
Импорт	млрд.кВт.ч	1,06	0,80	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Потребность	млрд.кВт.ч	1043,67	1067,44	1097,12	1119,06	1137,86	1151,15	1159,15
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	1043,67	1067,44	1097,12	1119,06	1137,86	1151,15	1159,15
ГЭС	млрд.кВт.ч	176,03	180,84	183,77	186,72	188,17	188,17	188,17
АЭС	млрд.кВт.ч	168,37	185,68	194,99	190,76	203,53	204,60	203,10
ТЭС	млрд.кВт.ч	699,26	700,64	717,79	740,65	745,23	757,45	766,95
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,01	0,28	0,58	0,94	0,94	0,94	0,94
Установленная мощность - всего	МВт	234858,9	243664,3	248658,9	250594,4	249719,4	251459,4	250667,4
ГЭС	МВт	47827,7	48197,7	49817,8	50324,3	50397,8	50432,8	50438,8
АЭС	МВт	26146,0	29614,8	30396,6	31149,6	29709,6	31539,6	30789,6
ТЭС	МВт	160843,2	165689,6	168118,5	168604,5	169096,0	168971,0	168923,0
ВИЭ	МВт	42,0	162,2	326,0	516,0	516,0	516,0	516,0
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	6440	6270	6415	6124	6851	6487	6596
ТЭС	час/год	4347	4229	4270	4393	4407	4483	4540
ВИЭ	час/год	206	1721	1770	1816	1816	1816	1816

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

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	995,60	1017,25	1041,97	1059,68	1075,97	1087,15	1097,43
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,58	2,68	2,79	3,49	4,16	4,16	4,16
Экспорт	млрд.кВт.ч	13,29	13,29	13,29	13,24	13,24	13,24	10,24
Импорт	млрд.кВт.ч	1,06	0,80	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Потребность	млрд.кВт.ч	1007,83	1029,74	1054,97	1072,62	1088,92	1100,10	1107,37
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	1007,83	1029,74	1054,97	1072,62	1088,92	1100,10	1107,37
ГЭС	млрд.кВт.ч	164,78	169,59	170,48	171,01	171,51	171,51	171,51
АЭС	млрд.кВт.ч	168,37	185,68	194,99	190,76	203,53	204,60	203,10
ТЭС	млрд.кВт.ч	674,67	674,19	688,93	709,91	712,95	723,06	731,83
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,01	0,28	0,58	0,94	0,94	0,94	0,94
Установленная мощность - всего	МВт	225789,0	234294,9	237382,8	239257,3	237754,8	239559,8	238815,8
ГЭС	МВт	44487,7	44697,7	45200,3	45706,8	45780,3	45815,3	45821,3
АЭС	МВт	26146,0	29614,8	30396,6	31149,6	29709,6	31539,6	30789,6
ТЭС	МВт	155113,3	159820,2	161459,9	161884,9	161748,9	161688,9	161688,9
ВИЭ	МВт	42,0	162,2	326,0	516,0	516,0	516,0	516,0
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	6440	6270	6415	6124	6851	6487	6596
ТЭС	час/год	4350	4218	4267	4385	4408	4472	4526
ВИЭ	час/год	206	1721	1770	1816	1816	1816	1816

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

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	787,61	803,89	821,37	834,17	848,40	858,49	867,38
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,58	2,68	2,79	3,49	4,16	4,16	4,16
Экспорт	млрд.кВт.ч	12,68	12,68	12,68	12,63	12,63	12,63	9,63
Импорт	млрд.кВт.ч	1,06	0,80	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Выдача электрической энергии в ОЭС Сибири	млрд.кВт.ч	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80
Потребность	млрд.кВт.ч	801,03	817,58	835,56	848,30	862,53	872,62	878,51
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	801,03	817,58	835,56	848,30	862,53	872,62	878,51
ГЭС	млрд.кВт.ч	61,74	62,24	62,36	62,89	63,39	63,39	63,39
АЭС	млрд.кВт.ч	168,37	185,68	194,99	190,76	203,53	204,60	203,10
ТЭС	млрд.кВт.ч	570,92	569,40	577,66	593,74	594,70	603,73	611,12
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,01	0,25	0,55	0,91	0,91	0,91	0,91
Установленная мощность - всего	МВт	174808,6	182476,3	185439,3	187308,8	185801,3	187601,3	186857,3
ГЭС	МВт	19216,3	19421,3	19918,9	20420,4	20488,9	20518,9	20524,9
АЭС	МВт	26146,0	29614,8	30396,6	31149,6	29709,6	31539,6	30789,6
ТЭС	МВт	129404,4	133293,3	134813,0	135238,0	135102,0	135042,0	135042,0
ВИЭ	МВт	42,0	147,0	310,8	500,8	500,8	500,8	500,8
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	6440	6270	6415	6124	6851	6487	6596
ТЭС	час/год	4412	4272	4285	4390	4402	4471	4525
ВИЭ	час/год	206	1712	1769	1817	1817	1817	1817

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

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Потребление электрической энергии в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	91,85	93,46	95,35	95,97	97,41	98,68	99,70
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11
в Балтию	млрд.кВт.ч	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
в Норвегию (приграничный)	млрд.кВт.ч	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
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	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
Импорт из Финляндии	млрд.кВт.ч	0,06	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	3,00	4,70	7,20		8,20	6,20	3,90
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Потребность	млрд.кВт.ч	103,41	106,48	110,87	104,28	113,92	113,19	111,91
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	103,41	106,48	110,87	104,28	113,92	113,19	111,91
ГЭС	млрд.кВт.ч	12,70	12,70	12,70	12,70	12,70	12,70	12,70
АЭС	млрд.кВт.ч	33,94	40,23	44,61	36,50	46,29	44,36	42,82
ТЭС	млрд.кВт.ч	56,76	53,55	53,56	55,08	54,93	56,13	56,40
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Установленная мощность - всего	МВт	23388,8	24668,8	24739,3	25909,3	24469,3	25199,3	24199,3
ГЭС	МВт	2947,3	2947,3	2947,3	2947,3	2947,3	2947,3	2947,3
АЭС	МВт	5760	6930	6930	8100	6660	7390	6390
ТЭС	МВт	14675,1	14785,1	14855,8	14855,8	14855,8	14855,8	14855,8
ВИЭ	МВт	6,4	6,4	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	5893	5805	6437	4506	6950	6003	6701
ТЭС	час/год	3868	3622	3605	3708	3698	3778	3796
ВИЭ	час/год	570	580	576	576	576	576	576

Баланс электроэнергии ОЭС Центра с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	235,38	240,64	244,72	249,16	253,36	257,31	260,52
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,58	2,58	2,58	3,28	3,95	3,95	3,95
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
в Беларусь	млрд.кВт.ч	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Импорт	млрд.кВт.ч							
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	6,00	7,00	2,50	1,80	10,80	8,00	5,50
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	3,00	4,70	7,20		8,20	6,20	3,90
Потребность	млрд.кВт.ч	241,38	245,94	243,02	253,96	258,96	262,11	262,12
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	241,38	245,94	243,02	253,96	258,96	262,11	262,12
ГЭС	млрд.кВт.ч	3,40	3,40	3,40	3,90	4,40	4,40	4,40
АЭС	млрд.кВт.ч	87,00	90,80	84,63	90,17	95,12	95,08	91,39
ТЭС	млрд.кВт.ч	150,97	151,74	154,91	159,80	159,35	162,54	166,24
ВИЭ	млрд.кВт.ч			0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Установленная мощность - всего	МВт	54375,3	56029,5	57391,3	57379,3	57379,3	57389,3	57639,3
ГЭС	МВт	1788,6	1788,6	2208,6	2638,6	2638,6	2648,6	2648,6
АЭС	МВт	12834,0	14032,8	14814,6	14397,6	14397,6	14397,6	14647,6
ТЭС	МВт	39752,7	40208,1	40323,1	40298,1	40298,1	40298,1	40298,1
ВИЭ	МВт			45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	6779	6470	5713	6263	6607	6604	6239
ТЭС	час/год	3798	3774	3842	3966	3954	4033	4125
ВИЭ	час/год			1800	1800	1800	1800	1800

Баланс электроэнергии ОЭС Юга с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	87,39	89,02	92,13	94,79	97,65	99,73	101,34
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч		0,10	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	0,43	0,43	0,43	0,38	0,38	0,38	0,38
в Грузию	млрд.кВт.ч	0,25	0,25	0,25	0,20	0,20	0,20	0,20
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	4,00		1,50	6,00	6,00	3,00
Потребность	млрд.кВт.ч	81,82	85,45	92,56	93,67	92,03	94,11	98,72
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	81,82	85,45	92,56	93,67	92,03	94,11	98,72
ГЭС	млрд.кВт.ч	20,31	20,82	20,93	20,96	20,96	20,96	20,96
АЭС	млрд.кВт.ч	14,52	17,37	23,35	24,08	21,89	23,08	27,12
ТЭС	млрд.кВт.ч	46,99	47,10	48,00	48,16	48,70	49,59	50,17
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,00	0,17	0,28	0,47	0,47	0,47	0,47
Установленная мощность- всего	МВт	19818,9	21465,4	21546,6	21676,6	21706,1	22746,1	22746,1
ГЭС	МВт	5783,2	5949,7	5970,8	5995,8	6025,3	6025,3	6025,3
АЭС	МВт	2000,0	3100,0	3100,0	3100,0	3100,0	4200,0	4200,0
ТЭС	МВт	12002,4	12322,4	12322,4	12322,4	12322,4	12262,4	12262,4
ВИЭ	МВт	33,4	93,4	153,4	258,4	258,4	258,4	258,4
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	7260	5602	7532	7769	7062	5496	6457
ТЭС	час/год	3915	3823	3895	3908	3952	4044	4091
ВИЭ	час/год	144	1786	1811	1818	1818	1818	1818

Баланс электроэнергии Средней Волги с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	110,14	112,23	114,56	116,09	117,47	118,96	119,99
Экспорт в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Импорт	млрд.кВт.ч							
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	3,00	2,00		1,50	3,00	3,00	1,50
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	7,00	6,00	4,20	9,30	11,70	11,50	11,70
Потребность	млрд.кВт.ч	106,18	108,27	110,40	108,33	108,81	110,50	109,83
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	106,18	108,27	110,40	108,33	108,81	110,50	109,83
ГЭС	млрд.кВт.ч	20,29	20,29	20,29	20,29	20,29	20,29	20,29
АЭС	млрд.кВт.ч	28,27	30,00	32,01	29,84	30,17	31,90	31,10
ТЭС	млрд.кВт.ч	57,63	57,99	58,10	58,12	58,27	58,23	58,35
ВИЭ	млрд.кВт.ч				0,09	0,09	0,09	0,09
Установленная мощность - всего	МВт	26486,2	27220,7	27264,2	27355,7	27394,7	27394,7	27400,7
ГЭС	МВт	6845,5	6878,0	6921,5	6968,0	7007,0	7007,0	7013,0
АЭС	МВт	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ТЭС	МВт	15568,7	16270,7	16270,7	16270,7	16270,7	16270,7	16270,7
ВИЭ	МВт				45,0	45,0	45,0	45,0
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	6943	7367	7861	7328	7409	7833	7638
ТЭС	час/год	3702	3564	3571	3572	3581	3579	3586
ВИЭ	час/год				2000	2000	2000	2000

Баланс электроэнергии ОЭС Урала с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Потребление электрической энергии в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	262,84	268,53	274,61	278,16	282,51	283,81	285,83
Экспорт в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Импорт из Казахстана	млрд.кВт.ч	1,00	0,50					
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	6,30	3,30	4,00	9,80	6,20	8,80	10,00
Потребность	млрд.кВт.ч	268,24	271,43	278,71	288,06	288,81	292,71	295,93
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	268,24	271,43	278,71	288,06	288,81	292,71	295,93
ГЭС	млрд.кВт.ч	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04
АЭС	млрд.кВт.ч	4,63	7,30	10,39	10,17	10,05	10,17	10,67
ТЭС	млрд.кВт.ч	258,57	259,01	263,10	272,58	273,45	277,23	279,96
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,00	0,08	0,19	0,27	0,27	0,27	0,27
Установленная мощность - всего	МВт	50739,5	53092,0	54498,0	54988,0	54852,0	54872,0	54872,0
ГЭС	МВт	1851,7	1857,7	1870,7	1870,7	1870,7	1890,7	1890,7
АЭС	МВт	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ТЭС	МВт	47405,5	49707,0	51041,0	51491,0	51355,0	51355,0	51355,0
ВИЭ	МВт	2,2	47,2	106,2	146,2	146,2	146,2	146,2
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	3129	4930	7018	6872	6791	6869	7210
ТЭС	час/год	5454	5211	5155	5294	5325	5398	5451
ВИЭ	час/год	100	1721	1765	1815	1815	1815	1815

Баланс электроэнергии ОЭС Востока с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	32,54	33,70	38,16	42,44	44,94	47,05	47,78
Экспорт в Китай	млрд.кВт.ч	3,30	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Потребность	млрд.кВт.ч	35,84	37,70	42,16	46,44	48,94	51,05	51,78
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	35,84	37,70	42,16	46,44	48,94	51,05	51,78
ГЭС	млрд.кВт.ч	11,25	11,25	13,29	15,71	16,66	16,66	16,66
ТЭС	млрд.кВт.ч	24,59	26,45	28,87	30,73	32,28	34,39	35,12
ВИЭ	млрд.кВт.ч							
Установленная мощность- всего	МВт	9069,8	9369,3	11276,0	11337,0	11964,5	11899,5	11851,5
ГЭС	МВт	3340,0	3500,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	МВт	5729,8	5869,3	6658,5	6719,5	7347,0	7282,0	7234,0
ВИЭ	МВт							
Число часов использования установленной мощности	час/год							
ТЭС	час/год	4291	4506	4335	4574	4394	4724	4857

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

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	32,54	33,70	38,16	42,44	44,94	47,05	47,78
Экспорт в Китай	млрд.кВт.ч	3,30	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Потребность	млрд.кВт.ч	35,84	37,70	42,16	46,44	48,94	51,05	51,78
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	35,84	37,70	42,16	46,44	48,94	51,05	51,78
ГЭС	млрд.кВт.ч	7,77	7,77	9,76	11,46	12,36	12,36	12,36
ТЭС	млрд.кВт.ч	28,07	29,93	32,40	34,98	36,58	38,69	39,42
ВИЭ	млрд.кВт.ч							
Установленная мощность- всего	МВт	9069,8	9369,3	11276,0	11337,0	11964,5	11899,5	11851,5
ГЭС	МВт	3340,0	3500,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	МВт	5729,8	5869,3	6658,5	6719,5	7347,0	7282,0	7234,0
ВИЭ	МВт							
Число часов использования установленной мощности	час/год							
ТЭС	час/год	4899	5099	4866	5206	4980	5315	5451

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2014 – 2020 годы для умеренно-оптимистического варианта электропотребления

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Северо-Запада с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2014 – 2020 годы. **Умеренно-оптимистичный вариант электропотребления**

млрд.кВтч

ОЭС Северо-Запада	2013 отчет	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Потребление электрической энергии ОЭС	90.290	91.854	93.463	95.354	95.970	97.406	98.680	99.698
Покрытие	101.1	103.408	106.477	110.868	104.284	113.920	113.194	111.912
в том числе:								
АЭС	29.6	33.944	40.227	44.610	36.501	46.289	44.364	42.817
ГЭС	12.0	12.696	12.696	12.696	12.696	12.696	12.696	12.696
ТЭС	59.4	56.764	53.551	53.559	55.084	54.932	56.131	56.396
ВИЭ	0.0	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004
Сальдо перетоков электрической энергии*	-10.8	-11.554	-13.014	-15.514	-8.314	-16.514	-14.514	-12.214
ЭС Архангельской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	7.463	7.468	7.517	7.565	7.579	7.608	7.636	7.686
Покрытие (производство электрической энергии)	6.5	6.368	6.417	6.465	6.479	6.508	6.536	6.586
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	6.5	6.368	6.417	6.465	6.479	6.508	6.536	6.586
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1.0	1.100	1.101	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100
ЭС Калининградской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	4.412	4.531	4.667	4.807	4.950	5.099	5.237	5.299
Покрытие (производство электрической энергии)	6.4	5.231	4.667	4.807	4.950	5.099	5.237	5.299
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.0	0.010	0.010	0.010	0.010	0.010	0.010	0.010
ТЭС	6.4	5.217	4.654	4.794	4.937	5.086	5.224	5.286
ВИЭ	0.0	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004
Сальдо перетоков электрической энергии*	-2.0	-0.700	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ЭС Республики Карелия								
Потребность (потребление электрической энергии)	7.645	7.540	7.575	7.622	7.629	7.656	7.684	7.729
Покрытие (производство электрической энергии)	4.4	4.608	4.552	4.552	4.553	4.568	4.576	4.580
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	2.5	2.728	2.728	2.728	2.728	2.728	2.728	2.728
ТЭС	1.9	1.879	1.823	1.823	1.824	1.839	1.848	1.851
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	3.2	2.932	3.023	3.070	3.076	3.088	3.108	3.149
ЭС Мурманской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	12.295	12.408	12.661	12.785	13.001	13.097	13.165	13.289
Покрытие (производство электрической энергии)	16.9	17.437	17.401	17.402	17.402	17.403	16.802	13.502
в том числе:								
АЭС	10.4	10.535	10.499	10.500	10.500	10.501	9.900	6.600
ГЭС	6.1	6.532	6.532	6.532	6.532	6.532	6.532	6.532
ТЭС	0.4	0.370	0.370	0.370	0.370	0.370	0.370	0.370
ВИЭ	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Сальдо перетоков электрической энергии*	-4.6	-5.029	-4.740	-4.617	-4.401	-4.306	-3.637	-0.213

ОЭС Северо-Запада	2013 отчет	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ЭС Республики Коми								
Потребность (потребление электрической энергии)	8.899	8.943	9.185	9.291	9.310	9.375	9.445	9.543
Покрытие (производство электрической энергии)	9.3	9.543	9.785	9.891	9.910	9.975	10.045	10.143
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	9.3	9.543	9.785	9.891	9.910	9.975	10.045	10.143
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-0.4	-0.600	-0.600	-0.600	-0.600	-0.600	-0.600	-0.600
ЭС Ленинградской области и г. Санкт-Петербурга								
Потребность (потребление электрической энергии)	43.183	44.522	45.267	46.511	46.688	47.699	48.582	49.129
Покрытие (производство электрической энергии)	54.5	57.233	60.645	64.733	57.966	67.341	66.967	68.749
в том числе:								
АЭС	19.3	23.409	29.728	34.110	26.001	35.788	34.464	36.217
ГЭС	3.4	3.413	3.413	3.413	3.413	3.413	3.413	3.413
ТЭС	31.9	30.411	27.505	27.210	28.552	28.140	29.090	29.119
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-11.3	-12.711	-15.378	-18.222	-11.278	-19.642	-18.385	-19.620
ЭС Новгородской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	4.170	4.196	4.321	4.476	4.514	4.565	4.616	4.694
Покрытие (производство электрической энергии)	1.6	1.496	1.510	1.514	1.514	1.517	1.521	1.535
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1.6	1.496	1.510	1.514	1.514	1.517	1.521	1.535
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	2.6	2.700	2.811	2.962	3.000	3.048	3.095	3.159
ЭС Псковской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	2.222	2.246	2.270	2.297	2.299	2.307	2.315	2.329
Покрытие (производство электрической энергии)	1.5	1.492	1.501	1.505	1.509	1.509	1.509	1.518
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.0	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013
ТЭС	1.5	1.479	1.488	1.492	1.496	1.496	1.496	1.505
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	0.7	0.754	0.769	0.792	0.790	0.798	0.806	0.811

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

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Центра с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2014 – 2020 годы. **Умеренно-оптимистичный вариант электропотребления**

млрд.кВтч

ОЭС Центра	2013 отчет	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Потребление электрической энергии ОЭС	230.433	235.381	240.643	244.722	249.160	253.360	257.310	260.518
Покрытие								
в том числе:	235.8	241.381	245.943	243.022	253.960	258.960	262.110	262.118
АЭС	87.4	87.004	90.795	84.629	90.169	95.125	95.085	91.391
ГЭС	2.0	1.521	1.521	1.521	1.521	1.521	1.521	1.521
ГАЭС	1.5	1.884	1.884	1.884	2.384	2.884	2.884	2.884
ТЭС	144.9	150.973	151.743	154.907	159.805	159.350	162.540	166.241
ВИЭ	0.0	0.000	0.000	0.081	0.081	0.081	0.081	0.081
Сальдо перетоков электрической энергии*	-5.4	-6.000	-5.300	1.700	-4.800	-5.600	-4.800	-1.600
ЭС Белгородской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	14.808	14.951	15.188	15.383	15.701	15.952	16.229	16.443
Покрытие (производство электрической энергии)	0.9	0.921	0.898	0.896	0.905	0.904	0.910	0.917
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0.9	0.921	0.898	0.896	0.905	0.904	0.910	0.917
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	13.9	14.030	14.290	14.487	14.796	15.048	15.319	15.526
ЭС Брянской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	4.489	4.679	4.799	4.984	5.128	5.285	5.445	5.537
Покрытие (производство электрической энергии)	0.0	0.042	0.042	0.042	0.042	0.042	0.042	0.042
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0.0	0.042	0.042	0.042	0.042	0.042	0.042	0.042
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	4.4	4.637	4.757	4.942	5.086	5.243	5.403	5.495
ЭС Владимирской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	6.989	7.142	7.265	7.309	7.578	7.592	7.646	7.677
Покрытие (производство электрической энергии)	1.5	2.155	2.333	2.370	2.477	2.468	2.547	2.652
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1.5	2.155	2.333	2.370	2.477	2.468	2.547	2.652
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	5.5	4.987	4.932	4.939	5.101	5.124	5.100	5.025
ЭС Вологодской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	13.423	13.500	13.558	13.772	13.794	13.847	13.898	13.985
Покрытие (производство электрической энергии)	7.9	8.704	9.543	9.586	9.745	9.734	9.858	10.037
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.1	0.127	0.127	0.127	0.127	0.127	0.127	0.127
ТЭС	7.8	8.577	9.416	9.459	9.618	9.607	9.731	9.910
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	5.5	4.796	4.015	4.186	4.049	4.113	4.040	3.948
ЭС Воронежской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	10.336	10.744	11.112	11.612	11.757	11.802	11.959	12.179
Покрытие (производство электрической энергии)	15.5	14.662	18.516	24.169	25.685	27.243	27.228	27.433
в том числе:								
АЭС	14.1	13.490	17.383	21.951	23.389	24.953	24.880	25.001
ГЭС								
ТЭС	1.4	1.172	1.133	2.219	2.296	2.290	2.349	2.432

ОЭС Центра	2013 отчет	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-5.1	-3.918	-7.404	-12.557	-13.928	-15.441	-15.269	-15.254
ЭС Ивановской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	3.672	3.733	3.747	3.761	3.752	3.752	3.752	3.761
Покрытие (производство электрической энергии)	1.9	1.877	1.819	1.822	1.862	1.858	1.885	1.936
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1.9	1.877	1.819	1.822	1.862	1.858	1.885	1.936
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1.8	1.856	1.928	1.939	1.890	1.894	1.867	1.825
ЭС Калужской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	5.728	6.444	7.090	7.606	8.011	8.160	8.331	8.452
Покрытие (производство электрической энергии)	0.3	0.229	0.228	0.228	0.229	0.229	0.229	0.229
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0.3	0.229	0.228	0.228	0.229	0.229	0.229	0.229
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	5.4	6.215	6.862	7.378	7.782	7.931	8.102	8.223
ЭС Костромской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	3.602	3.613	3.654	3.708	3.713	3.726	3.737	3.757
Покрытие (производство электрической энергии)	15.2	15.035	14.022	13.919	14.349	14.302	14.592	14.886
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	15.2	15.035	14.022	13.919	14.349	14.302	14.592	14.886
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-11.6	-11.422	-10.368	-10.211	-10.636	-10.576	-10.855	-11.129
ЭС Курской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	8.063	8.008	8.262	8.336	8.172	8.369	8.373	8.076
Покрытие (производство электрической энергии)	25.0	24.538	25.041	23.522	21.197	23.801	23.849	19.346
в том числе:								
АЭС	23.6	23.278	23.852	21.993	19.365	21.975	21.975	17.410
ГЭС								
ТЭС	1.4	1.260	1.189	1.529	1.832	1.826	1.874	1.936
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-16.9	-16.530	-16.779	-15.186	-13.025	-15.432	-15.476	-11.270
ЭС Липецкой области								
Потребность (потребление электрической энергии)	11.937	12.145	12.278	12.503	12.696	12.908	13.088	13.265
Покрытие (производство электрической энергии)	5.3	5.078	5.109	5.189	5.199	5.198	5.220	5.265
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	5.3	5.078	5.109	5.108	5.118	5.117	5.139	5.184
ВИЭ				0.081	0.081	0.081	0.081	0.081
Сальдо перетоков электрической энергии*	6.7	7.067	7.169	7.314	7.497	7.710	7.868	8.000
ЭС Московской области и г. Москвы								
Потребность (потребление электрической энергии)	102.094	104.295	106.721	108.557	110.795	113.187	115.454	117.363
Покрытие (производство электрической энергии)	77.2	81.376	80.481	82.225	85.300	85.542	87.274	89.208
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.2	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200
ГАЭС	1.5	1.884	1.884	1.884	2.384	2.884	2.884	2.884

ОЭС Центра	2013 отчет	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ТЭС	75.5	79.292	78.397	80.141	82.716	82.458	84.190	86.124
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	24.9	22.919	26.240	26.332	25.495	27.645	28.180	28.155
ЭС Орловской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	2.793	2.839	2.886	2.930	2.980	3.046	3.118	3.160
Покрытие (производство электрической энергии)	1.3	1.377	1.297	1.295	1.337	1.333	1.362	1.395
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1.3	1.377	1.297	1.295	1.337	1.333	1.362	1.395
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1.5	1.462	1.589	1.635	1.643	1.713	1.756	1.765
ЭС Рязанской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	6.495	6.630	6.765	6.896	6.992	7.089	7.202	7.272
Покрытие (производство электрической энергии)	9.7	10.376	10.119	10.083	10.373	10.343	10.541	10.755
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	9.7	10.376	10.119	10.083	10.373	10.343	10.541	10.755
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-3.2	-3.746	-3.354	-3.187	-3.381	-3.254	-3.339	-3.483
ЭС Смоленской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	6.242	6.430	6.577	6.099	6.398	6.466	6.498	6.546
Покрытие (производство электрической энергии)	23.3	26.428	24.102	17.527	21.703	22.201	22.318	22.454
в том числе:								
АЭС	19.8	23.096	21.000	14.434	18.485	18.997	19.030	19.080
ГЭС								
ТЭС	3.5	3.332	3.102	3.093	3.218	3.204	3.288	3.374
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-17.1	-19.998	-17.525	-11.428	-15.305	-15.735	-15.820	-15.908
ЭС Тамбовской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	3.459	3.539	3.585	3.635	3.670	3.713	3.757	3.810
Покрытие (производство электрической энергии)	1.0	1.079	1.070	1.070	1.092	1.088	1.113	1.146
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1.0	1.079	1.070	1.070	1.092	1.088	1.113	1.146
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	2.5	2.460	2.515	2.565	2.578	2.625	2.644	2.664
ЭС Тверской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	8.250	8.333	8.549	8.731	8.770	8.832	8.907	9.017
Покрытие (производство электрической энергии)	39.7	36.620	37.475	35.106	38.020	38.264	38.423	39.288
в том числе:								
АЭС	30.0	27.140	28.560	26.251	28.930	29.200	29.200	29.900
ГЭС	0.0	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008
ТЭС	9.7	9.472	8.907	8.847	9.082	9.056	9.215	9.380
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-31.4	-28.287	-28.926	-26.375	-29.250	-29.432	-29.516	-30.271
ЭС Тульской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	9.883	10.023	10.135	10.339	10.645	10.956	11.168	11.378
Покрытие (производство электрической энергии)	6.1	7.278	7.972	8.022	8.295	8.274	8.435	8.638
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	6.1	7.278	7.972	8.022	8.295	8.274	8.435	8.638

ОЭС Центра	2013 отчет	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	3.7	2.745	2.163	2.317	2.350	2.682	2.733	2.740
ЭС Ярославской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	8.173	8.333	8.472	8.561	8.608	8.678	8.748	8.840
Покрытие (производство электрической энергии)	4.2	3.605	5.875	5.951	6.151	6.135	6.284	6.490
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1.6	1.186	1.186	1.186	1.186	1.186	1.186	1.186
ТЭС	2.6	2.419	4.689	4.765	4.965	4.949	5.098	5.304
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	4.0	4.728	2.597	2.610	2.457	2.543	2.464	2.350

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

ОЭС Средней Волги	2013 отчет	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Сальдо перетоков электрической энергии*	-1.4	1.605	2.482	3.363	3.503	3.558	3.661	3.793
ЭС Саратовской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	12.821	13.055	13.402	13.989	14.272	14.414	14.463	14.583
Покрытие (производство электрической энергии)	43.9	37.825	39.332	41.217	39.045	39.394	41.117	40.332
в том числе:								
АЭС	33.7	27.970	29.698	31.712	29.539	29.871	31.598	30.800
ГЭС	6.0	5.400	5.400	5.400	5.400	5.400	5.400	5.400
ТЭС	4.2	4.455	4.234	4.105	4.106	4.123	4.119	4.132
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-31.1	-24.770	-25.930	-27.228	-24.773	-24.980	-26.654	-25.749
ЭС Республики Татарстан								
Потребность (потребление электрической энергии)	26.761	26.911	27.272	27.863	28.445	28.691	29.032	29.316
Покрытие (производство электрической энергии)	23.0	24.414	25.200	25.342	25.347	25.391	25.380	25.417
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1.7	1.675	1.675	1.675	1.675	1.675	1.675	1.675
ТЭС	21.3	22.739	23.525	23.667	23.672	23.716	23.705	23.742
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	3.8	2.497	2.072	2.521	3.098	3.300	3.652	3.899
ЭС Ульяновской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	6.124	6.201	6.275	6.382	6.441	6.487	6.527	6.581
Покрытие (производство электрической энергии)	3.1	3.013	2.893	2.803	2.894	2.906	2.903	2.912
в том числе:								
АЭС	0.3	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300
ГЭС								
ТЭС	2.9	2.713	2.593	2.503	2.504	2.516	2.513	2.522
ВИЭ					0.090	0.090	0.090	0.090
Сальдо перетоков электрической энергии*	3.0	3.188	3.382	3.579	3.547	3.581	3.624	3.669
ЭС Чувашской Республики								
Потребность (потребление электрической энергии)	5.261	5.367	5.409	5.469	5.491	5.525	5.560	5.610
Покрытие (производство электрической энергии)	5.0	5.129	5.068	4.963	4.964	4.973	4.971	4.978
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	2.3	2.100	2.100	2.100	2.100	2.100	2.100	2.100
ТЭС	2.7	3.029	2.968	2.863	2.864	2.873	2.871	2.878
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	0.3	0.238	0.341	0.506	0.527	0.552	0.589	0.632

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

ОЭС Юга	2013 отчет	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Сальдо перетоков электрической энергии*	-12.0	-8.535	-11.365	-17.468	-17.597	-14.737	-15.844	-19.966
ЭС Республики Северная Осетия-Алания								
Потребность (потребление электрической энергии)	2.048	2.225	2.309	2.392	2.454	2.492	2.514	2.543
Покрытие (производство электрической энергии)	0.4	0.365	0.365	0.365	0.365	0.365	0.365	0.365
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.4	0.365	0.365	0.365	0.365	0.365	0.365	0.365
ТЭС		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1.7	1.860	1.944	2.027	2.089	2.127	2.149	2.178
ЭС Ставропольского края								
Потребность (потребление электрической энергии)	9.465	9.763	10.139	10.461	10.711	10.859	10.981	11.225
Покрытие (производство электрической энергии)	16.1	18.248	18.170	18.358	18.333	18.499	18.824	19.006
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1.5	1.456	1.456	1.485	1.496	1.497	1.497	1.497
ТЭС	14.6	16.792	16.714	16.846	16.810	16.975	17.300	17.482
ВИЭ				0.027	0.027	0.027	0.027	0.027
Сальдо перетоков электрической энергии*	-6.6	-8.485	-8.031	-7.897	-7.622	-7.640	-7.843	-7.781

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

ОЭС Урала	2013 отчет	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ГЭС	4.6	4.119	4.119	4.119	4.119	4.119	4.119	4.119
ТЭС	28.7	25.869	24.424	23.952	28.226	28.068	28.638	29.081
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-9.9	-5.387	-3.355	-2.384	-5.870	-5.259	-5.295	-5.641
ЭС Свердловской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	44.770	44.066	44.371	44.823	45.305	46.296	46.413	46.814
Покрытие (производство электрической энергии)	49.2	51.752	50.078	54.423	58.564	59.157	60.215	61.400
в том числе:								
АЭС	4.1	4.631	7.296	10.387	10.170	10.050	10.166	10.670
ГЭС	0.0	0.019	0.019	0.019	0.019	0.019	0.019	0.019
ТЭС	45.0	47.102	42.762	44.017	48.375	49.088	50.030	50.710
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-4.4	-7.686	-5.707	-9.600	-13.259	-12.861	-13.802	-14.586
ЭС Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа								
Потребность (потребление электрической энергии)	91.176	94.050	96.236	98.522	99.638	101.311	101.500	101.829
Покрытие (производство электрической энергии)	103.3	109.200	111.200	113.540	114.605	115.706	116.576	116.850
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	103.3	109.200	111.200	113.540	114.605	115.706	116.576	116.850
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-12.2	-15.150	-14.964	-15.018	-14.967	-14.395	-15.076	-15.021
ЭС Удмуртской Республики								
Потребность (потребление электрической энергии)	9.397	9.635	9.876	10.029	10.125	10.225	10.322	10.425
Покрытие (производство электрической энергии)	2.9	3.002	3.865	3.700	3.697	3.688	3.782	3.851
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2.9	3.002	3.865	3.700	3.697	3.688	3.782	3.851
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	6.5	6.633	6.011	6.329	6.428	6.537	6.540	6.574
ЭС Челябинской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	35.757	36.416	37.758	39.527	40.267	40.700	40.859	41.244
Покрытие (производство электрической энергии)	22.9	25.106	28.049	31.657	31.726	31.214	31.843	32.513
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	22.9	25.106	28.049	31.657	31.726	31.214	31.843	32.513
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	12.9	11.310	9.709	7.870	8.541	9.486	9.016	8.731

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

ОЭС Сибири	2013 отчет	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	20.0	20.631	21.902	22.486	23.470	23.870	24.081	24.360
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	13.1	13.325	12.660	12.593	11.893	11.707	11.638	11.554
ЭС Новосибирской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	15.344	15.483	15.723	15.986	16.102	16.194	16.275	16.395
Покрытие (производство электрической энергии)	13.2	13.678	13.486	13.697	14.047	14.183	14.260	14.359
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	2.4	1.918	1.918	1.918	1.918	1.918	1.918	1.918
ТЭС	10.8	11.760	11.568	11.779	12.129	12.265	12.342	12.441
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	2.2	1.805	2.237	2.289	2.055	2.011	2.015	2.036
ЭС Омской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	10.888	11.014	11.292	11.525	11.877	12.354	12.638	12.790
Покрытие (производство электрической энергии)	6.8	5.538	5.274	6.245	7.027	7.222	7.323	7.463
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	6.8	5.538	5.274	6.245	7.027	7.222	7.323	7.463
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	4.0	5.476	6.018	5.280	4.850	5.132	5.315	5.327
ЭС Республики Тыва								
Потребность (потребление электрической энергии)	0.709	0.726	0.762	0.827	0.935	1.033	1.135	1.256
Покрытие (производство электрической энергии)	0.0	0.039	0.038	0.039	0.040	0.040	0.040	0.041
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0.0	0.039	0.038	0.039	0.040	0.040	0.040	0.041
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	0.7	0.687	0.724	0.788	0.895	0.993	1.095	1.215
ЭС Томской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	8.900	8.895	8.949	8.990	9.010	9.079	9.146	9.227
Покрытие (производство электрической энергии)	4.5	4.349	4.199	4.309	4.519	4.604	4.658	4.732
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	4.5	4.349	4.199	4.309	4.519	4.604	4.658	4.732
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	4.4	4.546	4.750	4.682	4.491	4.475	4.488	4.495
ЭС Республики Хакасская								
Потребность (потребление электрической энергии)	16.526	15.956	16.071	16.172	16.166	16.170	16.196	16.251
Покрытие (производство электрической энергии)	26.2	25.757	26.088	26.135	26.201	26.228	26.243	26.261
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	24.9	23.850	23.850	23.850	23.850	23.850	23.850	23.850
ТЭС	1.3	1.907	2.229	2.275	2.342	2.369	2.383	2.402
ВИЭ			0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009
Сальдо перетоков электрической энергии*	-9.7	-9.801	-10.017	-9.963	-10.035	-10.058	-10.047	-10.010
ЭС Забайкальского края								
Потребность (потребление электрической энергии)	7.973	8.092	8.232	8.436	8.589	8.735	8.918	9.092

ОЭС Сибири	2013 отчет	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Покрытие (производство электрической энергии)	7.6	5.642	5.450	5.605	5.885	5.998	6.057	6.133
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	7.6	5.642	5.450	5.605	5.885	5.998	6.057	6.133
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	0.4	2.450	2.782	2.831	2.704	2.737	2.861	2.959

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

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Востока с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2014 – 2020 годы. **Умеренно-оптимистичный вариант электропотребления**

млрд.кВтч

ОЭС Востока	2013 отчет	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Потребление электрической энергии ОЭС	31.608	32.537	33.697	38.156	42.442	44.941	47.053	47.778
Покрытие	35.2	35.837	37.697	42.156	46.442	48.941	51.053	51.778
в том числе:								
АЭС	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ГЭС	13.4	11.250	11.250	13.290	15.710	16.660	16.660	16.660
ТЭС	21.8	24.587	26.447	28.866	30.732	32.281	34.393	35.118
ВИЭ	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Сальдо перетоков электрической энергии*	-3.6	-3.300	-4.000	-4.000	-4.000	-4.000	-4.000	-4.000
ЭС Амурской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	7.979	8.082	8.361	8.733	9.011	9.339	9.601	9.891
Покрытие (производство электрической энергии)	15.1	13.175	13.250	13.725	14.472	15.510	15.413	15.449
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	13.4	11.250	11.250	11.600	11.950	12.900	12.900	12.900
ТЭС	1.7	1.925	2.000	2.125	2.522	2.610	2.513	2.549
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-7.2	-5.093	-4.889	-4.992	-5.461	-6.171	-5.812	-5.558
ЭС Хабаровского края и Еврейской автономной области								
Потребность (потребление электрической энергии)	9.347	9.767	10.205	10.888	11.124	11.196	11.352	11.477
Покрытие (производство электрической энергии)	7.5	8.121	8.873	9.083	9.005	8.719	9.340	9.465
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	7.5	8.121	8.873	9.083	9.005	8.719	9.340	9.465
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1.8	1.646	1.332	1.805	2.119	2.477	2.012	2.012
ЭС Приморского края								
Потребность (потребление электрической энергии)	12.577	12.911	13.183	13.490	13.948	15.779	17.354	17.576
Покрытие (производство электрической энергии)	9.4	11.131	12.057	13.157	12.948	14.531	16.318	16.793
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	9.4	11.131	12.057	13.157	12.948	14.531	16.318	16.793
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	3.2	1.780	1.126	0.333	1.000	1.248	1.036	0.783
ЭС Республики Саха (Якутия)								
Потребность (потребление электрической энергии)	1.705	1.777	1.948	5.045	8.359	8.627	8.746	8.834
Покрытие (производство электрической энергии)	3.1	3.409	3.517	6.191	10.017	10.181	9.982	10.070
в том числе:								
АЭС								
ГЭС				1.690	3.760	3.760	3.760	3.760
ТЭС	3.1	3.409	3.517	4.501	6.257	6.421	6.223	6.311
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-1.4	-1.632	-1.569	-1.146	-1.658	-1.554	-1.236	-1.236

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

Приложение № 23
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2014 – 2020 годы

Перспективные балансы электроэнергии по ОЭС и ЕЭС России с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке на 2014-2020 годы для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

Баланс электроэнергии ЕЭС России с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	1028,14	1050,95	1080,13	1102,12	1120,92	1134,21	1145,21
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,58	2,68	2,79	3,49	4,16	4,16	4,16
Экспорт	млрд.кВт.ч	16,59	17,29	17,29	17,24	17,24	17,24	14,24
Импорт	млрд.кВт.ч	1,06	0,80	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Потребность	млрд.кВт.ч	1043,67	1067,44	1097,12	1119,06	1137,86	1151,15	1159,15
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	1043,67	1067,44	1097,12	1119,06	1137,86	1151,15	1159,15
ГЭС	млрд.кВт.ч	176,17	180,97	183,90	186,85	188,30	188,30	188,30
АЭС	млрд.кВт.ч	168,37	185,68	194,99	190,76	203,88	205,28	203,78
ТЭС	млрд.кВт.ч	699,13	700,06	715,62	736,54	740,06	751,95	761,25
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,01	0,73	2,62	4,91	5,62	5,62	5,82
Установленная мощность - всего	МВт	233843,0	243938,1	250891,5	255864,5	259390,8	262916,9	266135,0
ГЭС	МВт	47863,7	48233,7	49873,8	50417,5	50528,2	50590,4	51013,6
АЭС	МВт	26146,0	29614,8	30396,6	31249,6	31003,6	32833,6	33337,6
ТЭС	МВт	159791,3	165701,4	169271,1	171692,4	174997,0	176630,9	178821,8
ВИЭ	МВт	42,0	388,2	1350,0	2505,0	2862,0	2862,0	2962,0
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	6440	6270	6415	6104	6576	6252	6113
ТЭС	час/год	4375	4225	4228	4290	4229	4257	4257
ВИЭ	час/год	206	1876	1940	1960	1965	1965	1966

Баланс электроэнергии ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	995,60	1017,25	1041,97	1059,68	1075,97	1087,15	1097,43
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,58	2,68	2,79	3,49	4,16	4,16	4,16
Экспорт	млрд.кВт.ч	13,29	13,29	13,29	13,24	13,24	13,24	10,24
Импорт	млрд.кВт.ч	1,06	0,80	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Потребность	млрд.кВт.ч	1007,83	1029,74	1054,97	1072,62	1088,92	1100,10	1107,37
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	1007,83	1029,74	1054,97	1072,62	1088,92	1100,10	1107,37
ГЭС	млрд.кВт.ч	164,92	169,72	170,61	171,14	171,64	171,64	171,64
АЭС	млрд.кВт.ч	168,37	185,68	194,99	190,76	203,88	205,28	203,78
ТЭС	млрд.кВт.ч	674,54	673,61	686,75	706,77	708,93	718,71	727,28
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,01	0,73	2,62	3,95	4,47	4,47	4,67
Установленная мощность - всего	МВт	224773,2	234568,8	239660,5	244045,4	247011,1	250212,3	253310,4
ГЭС	МВт	44523,7	44733,7	45256,3	45800,0	45910,7	45972,9	46396,1
АЭС	МВт	26146,0	29614,8	30396,6	31249,6	31003,6	32833,6	33337,6
ТЭС	МВт	154061,5	159832,1	162657,6	164970,8	167810,8	169119,8	171190,7
ВИЭ	МВт	42,0	388,2	1350,0	2025,0	2286,0	2286,0	2386,0
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	6440	6270	6415	6104	6576	6252	6113
ТЭС	час/год	4378	4214	4222	4284	4225	4250	4248
ВИЭ	час/год	206	1876	1940	1950	1956	1956	1958

Баланс электроэнергии Европейской части ЕЭС с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	787,61	803,89	821,37	834,17	848,40	858,49	867,38
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,58	2,68	2,79	3,49	4,16	4,16	4,16
Экспорт	млрд.кВт.ч	12,68	12,68	12,68	12,63	12,63	12,63	9,63
Импорт	млрд.кВт.ч	1,06	0,80	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Выдача электрической энергии в ОЭС Сибири	млрд.кВт.ч	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80
Потребность	млрд.кВт.ч	801,03	817,58	835,56	848,30	862,53	872,62	878,51
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	801,03	817,58	835,56	848,30	862,53	872,62	878,51
ГЭС	млрд.кВт.ч	61,74	62,24	62,36	62,89	63,39	63,39	63,39
АЭС	млрд.кВт.ч	168,37	185,68	194,99	190,76	203,88	205,28	203,78
ТЭС	млрд.кВт.ч	570,92	568,95	575,81	591,11	591,20	599,90	607,09
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,01	0,70	2,40	3,54	4,06	4,06	4,26
Установленная мощность - всего	МВт	173709,8	182667,2	187313,9	191345,6	192410,2	195034,1	197461,0
ГЭС	МВт	19216,3	19421,3	19918,9	20420,4	20488,9	20518,9	20914,9
АЭС	МВт	26146,0	29614,8	30396,6	31249,6	31003,6	32833,6	33337,6
ТЭС	МВт	128305,6	133258,2	135759,6	137857,8	138838,9	139602,8	141029,7
ВИЭ	МВт	42,0	373,0	1238,8	1817,8	2078,8	2078,8	2178,8
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	6440	6270	6415	6104	6576	6252	6113
ТЭС	час/год	4450	4270	4241	4288	4258	4297	4305
ВИЭ	час/год	206	1879	1937	1946	1953	1953	1955

Баланс электроэнергии ОЭС Северо-Запада с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	91,85	93,46	95,35	95,97	97,41	98,68	99,70
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч							
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11
в Балтию	млрд.кВт.ч	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
в Норвегию (приграничный)	млрд.кВт.ч	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
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	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
Импорт из Финляндии	млрд.кВт.ч	0,06	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	3,00	4,70	7,20		8,20	6,00	5,80
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Потребность	млрд.кВт.ч	103,41	106,48	110,87	104,28	113,92	112,99	113,81
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	103,41	106,48	110,87	104,28	113,92	112,99	113,81
ГЭС	млрд.кВт.ч	12,70	12,70	12,70	12,70	12,70	12,70	12,70
АЭС	млрд.кВт.ч	33,94	40,23	44,61	36,50	46,29	44,36	42,82
ТЭС	млрд.кВт.ч	56,76	53,55	53,56	54,65	54,50	55,50	57,66
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,00	0,01	0,01	0,44	0,44	0,44	0,64
Установленная мощность - всего	МВт	23388,8	25083,0	25376,6	26877,6	26681,6	27411,6	28545,6
ГЭС	МВт	2947,3	2947,3	2947,3	2947,3	2947,3	2947,3	3337,3
АЭС	МВт	5760	6930	6930	8100	7854	8584	8778
ТЭС	МВт	14675,1	15197,4	15491,2	15607,2	15657,2	15657,2	16107,2
ВИЭ	МВт	6,4	8,4	8,2	223,2	223,2	223,2	323,2
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	5893	5805	6437	4506	5894	5168	4878
ТЭС	час/год	3868	3524	3457	3502	3481	3545	3580
ВИЭ	час/год	5893	5805	6437	4506	5894	5168	4878

Баланс электроэнергии ОЭС Центра с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	235,38	240,64	244,72	249,16	253,36	257,31	260,52
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,58	2,58	2,58	3,28	3,95	3,95	3,95
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
в Беларусь	млрд.кВт.ч	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Импорт	млрд.кВт.ч							
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	5,50	6,00	2,50	2,50	6,00	5,00	3,50
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	3,00	4,70	7,20		8,20	6,00	5,80
Потребность	млрд.кВт.ч	240,88	244,94	243,02	254,66	254,16	259,31	258,22
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	240,88	244,94	243,02	254,66	254,16	259,31	258,22
ГЭС	млрд.кВт.ч	3,40	3,40	3,40	3,90	4,40	4,40	4,40
АЭС	млрд.кВт.ч	87,00	90,80	84,63	90,17	95,12	95,08	91,39
ТЭС	млрд.кВт.ч	150,47	150,74	154,91	160,50	154,55	159,74	162,34
ВИЭ	млрд.кВт.ч			0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Установленная мощность - всего	МВт	53261,9	55447,3	56808,0	57303,2	57609,2	57879,1	59064,1
ГЭС	МВт	1788,6	1788,6	2208,6	2638,6	2638,6	2648,6	2648,6
АЭС	МВт	12834,0	14032,8	14814,6	14397,6	14397,6	14397,6	14647,6
ТЭС	МВт	38639,3	39625,9	39739,8	40222,0	40528,0	40787,9	41722,9
ВИЭ	МВт			45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	6779	6470	5713	6263	6607	6604	6239
ТЭС	час/год	3894	3804	3898	3990	3813	3916	3891
ВИЭ	час/год	6779	6470	5713	6263	6607	6604	6239

Баланс электроэнергии ОЭС Юга с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	87,39	89,02	92,13	94,79	97,65	99,73	101,34
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч		0,10	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	0,43	0,43	0,43	0,38	0,38	0,38	0,38
в Грузию	млрд.кВт.ч	0,25	0,25	0,25	0,20	0,20	0,20	0,20
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	4,00			2,50	2,50	
Потребность	млрд.кВт.ч	81,82	85,45	92,56	95,17	95,53	97,61	101,72
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	81,82	85,45	92,56	95,17	95,53	97,61	101,72
ГЭС	млрд.кВт.ч	20,31	20,82	20,93	20,96	20,96	20,96	20,96
АЭС	млрд.кВт.ч	14,52	17,37	23,35	24,08	21,89	23,08	27,12
ТЭС	млрд.кВт.ч	46,99	46,67	46,18	47,65	49,82	50,71	50,79
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,00	0,60	2,09	2,48	2,85	2,85	2,85
Установленная мощность- всего	МВт	19818,9	21488,2	22617,4	23570,4	23785,9	25035,9	25035,9
ГЭС	МВт	5783,2	5949,7	5970,8	5995,8	6025,3	6025,3	6025,3
АЭС	МВт	2000,0	3100,0	3100,0	3100,0	3100,0	4200,0	4200,0
ТЭС	МВт	12002,4	12126,2	12487,2	13211,2	13211,2	13361,2	13361,2
ВИЭ	МВт	33,4	312,4	1059,4	1263,4	1449,4	1449,4	1449,4
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	7260	5602	7532	7769	7062	5496	6457
ТЭС	час/год	3915	3848	3699	3607	3771	3795	3801
ВИЭ	час/год	144	1936	1973	1963	1968	1968	1968

Баланс электроэнергии Средней Волги с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	110,14	112,23	114,56	116,09	117,47	118,96	119,99
Экспорт в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Импорт	млрд.кВт.ч							
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	3,00	2,00			1,00	1,00	
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	7,50	6,00	2,00	5,00	6,50	6,00	6,00
Потребность	млрд.кВт.ч	105,68	108,27	112,60	111,13	112,01	114,00	114,03
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	105,68	108,27	112,60	111,13	112,01	114,00	114,03
ГЭС	млрд.кВт.ч	20,29	20,29	20,29	20,29	20,29	20,29	20,29
АЭС	млрд.кВт.ч	28,27	30,00	32,01	29,84	30,52	32,58	31,78
ТЭС	млрд.кВт.ч	57,13	57,99	60,30	60,92	61,12	61,05	61,87
ВИЭ	млрд.кВт.ч				0,09	0,09	0,09	0,09
Установленная мощность - всего	МВт	26486,2	27195,7	28421,2	28742,7	29080,7	29055,7	29121,7
ГЭС	МВт	6845,5	6878,0	6921,5	6968,0	7007,0	7007,0	7013,0
АЭС	МВт	4072,0	4072,0	4072,0	4172,0	4172,0	4172,0	4232,0
ТЭС	МВт	15568,7	16245,7	17427,7	17557,7	17856,7	17831,7	17831,7
ВИЭ	МВт				45,0	45,0	45,0	45,0
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	6943	7367	7861	7152	7316	7809	7509
ТЭС	час/год	3669	3569	3460	3469	3423	3424	3470
ВИЭ	час/год				2000	2000	2000	2000

Баланс электроэнергии ОЭС Урала с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.
Потребление электрической энергии в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	262,84	268,53	274,61	278,16	282,51	283,81	285,83
Экспорт в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Импорт из Казахстана	млрд.кВт.ч	1,00	0,50					
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	7,30	4,30	1,80	4,80	4,30	4,80	4,80
Потребность	млрд.кВт.ч	269,24	272,43	276,51	283,06	286,91	288,71	290,73
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	269,24	272,43	276,51	283,06	286,91	288,71	290,73
ГЭС	млрд.кВт.ч	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04
АЭС	млрд.кВт.ч	4,63	7,30	10,39	10,17	10,05	10,17	10,67
ТЭС	млрд.кВт.ч	259,57	260,01	260,86	267,39	271,22	272,90	274,42
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,00	0,09	0,22	0,45	0,60	0,60	0,60
Установленная мощность - всего	МВт	50754,1	53453,0	54090,8	54851,8	55252,8	55651,8	55693,8
ГЭС	МВт	1851,7	1857,7	1870,7	1870,7	1870,7	1890,7	1890,7
АЭС	МВт	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ТЭС	МВт	47420,1	50063,0	50613,8	51259,8	51585,8	51964,8	52006,8
ВИЭ	МВт	2,2	52,2	126,2	241,2	316,2	316,2	316,2
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	3129	4930	7018	6872	6791	6869	7210
ТЭС	час/год	5474	5194	5154	5216	5258	5252	5277
ВИЭ	час/год	100	1728	1770	1871	1902	1902	1902

Баланс электроэнергии ОЭС Сибири с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.
Потребление электрической энергии в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	207,99	213,36	220,60	225,51	227,58	228,67	230,05
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
в Монголию	млрд.кВт.ч	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Импорт	млрд.кВт.ч							
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80
Потребность	млрд.кВт.ч	206,80	212,17	219,41	224,32	226,39	227,48	228,86
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	206,80	212,17	219,41	224,32	226,39	227,48	228,86
ГЭС	млрд.кВт.ч	103,18	107,48	108,25	108,25	108,25	108,25	108,25
ТЭС	млрд.кВт.ч	103,62	104,66	110,94	115,66	117,73	118,82	120,20
ВИЭ	млрд.кВт.ч		0,03	0,22	0,41	0,41	0,41	0,41
Установленная мощность - всего	МВт	51063,4	51901,6	52346,6	52699,8	54601,0	55178,2	55849,4
ГЭС	МВт	25307,4	25312,4	25337,4	25379,6	25421,8	25454,0	25481,2
ТЭС	МВт	25756,0	26574,0	26898,0	27113,0	28972,0	29517,0	30161,0
ВИЭ	МВт		15,2	111,2	207,2	207,2	207,2	207,2
Число часов использования установленной мощности	час/год							
ТЭС	час/год	4023	3938	4124	4266	4063	4025	3985
ВИЭ	час/год		1800	1973	1985	1985	1985	1985

Баланс электроэнергии ОЭС Востока с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	32,54	33,70	38,16	42,44	44,94	47,05	47,78
Экспорт в Китай	млрд.кВт.ч	3,30	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Потребность	млрд.кВт.ч	35,84	37,70	42,16	46,44	48,94	51,05	51,78
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	35,84	37,70	42,16	46,44	48,94	51,05	51,78
ГЭС	млрд.кВт.ч	11,25	11,25	13,29	15,71	16,66	16,66	16,66
ТЭС	млрд.кВт.ч	24,59	26,45	28,87	29,77	31,13	33,24	33,97
ВИЭ	млрд.кВт.ч				0,96	1,15	1,15	1,15
Установленная мощность- всего	МВт	9069,8	9369,3	11231,0	11819,1	12379,6	12704,6	12824,6
ГЭС	МВт	3340,0	3500,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	МВт	5729,8	5869,3	6613,5	6721,6	7186,1	7511,1	7631,1
ВИЭ	МВт				480,0	576,0	576,0	576,0
Число часов использования установленной мощности	час/год							
ТЭС	час/год	4291	4506	4365	4429	4332	4426	4451
ВИЭ	час/год				2000	2000	2000	2000

Баланс электроэнергии ОЭС Сибири для маловодного года с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.
Потребление электрической энергии в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	207,99	213,36	220,60	225,51	227,58	228,67	230,05
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
в Монголию	млрд.кВт.ч	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Импорт	млрд.кВт.ч							
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	1,80	1,80	1,80	7,00	9,00	10,00	11,00
Потребность	млрд.кВт.ч	206,80	212,17	219,41	219,12	219,19	219,28	219,66
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	206,80	212,17	219,41	219,12	219,19	219,28	219,66
ГЭС	млрд.кВт.ч	89,40	91,98	92,64	92,64	92,64	92,64	92,64
ТЭС	млрд.кВт.ч	117,40	120,16	126,55	126,07	126,14	126,23	126,61
ВИЭ	млрд.кВт.ч		0,03	0,22	0,41	0,41	0,41	0,41
Установленная мощность - всего	МВт	51063,4	51901,6	52346,6	52699,8	54601,0	55178,2	55849,4
ГЭС	МВт	25307,4	25312,4	25337,4	25379,6	25421,8	25454,0	25481,2
ТЭС	МВт	25756,0	26574,0	26898,0	27113,0	28972,0	29517,0	30161,0
ВИЭ	МВт		15,2	111,2	207,2	207,2	207,2	207,2
Число часов использования установленной мощности	час/год							
ТЭС	час/год	4558	4522	4705	4650	4354	4276	4198
ВИЭ	час/год		1800	1973	1985	1985	1985	1985

Баланс электроэнергии ОЭС Востока для маловодного года с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	32,54	33,70	38,16	42,44	44,94	47,05	47,78
Экспорт в Китай	млрд.кВт.ч	3,30	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Потребность	млрд.кВт.ч	35,84	37,70	42,16	46,44	48,94	51,05	51,78
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	35,84	37,70	42,16	46,44	48,94	51,05	51,78
ГЭС	млрд.кВт.ч	7,77	7,77	9,76	11,46	12,36	12,36	12,36
ТЭС	млрд.кВт.ч	28,07	29,93	32,40	34,02	35,43	37,54	38,27
ВИЭ	млрд.кВт.ч				0,96	1,15	1,15	1,15
Установленная мощность- всего	МВт	9069,8	9369,3	11231,0	11819,1	12379,6	12704,6	12824,6
ГЭС	МВт	3340,0	3500,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	МВт	5729,8	5869,3	6613,5	6721,6	7186,1	7511,1	7631,1
ВИЭ	МВт				480,0	576,0	576,0	576,0
Число часов использования установленной мощности	час/год							
ТЭС	час/год	4899	5099	4899	5062	4930	4998	5015
ВИЭ	час/год				2000	2000	2000	2000

37	ВЛ 220 кВ Петрозаводск - Суоярви	Карельская	2020	104 км															104												104	0	0	1554.4	0	0	0	0	20	767	767	1554.4	ОАО "ФСК ЕЭС"	Для повышения надежности электроснабжения Приладожского района энергосистемы Республики Карелия		
38	ВЛ 220 кВ Микунь-Заовражье	Республики Коми Архангельская	2020	250 км															250												250	0	0	3810.7	0	0	0	30	30	1500	2251	3810.7	ОАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Микунь-Сыктывкарского и Котласского энергоузлов, увеличение пропускной способности сети для обеспечения подключения новых потребителей		
Итого по 330 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей					23.1	1400	60	328	250	280	0	0	0	20	400	0	280	250	0	290	800	0	154	250	0	1095	3350	340					7032.8	4953.2	5362.1	6166.2	6218.2	3341.9	2901.6	35976.0						
Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей					0	0	0	294.3	0	150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	354	0	0					600.0	655.0	745.0	30.0	50.0	2267.4	3017.7	7365.1					
Объекты реновации с увеличением трансформаторной мощности																																														
330 кВ																																														
39	ПС 330 кВ Тихвин - Лигейный (комплексная реконструкция)	Ленинградская	2019	1x125 МВА 2x 200 МВА 250 МВА															775												0	775	0	1323.2	7	0	0	0	400	430	459	1295.5	ОАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Ленинградской области		
220 кВ																																														
40	ПС 220 кВ Кизема, установка второго трансформатора 25 МВА	Архангельская	2014	25 МВА																											0	25	0	327.3	232	0	0	0	0	0	0	0	232.0	ОАО "ФСК ЕЭС"	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Архангельской области	
41	ПС 220 кВ Пикалевская, замена АТ	Ленинградской области	2016	2x125 МВА														250													0	250	0	469.9	45	95	324	0	0	0	0	0	464.4	ОАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения энергосистемы Ленинградской области	
42	ПС 220 кВ Сортавальская	Республики Карелия	2017	2x63 МВА																											0	126	0	348.9	0	0	34	315	0	0	0	0	348.9	ОАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения энергосистемы Республики Карелия	
43	ПС 220 кВ Парголово	Ленинградская	2018	2x80 МВА																											0	160	0	1054.9	23	100	200	150	528	0	0	0	1001.0	ОАО "ФСК ЕЭС"	Для обеспечения надежности электроснабжения районов г. Санкт-Петербурга	
44	ПС 220 кВ Дровлянка	Республика Карелия	2020	2x200 МВА																							400				0	400	0	2642.0	0	0	0	0	446	446	455	1347.0	ОАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения энергосистемы Республики Карелия		
45	ПС 220 кВ Зеленоборская	Республики Коми	2020	2x63 МВА																							126				126	0	0.0	0	0	0	0	0	25	283	0	307.6	ОАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей энергосистемы Республики Коми		
Итого по объектам реновации 330 кВ					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	775	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	775	0			6.5	0.0	0.0	0.0	400.0	430.0	459.0	1295.5				
Итого по объектам реновации 220 кВ					0	25	0	0	0	0	0	250	0	0	126	0	0	160	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	526	0	0	1087	0			300.0	195.0	558.6	464.6	974.2	471.0	737.6	3700.9		

	в прогнозных ценах (с НДС)																					Итого																			
	2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.																						
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.																			
ВСЕГО, в т.ч.	117.7	1425.0	60.0	822.4	275.0	1010.0	190.0	250.0	0.0	284.6	7386.0	330.0	730.0	410.0	660.0	292.0	2825.0	0.0	831.4	1301.0	0.0	3268.1	13872.0	2060.0																	
по 750 кВ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	330.0	0.0	0.0	0.0	137.6	2000.0	330.0	450.0	0.0	660.0	0.0	1000.0	0.0	0.0	0.0	0.0	587.6	3000.0	1320.0																	
по 330 кВ	117.7	1400.0	60.0	526.1	250.0	530.0	190.0	0.0	0.0	33.0	400.0	0.0	280.0	250.0	0.0	292.0	1825.0	0.0	390.2	650.0	0.0	1829.0	4775.0	590.0																	
по ±300 кВ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	114.0	4860.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	114.0	4860.0	0.0																	
по 220 кВ	0.0	25.0	0.0	296.3	25.0	150.0	0.0	250.0	0.0	0.0	126.0	0.0	0.0	160.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	441.2	651.0	0.0	737.5	1237.0	150.0															
																						2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	Итого												
																						млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.												
																						13219.7	31390.0	41071.0	38332.1	20774.8	8540.3	9191.6	162519.6												
																						68.3	1998.6	12351.1	17297.0	11103.6	0.0	0.0	42818.6												
																						12065.3	17309.1	8203.5	8086.2	8638.2	5791.9	4834.3	64928.5												
																						62.1	10751.2	19212.8	12454.3	0.0	0.0	0.0	42480.4												
																						1024.1	1331.1	1303.6	494.6	1033.0	2748.4	4357.4	12292.1												

220 кВ																																																																																														
35	Установка БСК на ПС 220 кВ Ливны	Орловская	2015	2x25 Мвар																								50											0	0	50	90	30	58	0	0	0	0	0	0	88	ОАО "ФСК ЭЭС"	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Орловской области																																									
36	ВЛ 220 кВ Восток - Дровнино	Смоленская, Московская	2015	110 км																								110											110	0	0	1462	621	841	0	0	0	0	0	1462	ОАО "ФСК ЭЭС"	Для повышения надежности электроснабжения потребителей восточной части Смоленской области и создания возможности присоединения новых потребителей																																										
37	ВЛ 220 кВ Найтоповичи - Новозыбков с расширением ПС 110 кВ Новозыбков и ПС 220 кВ Найтоповичи (выделение 1-ой очереди строительства - одна цепь ВЛ в габаритах 220 кВ с включением ее на напряжение 110 кВ)	Брянская	2018	60 км, 2x26 Мвар																								60													60	0	52	1079	0	0	0	291	788	0	0	1079	ОАО "ФСК ЭЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей приграничных районов Брянской области, получающих питание от энергосистемы Белоруссии																																								
38	ФПУ на ПС 750 кВ Новобрянская	Брянская	2019	2x175 МВА (уточняется проектом)																																					0	350	0	968	0	0	0	0	104	864	0	968	ОАО "ФСК ЭЭС"	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Брянской области																																								
39	ВЛ 220 кВ Грибово - Победа и реконструкция ОРУ 220 кВ ПС Победа	Тверская, Московская	2020	140 км																																										140	140	0	0	2632	0	0	8	90	200	672	1661	2632	ОАО "ФСК ЭЭС"	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Ржевско-Нелидовского энергоузла Тверской области																																		
				<i>Итого по 500 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей</i>																									0	0	0	0	0	0	3.2	668	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	0	0	33.2	668	0	600.0	250.0	3255.2	0.0	0.0	144.0	1665.9	5915.1																													
				<i>Итого по 330 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей</i>																										0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	0	0	0	0	0	0	0	0	250	0	0.0	2.1	8.8	200.0	256.2	0.0	0.0	467.1																								
				<i>Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей</i>																										0	0	0	110	0	50	104	0	0	0	0	0	0	0	0	60	0	52	0	350	0	140	0	0	414	350	102	650.7	898.9	8.0	381.0	1091.6	1536.3	1661.4	6227.8																														
Объекты реновации с увеличением трансформаторной мощности																																																																																														
330 кВ																																																																																														
40	ПС 330 кВ Губкин	Белгородская	2018	2x200+3x63МВА																																															589										0	589	0	2320	100	3	9	150	533	0	0	795	ОАО ФСК ЭЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей																				
41	ПС 330 кВ Белгород	Белгородская	2018	2x250+2x25 МВА																																																		550										0	550	0	1033	0	0	320	400	313	0	0	1033	ОАО ФСК ЭЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей																	
220 кВ																																																																																														
42	ПС 220 кВ Латная, замена АТ-2	Воронежская	2015	200 МВА																																																				200										0	200	0	142	24	119	0	0	0	0	0	142	ОАО ФСК ЭЭС"	Реконструкция с заменой АТ															
43	ПС 220 кВ Брянская	Брянская	2016	2x250 МВА																																																																			500										0	500	0	2044	10	550	626	0	0	0	0	1186	ОАО ФСК ЭЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей

44	ПС 220 кВ Правобережная	Липецкая	2018	4x150 МВА																		0	600	0	2109	0	0	0	200	190	0	0	390	ОАО ФСК ЭЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей									
45	ПС 220 кВ Ямская	Рязанская	2018	2x250+2x40																		0	290	0	2903	0	0	300	500	240	0	0	1040	ОАО ФСК ЭЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей									
46	ПС 220 кВ Кострома-2	Костромская	2018	2x250+2x200 МВА																		0	900	0	1775	4	0	250	500	993	0	0	1747	ОАО ФСК ЭЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей									
47	ПС 220 кВ Тамбовская-4	Тамбовская	2018	2x250+2x40 МВА																		0	580	0	3525	102	450	505	900	1529	0	0	3485	ОАО ФСК ЭЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей									
48	ПС 220 кВ Северная (Тула)	Тульская	2018	2x200 МВА																		0	400	0	1826	55	55	250	250	302	0	0	912	ОАО ФСК ЭЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей									
49	ПС 220 кВ Орловская Районная	Орловская	2018	2x125(один из них существующий) +2x40 МВА																		0	205	0	2377	0	0	100	250	278	0	0	628	ОАО ФСК ЭЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей									
50	ПС 220 кВ Южная (Воронеж)	Воронежская	2018	2x250+2x40 +10 МВА 54,5 Мвар																		0	590	54.5	1947	50	50	150	350	227	0	0	827	ОАО ФСК ЭЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей									
Итого по объектам реновации 330 кВ									0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1139	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1139	0	100.0	3.0	329.0	550.0	846.4	0.0	0.0	1828.4
Итого по объектам реновации 220 кВ								0	0	0	200	0	0	500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3565	54.5	0	0	0	0	0	0	0	0	4265	54.5	244.7	1223.2	2180.9	2950.0	3760.2	0.0	0.0	10359.0

	2014 г.															2015 г.															2016 г.															2017 г.															2018 г.															2019 г.															2020 г.															Итого			в прогнозных ценах (с НДС)							
	км			МВА			Мвар			км			МВА			Мвар			км			МВА			Мвар			км			МВА			Мвар			км			МВА			Мвар			млн. руб.			млн. руб.			млн. руб.			млн. руб.																																																													
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	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.	349	501	180	401	1451	50	113.5	1869	0	104.3	1478	0	60	4954	106.5	0	730	0	200	250	0	1228	11233	336.5	11776.2	9236.5	9357.5	7819.8	6647.1	2740.8	3407.4	50985.4																																																																																				
по 500 кВ	237.4	501	180	92	501	0	3.2	918	0	50	668	0	0	0	0	0	0	0	0	30	0	0	413	2588	180	6936.6	2239.0	4845.8	1530.8	0.0	144.0	1665.9	17362.2																																																																																			
по 330 кВ	0	0	0	0	0	0	0	200	0	0	0	0	0	1389	0	0	0	0	0	30	250	0	30	1839	0	150.0	155.1	694.8	755.0	1107.6	5.6	80.0	2948.2																																																																																			
по 220 кВ	111.6	0	0	309	950	50	110.3	751	0	54.3	810	0	60	3565	106.5	0	730	0	140	0	0	785	6806	156.5	4689.6	6842.4	3816.9	5534.0	5539.5	2591.2	1661.4	30675.0																																																																																				

Примечание:
В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2014 - 2020 ГОДОВ МОСКОВСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	В прогнозных ценах (с НДС)																		Полная стоимость строительства млн. руб.	В прогнозных ценах (с НДС)								Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта																																					
					2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.				2020 г.			Итого			Итого	2014 г.			2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	Итого																														
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.																					
Объекты для выдачи мощности электростанций																																																																						
АЭС																																																																						
500 кВ																																																																						
1	ВЛ 500 кВ Дорохово - Панино	Московская	2020	160 км, ШР-180																							160	180	160	0	180	2698.5	0	0	0	0	20	1000	1678	2698.5	ОАО "ФСК ЕЭС"	Для выдачи мощности блока № 4 (1000 МВт) Калининской АЭС																												
2	ВЛ 500 кВ Грибово - Дорохово №2	Московская	2020	85 км																							85	85	0	0	1433.6	0	0	0	0	0	0	1434	1433.6	ОАО "ФСК ЕЭС"	Для выдачи мощности блока № 4 (1000 МВт) Калининской АЭС																													
3	ПП 500 кВ Панино с заходами ВЛ 500 кВ Чагино-Ожерелье (Михайловская) и ВЛ 500 кВ Каширская ГРЭС-Пахра	Московская	2020	4x10 км																							40	40	0	0	674.6	0	0	0	0	0	0	675	674.6	ОАО "ФСК ЕЭС"	Для выдачи мощности блока № 4 (1000 МВт) Калининской АЭС																													
<i>Итого по 500 кВ для выдачи мощности АЭС</i>					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	285	0	180	285	0	180		0.0	0.0	0.0	0.0	20.0	1000.0	3786.7	4806.7																													
ГЭС, ГАЭС																																																																						
500 и 220 кВ																																																																						
4	Первая и вторая ВЛ 500 кВ Загорская ГАЭС-2 - Ярцево	Московская	2016	2x30 км																										60	0	0	6163.97	400	359	0	0	0	0	0	758.6	ОАО "ФСК ЕЭС"	Для выдачи мощности и заряда 1 очереди (2x210 МВт) Загорской ГАЭС-2																											
	реконструкция ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС - Трубино и строительство заходов на ПС 500 кВ Ярцево	Московская	2015	2x1 км																																																																		
	перевод ПС 220 кВ Ярцево на 500 кВ и установка АТГ 500/220 кВ	Московская	2015	2x501 МВА						1002																																																												
	замена АТ 220/110 кВ	Московская	2015	2x250 МВА						500																																																												
5	ВЛ 500 кВ Загорская ГАЭС-2 - Трубино	Московская	2018	90 км													90													90	0	0	1517.9	50	243	324	476	320	0	0	1413.0	ОАО "ФСК ЕЭС"	Для выдачи мощности и заряда 1 очереди (2x210 МВт) Загорской ГАЭС-2																											
<i>Итого по 500 кВ для выдачи мощности ГАЭС</i>					0	0	0	2	1002	0	60	0	0	0	0	0	90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	152	1002	0		450	601	324.34	475.69	320	0	0	2171.6																													
<i>Итого по 220 кВ для выдачи мощности ГАЭС</i>					0	0	0	0	500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	500	0		0	0	0	0	0	0	0	0.0																													
ТЭС																																																																						
220 кВ																																																																						
6	КЛ 220 кВ ТЭЦ-20 - Золотаревская №1 и №2	Московская	2014	2x3 км	6																																				6	0	0	928.9	929	0	0	0	0	0	0	0	928.90	ОАО "Энергокомпл екс"	Для выдачи мощности (ПГУ 420 МВт) ТЭЦ-20 г. Москвы															
7	КЛ 220 кВ ТЭЦ-12 - Золотаревская №1 и №2	Московская	2014	2x2 км	4																																			4	0	0	728.6	729	0	0	0	0	0	0	0	728.60	ОАО "Энергокомпл екс"	Для выдачи мощности блока №10 (ПГУ 220 МВт) ТЭЦ-12 г. Москвы																
8	КЛ 220 кВ ТЭЦ-12 - Пресня №1 и №2			2x2 км	4																																			4	0	0	742.9	743	0	0	0	0	0	0	0	742.90																		
9	Заходы КЛ 220 кВ Ваганьковская - Мневники №1 и №2 на ТЭЦ-16	Московская	2014	4x2,64 км	10.56																																			10.56	0	0	1221.5	1222	0	0	0	0	0	0	0	1221.50	ОАО "Энергокомпл екс"	Для выдачи мощности блока №8 (ПГУ 420 МВт) ТЭЦ-16 г. Москвы																
10	Сооружение кабельных заходов КВЛ 220 кВ ТЭЦ-23 - Руднево и ВЛ 220 кВ Руднево - Восточная на ГТЭС Городецкая (Кожухово)	Московская	2015	4x1 км																																				2	0	0	936.3	0	936	0	0	0	0	0	0	936.26	ОАО "МОЭСК"	Для выдачи мощности ГТЭС Городецкой г. Москвы																
<i>Итого по 220 кВ для выдачи мощности ТЭС</i>					24.56	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26.56	0	0		3621.9	936.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4558.2																													
<i>Итого по 500 кВ для выдачи мощности электростанций</i>					0	0	0	2	1002	0	60	0	0	0	0	90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	285	0	180	437	1002	180		450.0	601.4	324.3	475.7	340.2	1000.0	3786.7	6978.2																											
<i>Итого по 220 кВ для выдачи мощности электростанций</i>					24.56	0	0	2	500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26.56	500	0		3621.9	936.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4558.2																													
Для обеспечения возможности подключения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий																																																																						
500 кВ																																																																						
11	ПС 500 кВ Софьино с заходами ВЛ 500 кВ Дорохово-Панино	Московская	2020	2x501 МВА 2x100 МВА 2x0,5 км																																					1	1202		1	1202	0	6880.2	0	0	0	0	0	0	0	3200	3680	6880.25	ОАО "ФСК ЕЭС"	Для электроснабжения потребителей новых территорий г. Москвы											
220 кВ																																																																						
12	КВЛ 220 кВ Красногорская - Герцево №2	Московская	2014	КЛ 220 кВ 0,09 км ВЛ 220 кВ 10,1 км	10.2																																			10.2	0	0	2153.4	248	0	0	0	0	0	0	0	248.27	ОАО "МОЭК"	Для электроснабжения потребителей промзоны и новых районов Тушино и Митино г. Москвы																
13	Вторая цепь транзиты 220 кВ Очаково - Говорово - Чоботы	Московская	2014	КЛ 220 кВ 4x1,1 км ВЛ 220 кВ 15,6 км	20																																			20	0	0	1214.2	1214	0	0	0	0	0	0	0	1214.17	ОАО "МОЭК"	Для повышения надежности электроснабжения потребителей района Солнцево, Перedelкино г. Москвы (ИП ОАО "МОЭСК")																
14	ПС 220 кВ Ильинская	Московская	2014	2x200 МВА																																				400																	0	400	0	432.4	432	0	0	0	0	0	0	432.37	ОАО "МОЭК"	Для электроснабжения потребителей района Ильинская Пойма

15	Заход двухцепной КВЛ 220 кВ Красногорская - Терцево в кабельном исполнении на ПС 220 кВ Ильинская	Московская	2014	4x1,5 км	6																		6	0	0	985.1	985	0	0	0	0	0	0	0	985.14	ОАО "МОЭК"	Для включения ПС Ильинская				
16	КЛ 220 кВ Красносельская - ТЭЦ-23 №1 и №2	Московская	2014	2x11,1 км	22.2																					22.2	0	0	3175.8	3176	0	0	0	0	0	0	3175.77	ОАО "Энергокомплекс"	Обеспечение возможности присоединения новых потребителей		
17	ПС 220 кВ Ваганьковская	Московская	2014	3x160 МВА	480																					0	480	0	628.5	629	0	0	0	0	0	0	628.50	ОАО "Энергокомплекс"	Обеспечение возможности присоединения новых потребителей		
18	КЛ 220 кВ Гражданская - Ваганьковская №1 и №2	Московская	2014	2x6,5 км	13																					13	0	0	1828.5	1829	0	0	0	0	0	0	1828.52	ОАО "Энергокомплекс"	Обеспечение возможности присоединения новых потребителей		
19	КЛ 220 кВ Мневники - Ваганьковская №1 и №2	Московская	2014	2x4 км	8																					8	0	0	1198.0	1198	0	0	0	0	0	0	1198.04	ОАО "Энергокомплекс"	Обеспечение возможности присоединения новых потребителей		
20	ПС 220 кВ Золотаревская	Московская	2014	3x160 МВА	480																					0	480	0	628.5	629	0	0	0	0	0	0	628.50	ОАО "Энергокомплекс"	Для электроснабжения потребителей ЦАО г. Москвы (ОАО "Энергокомплекс")		
21	ПС 220 кВ Чашниково с заходами ВЛ 220 кВ Сигма - Радищево 1 цепь	Московская	2014	2x40 МВА	80																					0	80	0	266.0	266	0	0	0	0	0	0	266.02	ООО "СК Регион"	Для нагрузки резидентов ОЭЗ "Зеленоград", пл. "Алабушево"		
2x5 км				10																								10												0	0
22	ПС 220 кВ Битум с двумя ВЛ 220 кВ Капотня - Битум	Московская	2014	2x63 МВА	126																						0	126	0	1319.1	1319	0	0	0	0	0	0	1319.07	ОАО "НПЗ"	Для повышения надежности электроснабжения ОАО «Московский нефтеперерабатывающий завод»	
2x1,6 км				3.2																									3.2												0
23	ПС 220 кВ Крекинг с двумя ВЛ 220 кВ Капотня - Крекинг	Московская	2014	2x63 МВА,	126																						0	126	0	1285.1	1285	0	0	0	0	0	0	1285.06	ОАО "НПЗ"	Для повышения надежности электроснабжения ОАО «Московский нефтеперерабатывающий завод»	
2x0,1 км				0.2																									0.2												0
24	ПС 110 кВ Нефтезавод (перевод на напряжение 220 кВ) с установкой автотрансформатора связи 220/110 кВ и строительством ВЛ 220 кВ Капотня - Нефтезавод	Московская	2014	125 МВА	125																						0	125	0	429.8	430	0	0	0	0	0	0	429.76	ОАО "НПЗ"	Для повышения надежности электроснабжения ОАО «Московский нефтеперерабатывающий завод»	
2,9 км				2.9																									2.9												0
25	ПС 220 кВ Ступино с заходами ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Пахра	Московская	2014	2x100 МВА 2x6 км	12	200																					12	200	0	1166.5	434	300	66	0	0	0	0	800.37	ОАО "ФСК ЕЭС"	Технологическое присоединение электроустановок ООО "Квинтек"	
26	ПС 220 кВ Кожевническая	Московская	2014	2x200 МВА	400																						0	400	0	2141.7	1622	0	0	0	0	0	0	1622.30	ОАО "МОЭК"	Для электроснабжения потребителей г. Москвы	
27	КЛ 220 кВ ТЭЦ-20 - Кожевническая №1 и №2	Московская	2014	2x7,5 км	15																						15	0	0	2630.9	2102	0	0	0	0	0	0	2101.90	ОАО "МОЭК"	Для включения ПС Кожевническая	
28	КЛ 220 кВ Абрамово - Горьковская №1 и №2	Московская	2015	2x4 км					8																		8	0	0	1473.7	0	1474	0	0	0	0	0	1473.70	ОАО "ОЭК"	Для электроснабжения потребителей ЦАО г. Москвы	
29	ПС 220 кВ Котово с заходом ВЛ 220 кВ Кедрово - Бугры	Московская	2015	2x40 МВА 2x0,5 км				1	80																			1	80	0	580.0	0	580	0	0	0	0	0	579.98	ОАО "Холдинговая компания ЭЛИНАР"	Для электроснабжения потребителей Московской области
30	ПС 220 кВ Стекольная с заходом ВЛ 220 кВ Пахра - Мячково	Московская	2015	2x25 МВА					50																		0	50	0	148.3	0	148	0	0	0	0	0	148.26	Инвестор	Для электроснабжения потребителей Московской области	
2x1,0 км							2																						0												2
31	ПС 220 кВ Архангельская с КЛ 220 кВ Западная - Архангельская №1 и КЛ 220 кВ Красногорская - Архангельская	Московская	2015	4x100 МВА					400																			0	400	0	1614.4	787	827	0	0	0	0	0	1614.44	Инвестор	Для электроснабжения потребителей Московской области
2x22 км, 1 км							45																							45	0	0	4811.5	1862	2949	0	0	0	0		
32	КЛ 220 кВ Красносельская - Кожевническая №1 и №2	Московская	2015	2x11,5 км				23																				23	0	0	2303.0	0	2303	0	0	0	0	0	2303.00	ОАО "Энергокомплекс"	Для электроснабжения потребителей г. Москвы
33	ПС 220 кВ Котловка с сооружением заходов КВЛ 220 кВ ТЭЦ-20 - Коньково	Московская	2015	2x200 МВА					400																			0	400	0	1915.9	0	1916	0	0	0	0	0	1915.86	ОАО "Энергокомплекс"	Для электроснабжения потребителей г. Москвы
2x4,5 км							9																							9	0	0	1175.9	0	1176	0	0	0	0		
Заход КВЛ 220 кВ ТЭЦ-20 - Академическая на ПС 220 кВ Котловка			2016	2x4,5 км				9																				9	0	0	1236.5	0	0	1236	0	0	0	0	1236.48		
34	ПС 220/10 кВ Тесна (Терново-2) с заходом ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Ока I и II цепь	Московская	2016	2x100 МВА																								0	200	0	387.0	0	0	387	0	0	0	0	387.00	Инвестор	Обеспечение возможности присоединения новых потребителей
4x0,5 км							2																							2											
35	ПС 220/10 кВ Серебрянка с двумя ВЛ 220 кВ Трубино - Серебрянка I и II цепь	Московская	2016	2x160 МВА																								0	320	0	1686.9	0	0	1687	0	0	0	0	1686.88	Инвестор	Обеспечение возможности присоединения новых потребителей
2x5 км							10																							10											
36	ПС 220/10 кВ Братовщина с двумя ВЛ 220 кВ	Московская	2016	3x100 МВА																								0	300	0	1903.4	0	0	1903	0	0	0	0	1903.44	Инвестор	Обеспечение возможности присоединения новых

<i>Итого по 500 кВ для обеспечения возможности подключения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</i>				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1202	0	1	1202	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3200.2	3680.1	6880.2																											
<i>Итого по 220 кВ для обеспечения возможности подключения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</i>				123	2417	0	86	932	0	85	1580	0	27	1660	0	38	1270	0	64	900	0	0	0	0	423	8759	0	20752.0	13255.3	12158.2	5675.7	15120.9	9887.7	0.0	76849.8																										
Для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей																																																													
500 кВ																																																													
54	ПС 500 кВ Каскадная с заходами ВЛ 500 Чагино - Ногинск и ВЛ 220 кВ Восточная - Цаги и ТЭЦ-23 - Ногинск	Московская	2014	2x250 MVA 4x100 MVA 4x0,1 км	0,4	900																														0,4	900	0	8889.9	590	994	445	0	0	0	0	2029.44	ОАО "ФСК ЕЭС"	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Московской области, обеспечение возможности подключения новых потребителей												
55	ВЛ 500 кВ Дорохово - Обнинск	Московская Калужская	2017	110 км								110																								110	0	0	1855.2	0	317	475	630	433	0	0	1855.20	ОАО "ФСК ЕЭС"	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Московской области, обеспечение возможности подключения новых потребителей												
56	Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Чагино (2 АТ 500/220 кВ; 4 АТ 220/110 кВ; 2 Т 220/10 кВ)	Московская	2015	2x500 MVA																																0	1000	0	11545.7	204	0	0	0	0	0	0	203.84	ОАО "ФСК ЕЭС"	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Московской области												
				4x250 MVA 2x100 MVA																																		0	1200	0																					
57	Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Пахра (Силенс) (2 АТ 500/220 кВ; 2АТ 220/110 кВ; 2 Т 220/10 кВ)	Московская	2016	2x500 MVA								1000																									0	1000	0	5938.1	56	200	1300	1500	2686	0	0	5741.73	ОАО "ФСК ЕЭС"	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Московской области											
				2x250 MVA 2x100 MVA										700																									0	700	0																				
58	Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Ногинск (2 АТ 500/220 кВ; 4 АТ 220/110 кВ; 2 Т 220/10 кВ)	Московская	2016	2x500 MVA								1000																									0	1000	0	10175.4	750	600	1300	1460	515	0	0	4624.57	ОАО "ФСК ЕЭС"	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Московской области											
				4x250 MVA 2x100 MVA 200 Мвар										1200	200																								0	1200	200																				
59	Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Трубино (2 АТ 500/220 кВ; 2 АТ 220/110 кВ; 2 Т 220/10 кВ)	Московская	2017	2x500 MVA																																	0	1000	0	8745.5	300	500	500	650	960	388	0	3297.84	ОАО "ФСК ЕЭС"	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Московской области											
				2x250 MVA 2x100 MVA																																			0	700	0																				
60	ПП 500 кВ Ожерелье (Кашира) с заходами ВЛ 500 кВ Михайловская - Чагино с отпайкой (в габаритах 750 кВ) на ПС 500 кВ Калужская	Московская	2020	500 кВ - 2x10 км																																20	0	0	2537.0	0	0	0	0	0	0	0	2537	2537.02	ОАО "ФСК ЕЭС"	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Московской области											
				750 кВ - 10 км																																		10	0	0																					
220 кВ																																																													
61	Сооружение кабельных заходов ВЛ 220 кВ ТЭЦ-26 Ясенево на ПС 220 кВ Бутово	Московская	2014	2x1,5 км	3																															3	0	0	246.5	247	0	0	0	0	0	0	246.53	ОАО "МОЭСК"													
<i>Итого по 750 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей</i>				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00														
<i>Итого по 500 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей</i>				0	0	0	0	1000	0	0	2000	0	110	1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	0	0	130	4000	0	1309.8	1617.0	3575.2	4239.9	4593.4	387.8	2537.0	18260.2																						
<i>Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей</i>				3	900	0	0	1200	0	0	1900	200	0	700	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	4700	200	836.5	994.4	445.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2276.0																					
Объекты реновации с увеличением трансформаторной мощности																																																													
220 кВ																																																													
62	ПС 220 кВ Новобратцево (перевод на напряжение 220 кВ, установка дополнительных Т)	Московская	2014	2x100 MVA		200																														0	200	0	4589.0	765	0	0	0	0	0	0	764.50	ОАО "МОЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей												
63	ПС 220 кВ Темпы, замена АТ 220/110 кВ	Московская	2015	2x200+2x40 MVA								480																								0	480	0	1990.9	528	351	90	0	0	0	0	968.41	ОАО ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей												
64	ПС 220 кВ Луч, замена АТ 220/110 кВ	Московская	2015	2x200+2x80 MVA								560																								0	560	0	3482.4	900	700	235	124	0	0	0	1959.24	ОАО ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей												

65	ПС 220 кВ Чертаново	Московская	2015	2x100 МВА																				0	200	0	413.0	0	413	0	0	0	0	0	0	413.00	ОАО "МОЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
66	ПС 220 кВ Центральная	Московская	2015	2x80 МВА																				0	160	0	5108.0	450	322	0	0	0	0	0	0	771.64	ОАО "МОЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
73	ПС 220 кВ Свиблово, замена АТ 220/110 кВ	Московская	2016	2x250 МВА						500														0	500	0	991.00	51	46	650	113	0	0	0	0	860.00	ОАО "МОЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
67	ПС 220 кВ Гольяново, замена трансформаторов	Московская	2017	2x100 МВА									200											0	200	0	2122.3	27	406	623	1031	0	0	0	0	2087.60	ОАО "МОЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
68	ПС 220 кВ Владыкино, замена трансформаторов	Московская	2017	2x80 МВА									160											0	160	0	1748.1	2	591	1045	54	0	0	0	0	1692.90	ОАО "МОЭСК"	Для присоединения новых потребителей в р-не Отрадное, Останкинский. Уровень тока кз превышает отключающую способность установленных выключателей
72	ПС 220 кВ Лесная, замена АТ 220/110 кВ	Московская	2017	2x200 МВА						200			200											0	400	0	1031.0	15	152	175	219	0	0	0	0	561.00	ОАО "МОЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
69	ПС 220 кВ Южная, замена АТ 220/110 кВ	Московская	2018	2x250 МВА											500									0	500	0	4946.8	33	3	142	886	3753	0	0	0	4818.60	ОАО "МОЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
70	ПС 220 кВ Ока, замена АТ 220/110 кВ	Московская	2018	2x200 МВА											400									0	400	0	2466.3	200	100	0	0	526	0	0	0	825.58	ОАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
71	ПС 220 кВ Баскаково, замена АТ 220/110 кВ	Московская	2018	2x250 МВА											500									0	500	0	2226.3	30	3	0	1094	273	800	0	0	2199.90	ОАО "МОЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
Итого по объектам реновации 220 кВ						0,0	200,0	0,0	0,0	1400,0	0,0	0,0	700,0	0,0	0,0	560,0	0,0	0,0	1400,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4260,0	0,0		3001,7	3086,6	2960,6	3521,5	4552,3	799,7	0,0	17922,4			

	2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			Итого			2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 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.								
ВСЕГО, в т.ч.	150.7	3517	0	90	6034	0	145	6180	200	137	3920	0	128	2670	0	64	900	0	316	1202	180	1031.1	24423	380	29971.9	20491.1	19463.3	13912.8	24606.7	15275.4	10003.8	133725.0
по 750 кВ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	0	10	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
по 500 кВ	0	0	0	2	2002	0	60	2000	0	110	1000	0	90	0	0	0	0	0	306	1202	180	568	6204	180	1759,8	2218,4	3899,6	4715,6	4933,5	4588,0	10003,8	32118,7
по 220 кВ	150.7	3517	0	88	4032	0	85	4180	200	27	2920	0	38	2670	0	64	900	0	0	0	0	453,1	18219	200	28212,1	18272,7	15563,7	9197,2	19673,2	10687,4	0,0	101606,3

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2014 - 2020 ГОДОВ ОЭС ЮГА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	в прогнозных ценах (с НДС)																							Полная стоимость строительства	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	Итого			млн. руб.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 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	км	МВА	Мвар	км									МВА	Мвар	млн. руб.											
Для выдачи мощности электростанций																																																	
АЭС																																																	
500 кВ																																																	
1	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС - Тихорецк № 2	Ростовская, Кубанская	2014	350 км 2хШР-180	350		180																														ОАО "ФСК ЕЭС"	Выдача мощности блока № 3 (1100 МВт) Ростовской АЭС.											
2	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС - Ростовская	Ростовская	2019	300 км 2хШР-180																																ОАО "ФСК ЕЭС"	Выдача мощности блока № 4 (1100 МВт) Ростовской АЭС.												
	<i>Итого по 500 кВ для выдачи мощности АЭС</i>				350	0	180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	0	180	0	0	0	0	0	0	8305.9												
ГЭС																																																	
330 кВ																																																	
3	ВЛ 330 кВ Зеленчукская ГЭС-ГАЭС - Черкесск с расширением ПС 330 кВ Черкесск	Карачаево-Черкесская	2015	45 км			45																													ОАО "ФСК ЕЭС"	Выдача мощности Зеленчукской ГЭС-ГАЭС (каскад Зеленчукский), 2х70 МВт.												
	<i>Итого по 330 кВ для выдачи мощности ГЭС</i>				0	0	45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1277.0												
	<i>Итого по 500 кВ для выдачи мощности электростанций</i>				350	0	180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	0	180	0	0	0	0	0	0	15504.2												
	<i>Итого по 330 кВ для выдачи мощности электростанций</i>				0	0	45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1277.0												
Для обеспечения возможности подключения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий																																																	
500 кВ																																																	
4	Установка третьей АТГ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Кубанская	Кубанская	2014	501 МВА	501																															ОАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение присоединения новых потребителей в юго-западном районе Кубанской энергосистемы.												
5	ВЛ 500 кВ Кубанская - Вышестеблиевская (Тамань) с ПС 500 кВ Вышестеблиевская (Тамань), расширение ПС 500 кВ Кубанская	Кубанская	2017	120 км 2х(3х267) МВА 2хУШР-180 Мвар							120	1602	360																							ОАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение присоединения новых потребителей морского порта Тамань в юго-западном районе Кубанской энергосистемы												
6	Установка третьего АТ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Шахты	Ростовская	2019	501 МВА																																ОАО "ФСК ЕЭС"	Для электроснабжения Красносулинского металлургического комбината												
330 кВ																																																	
7	Реконструкция ПС 500 кВ Невинномысск и строительство объектов (ПС 110 кВ и ЛЭП 110 кВ) для электроснабжения промышленного парка г. Невинномысск.	Ставропольская	2017	АТ 330/110 кВ 2х125 МВА 2х12 км								250																								ОАО "ФСК ЕЭС"	Электроснабжение РИТ-парка в районе г. Невинномысск												
8	ПС 330 кВ Заводская с ВЛ 330 кВ Армавир - Заводская I и II цепь	Кубанская	1 этап - 2015, 2 этап - 2016	1 этап - I и II цепь ВЛ 330 кВ I км, 2х40 МВА, 120 МВА. 2 этап - 40 МВА, 120 МВА			2	200																												АОЭМЗ	Внешнее электроснабжение ГПП АЭМЗ (Армавирский электрометаллургический завод) с нагрузкой на 1 этапе - 140 МВт, на 2 этапе - 290 МВт.												
220 кВ																																																	

9	Реконструкция ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Заливская для присоединения ВЛ 220 кВ Заливская - ГОК с переводом ВЛ Заливская - ГОК на напряжение 220 кВ	Волгоградская	2014	2 яч. 220 кВ																0	0	0	19.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19.7	ФСК	Для обеспечения присоединения ООО "ЕвроХим-ВолгаКалий".
10	ВЛ 220 кВ Кубанская - Кирилловская №2	Кубанская	2014	20 км	20															20	0	0	185.12	2	183	0	0	0	0	0	0	185.1	ОАО "ФСК ЕЭС"	Для электроснабжения ЗАО НЦЗ Горный (547/ТП от 06.09.2010)	
11	ПС 220 кВ НЦЗ Горный с отпайками от ВЛ 220 кВ Кубанская - Кирилловская № 1 и № 2		2014, 2017	2х15 км, 2х40 МВА	15	40					15	40									30	80	0	1133.9	760	39	55	280	0	0	0	1133.9	ЗАО "НЦЗ Горный"		
12	Тяговая подстанция 220 кВ Ея с заходами ВЛ 220 кВ Тихорецк - Песчанокоспская с отпайкой на ПС Светлая	Кубанская	2014	2х5 км 2х40 МВА	10	80														10	80	0	28.9	2.85	1.84	0	0	0	0	0	0	4.69	ОАО "РЖД"	Электрификация железнодорожных линий	
13	ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС - РП Волгодонск с РП Волгодонск и заходами ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 - Зимовники на Ростовскую АЭС	Ростовская	2014	6,3 км	6.3															6.3	0	0	120	100	17	0	0	0	0	0	0	116.8	ОАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение качественного электроснабжения потребителей.	
14	ПС 220 кВ Восточная промзона с заходом ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ - Витаминкомбинат I и II цепь	Кубанская	2015	4х4 км 2х125 МВА			16	250												16	250	0	1236.4	0	290	700	246	0	0	0	0	1236.4	ОАО "ФСК ЕЭС", ОАО "Кубаньэнерго"	Обеспечение присоединения новых потребителей, исключение перегрузки в сети 110 кВ (Договор технологического присоединения № 358/ТП).	
15	ПС 220 кВ Крутливковская с заходами ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат-Усть-Лабинск	Кубанская	2015	2х5 км 2х125 МВА			10	125												10	125	0	1486.6	621	866	0	0	0	0	0	0	1486.6	ООО "КЭСК"	Электроснабжение потребителей КЭСК ("Коммунальная энерго-сервисная компания") г. Краснодара	
16	ПС 220 кВ Харабали, установка БСК	Астраханская	2015	26 Мвар				26												0	0	26	75.31	10	46	0	0	0	0	0	0	56.4	ОАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение качественного электроснабжения потребителей.	
17	ПС 220 кВ Генеральская с ВЛ 220 кВ Ростовская - Генеральская I и II цепь	Ростовская	2017	2х20 км 2х125 МВА					40	250										40	250	0	2987.6	0	0	686	2301	0	0	0	0	2987.6	ООО "КЭСК"	Подключение новых потребителей ООО КЭСК г. Ростов	
18	Заходы ВЛ 220 кВ на ПС 220 кВ Красноармейская от существующих ВЛ 220 кВ Волгоградская ТЭЦ-3 - Гумрак и Южная - Кировская с яч. 220 кВ (с созданием ВЛ 220 кВ Волгоградская ТЭЦ-3 - Красноармейская, Красноармейская - Гумрак, Южная - Красноармейская и Красноармейская - Кировская)	Волгоградская	2017	3,8 км							3.8									3.8	0	0	326.5	0	0	10	296.5	20	0	0	0	326.5	ОАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надёжности работы сети 220 кВ в юго-восточной зоне Волгоградской энергосистемы.	
19	Две ВЛ 220 кВ Шахты - Красносулинский Металлургический Комбинат (КМК)	Ростовская	2016, 2019	2х21 км 2016 - 1-ая ВЛ 220 кВ в габ. 330 кВ, 2019 г. - 2-ая ВЛ 220 кВ в габ. 330 кВ							21									42	0	0	1227.6	118	196	254	145	306	208	0	1227.6	Инвестор	Для электроснабжения Красносулинского Металлургического комбината		
	ПС 220 кВ Красносулинский Металлургический Комбинат (КМК)			446									160									0	606	0	588.8	62	131	137	103	46	110			0	588.8
20	ПС 220 кВ НПС-8 с заходом ВЛ 220 кВ Кубанская - Бужора	Кубанская	2015	2х1 км 2х25 МВА			2	50												2	50	0	1118.2	797	199	0	0	0	0	0	0	996.2	ОАО "ФСК ЕЭС"	Для электроснабжения ЗАО "Каспийский трубопроводный консорциум-Р"	
21	РП 220 кВ Тамань с заходами ВЛ 220 кВ Вышестеблиевская - Славянская	Кубанская	2016	2х1,5 км							3									3	0	0	3374.0	50	500	1137	0	0	0	0	1687.0	ОАО "ФСК ЕЭС"	Внешнее электроснабжение сухогрузного порта		

22	ВЛ 220 кВ Вышестеблиевская - Тамань *	Кубанская	35 км																0	0	0	0.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	ОАО "ФСК ЭЭС"	Тамань - в связи с изменением режимно балансовой ситуации ОЭС Юга из-за присоединения энергосистемы Республики Крым, требуется корректировка схемы внешнего электроснабжения Таманского порта.
23	ВЛ 220 кВ Бужора - Тамань *	Кубанская	100 км																0	0	0	0.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	ОАО "ФСК ЭЭС"		
24	ВЛ 220 кВ Бужора - Кирилловская *	Кубанская	40 км																0	0	0	0.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	ОАО "ФСК ЭЭС"		
25	Перезавод ВЛ 220 кВ, отходящих от ПС 220 кВ Кругликовская, на ПС 220 кВ Восточная Промзона и сооружение ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ - Восточная Промзона №3	Кубанская	2x5 км (перезавод) 13 км 2x125 МВА							23	125								23	125	0	881.6	74	261	546	0	0	0	0	0	0	881.6	ООО "КЭСК"	Электроснабжение потребителей КЭСК ("Коммунальная энерго-сервисная компания) г. Краснодара	
26	ПС 220 кВ Афи́пская, установка третьего АТ	Кубанская	125 МВА								125								0	125	0	407.6	8	151	189	54	0	0	0	0	402.01	ОАО "ФСК ЭЭС"	Для ТП Афи́пского ГПЗ.		
27	ПС 220 кВ Крыловская, установка 2-го АТ	Кубанская	125 МВА								125								0	125	0	175.0	5	77	65	28	0	0	0	0	174.6	ОАО "ФСК ЭЭС"	Для подключения новых потребителей		
28	ПС 220 кВ Бужора, установка 3-го АТ	Кубанская	АТ 220/110 кВ 125 МВА								125								0	125	0	409.3	0	0	41	368	0	0	0	0	409.3	ОАО "ФСК ЭЭС"	Для ТП новых потребителей ООО "Анапа энерго"		
29	ПС 220 кВ Харабали, установка второго АТ	Астраханская	63 МВА								63								0	63	0	290.0	0	0	90	200	0	0	0	0	290.0	ОАО "ФСК ЭЭС"	Для подключения новых потребителей		
30	ПС 220 кВ Кирилловская, установка третьего АТ 220/110 кВ	Кубанская	200 МВА														200		0	200	0	538.6	0	0	0	0	53	160	325	538.6	ОАО "ФСК ЭЭС"	Обеспечение возможности присоединения новых потребителей в Краснодарской области			
31	ПС 220 кВ Черемушки. Установка АТ-2	Кубанская	125 МВА														125		0	125	0	283.0	0	0	0	0	0	33	250	283.0	ОАО "ФСК ЭЭС"	Для подключения новых потребителей			
32	ПС 220 кВ Западный обход с ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат - Западный обход и Афи́пская - Западный обход (уточняется при проектировании)	Кубанская	48 км 40 км 2x125 МВА														88	250	88	250	0	3696.7	0	0	0	0	458	1577	1661	3696.7	ОАО "ФСК ЭЭС"	Повышение надёжности электроснабжения потребителей, центр питания сети 110 кВ. Разгрузка ПС 220 кВ Яблоновская и Витаминкомбинат, исключение перегрузки ВЛ 110 кВ Яблоновская - Набережная в послеаварийном режиме.			
33	ВЛ 220 кВ Донецк - Промзона (Миллерово)	Ростовская	90 км														90		90	0	0	1700.2	0	0	0	0	0	160	1540	1700.2	ОАО "ФСК ЭЭС"	Повышение энергобезопасности района. При отдельной работе с Украиной в аварийном режиме напряжение в сети 110 кВ падает ниже допустимого.			
34	ПС 220 кВ Промзона (Миллерово)	Ростовская	1x63 МВА														63		0	63	0	1218.2	0	0	0	0	0	221	997	1218.2					
35	ВЛ 220 кВ Ростовская - Р-4	Ростовская	50 км														50		50	0	0	1071.1	0	0	0	0	153	918	0	1071.1	ОАО "ФСК ЭЭС"	Повышение надёжности электроснабжения потребителей Ростовской энергосистемы. (Отключение двухцепной ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС - Р-4 при параллельной работе с Украиной ведёт к ограничению нагрузки на 60-80 МВт, при отдельной работе - 270 МВт).			

58	ПС 220 кВ Алюминиевая	Волгоградская	2018	2x250+63 МВА																																				0	563	0	3570	80	45	3	50	254	0	0	432.0	ОАО "ФСК ЕЭС"	Электроснабжение потребителей Волгоградской области.																																							
59	ПС 220 кВ Кировская	Волгоградская	2014	2x200 МВА																																			0	400	0	2132.7	350	200	5	0	0	0	0	555.1	ОАО "ФСК ЕЭС"	Электроснабжение потребителей Волгоградской области.																																								
60	ПС 220 кВ Шепси, установка 2-го АТ, замена АТ-1	Кубанская	2015	2x125 МВА																																					0	250	0	807.8	1	543	181	0	0	0	0	724.6	ОАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение возможности присоединения новых потребителей и повышение надежности электроснабжения существующих потребителей Кубанской энергосистемы																																						
61	ПС 220 кВ Садовая, увеличение трансформаторной мощности	Волгоградская	2015	125 МВА																																						0	125	0	613.2	15	51	252	278	15	0	0	610.8	ОАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение возможности присоединения новых потребителей и повышение надежности электроснабжения существующих потребителей Волгоградской области																																					
Итого по объектам реновации 500 кВ																																												0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	180	0.0	0.0	38.4	727.5	0.0	0.0	0.0	765.9															
Итого по объектам реновации 330 кВ																																																					0	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	0	0	0	0	0	0	0	600	0	397.8	0.0	0.0	130.0	150.0	327.3	0.0	1005.1		
Итого по объектам реновации 220 кВ																																																							0	1025	0	0	875	0	0	375	0	0	600	0	0	563	0	0	0	0	0	0	0	0	3438	0	1571.8	1853.6	1079.5	1622.1	971.8	0.0	0.0	7098.8						

	в прогнозных ценах (с НДС)																							
	2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			Итого		
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар
ВСЕГО, в т.ч.	403.3	1971	180	384	2418	206	421.2	1481	0	853.8	2930	900	0	888	0	408.8	1395	180	308	638	0	2779.1	11721	1466
по 500 кВ	350	501	180	265	668	180	0	0	0	620	1602	900	0	0	0	387.8	835	180	0	0	0	1623	3606	1440
по 330 кВ	2	325	0	91	450	0	217.4	285	0	175	250	0	0	325	0	0	400	0	0	0	0	485.4	2035	0
по 220 кВ	51.3	1145	0	28	1300	26	203.8	1196	0	58.8	1078	0	0	563	0	21	160	0	308	638	0	670.9	6080	26
	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.
	9585.3	16357.7	27941.9	35315.5	11965.6	8646.4	5820.6	115633.1	1424.3	6801.8	16983.7	28204.4	7097.8	4449.9	0.0	64962.0	3958.6	3961.7	4975.9	1466.9	2859.9	328.1	0.0	17551.0
	4202.4	5594.2	5982.3	5644.2	2008.0	3868.4	5820.6	33120.1																

Примечание

В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций

* - строительство ВЛ определить по результатам проектирования внешнего электроснабжения полуострова Крым

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2014 - 2020 ГОДОВ ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	В прогнозных ценах (с НДС)																								Полная стоимость строительства	В прогнозных ценах (с НДС)									Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта																																																				
					2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			Итого				2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 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	км	МВА	Мвар	км										МВА			Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.																																											
Объекты для выдачи мощности электростанций																																																																																												
АЭС																																																																																												
220 кВ																																																																																												
1	ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС - Центральная №3	Саратовская	2019-2020	26 км																															26									26	0	0	0	439	6.0	0.7	0.0	0.0	0.0	200.0	217.6	424.3	ОАО "ФСК ЕЭС"	Приведение схемы выдачи мощности энергоблока № 1 к Нормам технологического проектирования атомных электростанций																																		
<i>Итого по 220 кВ для выдачи мощности АЭС</i>					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26	0	0	26	0	0		6.0	0.7	0.0	0.0	0.0	200.0	217.6	424.3																																												
ТЭС																																																																																												
220 кВ																																																																																												
2	Заходы ВЛ 220 кВ Нижегородская - Зелелино на Новогорьковскую ТЭЦ	Нижегородская	2014	2х2,5 км	5																																										5	0	0	174	132.4	40.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	172.7	ОАО "ФСК ЕЭС"	Для выдачи мощности 2хГТ-165 МВт Новогорьковской ТЭЦ																													
3	ВЛ 220 кВ Нижнекамская ТЭЦ-2 - ТАНЕКО №1 и №2	Татарская	2014-2015	2х7,9 км	7.9			7.9																																									15.8	0	0	400	198.6	201.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	399.9	ОАО "Танеко"	Для выдачи мощности 2хК-110-16 и Р-100-130 320 МВт Нижнекамской ТЭЦ-2																													
<i>Итого по 220 кВ для выдачи мощности ТЭС</i>					12.9	0	0	7.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20.8	0	0	331.0	241.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	572.5																												
<i>Итого по 220 кВ для выдачи мощности электростанций</i>					12.9	0	0	7.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26	0	0	337.0	242.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	200.0	217.6	996.8																									
Для обеспечения возможности подключения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий																																																																																												
500 кВ																																																																																												
4	ПС 500 кВ Луч, установка АТ 500/110 кВ	Нижегородская	2015	250 МВА					250																																								0	250	0	365	200.0	129.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	329.2	ОАО "ФСК ЕЭС"	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Нижегородского энергоузла																												
5	ПС 500 кВ Пенза-П, установка второй АТ 500/220 кВ	Пензенская	2020	501 МВА																																															0	501	0	1286	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	621.3	664.6	1285.9	Инвестор	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Пензенского энергоузла																											
220 кВ																																																																																												
6	ВЛ 220 кВ Елабуга - КРУЭ ТАНЕКО	Татарская	2014	50 км	50																																														50	0	0	663	271.1	391.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	662.6	ОАО "Танеко"	Для внешнего электроснабжения промышленного комплекса НП и НХЗ ОАО "Танеко", г. Нижнекамск																											
7	ПС 220 кВ 1М, проведение ремонта (замена) и ввод в работу АТ 220/110 кВ	Ульяновская	2014	125 МВА			125																																												0	125	0	154	154.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	154.1	НИИАР	Повышение надежности электроснабжения потребителей Димитровградского района Ульяновской области																											
8	ПС 220 кВ Новая Нижнекамская (Бегишево)	Татарская	2016	2х250 МВА							500																																									0	500	0	406	124.1	130.5	151.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	405.9	ОАО "Танеко"	Для внешнего электроснабжения промышленного комплекса НП и НХЗ ОАО "Танеко", г. Нижнекамск																										
9	КЛ 220 кВ КРУЭ ТАНЕКО - Новая Нижнекамская (Бегишево)	Татарская	2016	4 км						4																																									4	0	0	1035	248.3	261.0	526.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1035.4	ОАО "Танеко"	Для внешнего электроснабжения промышленного комплекса НП и НХЗ ОАО "Танеко", г. Нижнекамск																											

<i>Итого по объектам реповации 500 кВ</i>				0	0	0	0	0	0	0	1669	0	0	1528	0	0	0	180	0	0	0	0	0	0	3197	180		593.39	463.6	306.4	597.0	600.0	600	0	3160.4		
<i>Итого по объектам реповации 220 кВ</i>				0	500	0	0	0	0	0	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	750	0		314.1	144.2	135.7	40	0	0	0	634.3		

																									в прогнозных ценах (с НДС)							
	2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			Итого			2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 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>ВСЕГО, в т.ч.</i>	1742.5	2763	330	156.4	3567	0	365.4	3701	0	1352	3810	152	22.5	1501	180	248.3	0	180	265	1377	0	4151.7	16719	842	31106.0	19634.5	16943.2	25256.9	15725.9	9222.0	11096.1	128984.6
<i>по 500 кВ</i>	282.0	501	180	6.24	1803	0	12	2671	0	0	1528	0	22.5	1501	180	248.3	0	180	0	1002	0	571.0	9006	540	6137.0	5944.5	4461.9	6321.0	11668.7	7966.8	3340.5	45840.4
<i>по 220 кВ</i>	1460.5	2262	150	150.2	1764	0	353.4	1030	0	1352	2282	152	0	0	0	0	0	0	265	375	0	3580.7	7713	302	24969.0	13690.0	12481.3	18936.0	4057.2	1255.2	7755.6	83144.3

Примечание

В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2014 - 2020 ГОДОВ ОЭС СИБИРИ

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Год ввода объекта ЭСП	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	в прогнозных ценах (с НДС)																		Полная стоимость строительства	в прогнозных ценах (с НДС)									Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта																		
				2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.				2020 г.			Итого			2014 г.	2015 г.	2016 г.			2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	Итого													
				км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.																		
Объекты для выдачи мощности электростанций																																																			
ГЭС																																																			
500 кВ																																																			
1	ПС 500 кВ Ангара	Красноярская	2x501 МВА	1002																														0	1002	0	6911	2234	0	0	0	0	0	0	2234	ОАО "ФСК ЕЭС"	Выдача мощности Богучанской ГЭС(2999,7 МВт)				
2	ВЛ 500 кВ Ангара -Озерная	Красноярская, Иркутская	265,6 км,УШР-180 Мвар	265.6	180																													265.6	0	180	2000	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0		
3	ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС -Озерная	Красноярская, Иркутская	329,9 км	329.9																															329.9	0	0	9475	1593	664	0	0	0	0	0			0	0	2257	
<i>Итого по 500 кВ для выдачи мощности ГЭС</i>				595.5	1002	180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	595.5	1002	180	3827.2	664.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4491.1			
ГЭС																																																			
500 кВ																																																			
4	ВЛ 500 кВ Березовская ГРЭС - Итатская №3, реконструкция ОРУ 500 кВ ПС 1150 кВ Итатская	Красноярская	17,7 км,ШР-180 Мвар	17.70	180																													17.7	0	180												ОАО"ФСК ЕЭС"	Выдача мощности Березовской ГРЭС (блок № 3, 800 МВт)		
5	Переустройство ВЛ 500 кВ Алтай - Итатская, ВЛ 500 кВ Березовская ГРЭС - Итатская № 2 и ВЛ 500 кВ Назаровская ГРЭС - Итатская на ПС 1150 кВ Итатская (с перезаводом в другие ячейки.)		1,5 км	1.5																														1.5	0	0	1563	325	93	0	0	0	0	0	0	0	418				
220 кВ																																																			
6	Реконструкция ВЛ 220 кВ Еланская - Ферросплавная I (или II) цепь (строительство шлейфового захода на РУ 220 кВ ГТЭС Новокузнецкая). Реконструкция ВЛ 220 кВ НКАЗ - Ферросплавная I цепь (строительство шлейфового захода на РУ 220 кВ ГТЭС Новокузнецкая)	Кузбасская	3,15 км, 0,64 км	3.79																														3.79	0	0	117	81	0	0	0	0	0	0	0	0	81	ОАО"ФСК ЕЭС"	Выдача мощности Кузнецкой ТЭЦ (ГТЭС Новокузнецкая 2x140 МВт)		
7	ВЛ 220 кВ ЦРП ППГХО - Быстринская	Забайкальская	150 км														150																	150	0	0	2511	0	0	0	0	1222	1288	0	2511	Инвестор	Выдача запертой мощности на ТЭЦ ППГХО				
<i>Итого по 500 кВ для выдачи мощности ТЭС</i>				19.2	0	180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19.2	0	180	325.2	93.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			418.2			
<i>Итого по 220 кВ для выдачи мощности ТЭС</i>				3.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	153.8	0	0	81.3	0.0	0.0	0.0	0.0	1222.5	1288.1	0.0	2591.9					
<i>Итого по 500 кВ для выдачи мощности электростанций</i>				614.7	1002	360	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	614.7	1002	360	4152.3	757.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4909.3				
<i>Итого по 220 кВ для выдачи мощности электростанций</i>				3.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	153.8	0	0	81.3	0.0	0.0	0.0	0.0	1222.5	1288.1	0.0	2591.9						
Межсистемные линии электропередачи																																																			
500 кВ																																																			
8	ВЛ 500 кВ Нижнеартовская ГРЭС-Советско-Соснинская с расширением ПС 220 кВ Советско-Соснинская (сооружение ОРУ-500 кВ)	Тюменская, Томская	35 км, (501+167) МВА																														35	668	35	668	0	2314	20	370	464	345	345	350	391	2285	ОАО "ФСК ЕЭС"	Создание межсистемной связи ОЭС Сибири с ОЭС Урала по территории Российской Федерации.			
9	ВЛ 500 кВ Советско-Соснинская - Парабель	Томская	340 км																															340		340	0	0	5734	11	964	1301	645	645	638	1325			5529		
10	ВЛ 500 кВ Томская - Парабель с ПС 500/220 кВ Парабель	Томская	370 км, (501+167) МВА, ШР 180 Мвар, УШР 180 Мвар																																370	668	360	370	668	360	8820	96	1488	2009	993	993	991	2046	8616	ОАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Томской ЭС
11	ВЛ 500 кВ Восход - Ишим (Витязь)	Омская, Тюменская	342 км	342																														342	0	0	9866	363	6	50	60	54	0	0	533	ОАО "ФСК ЕЭС"	Создание прямой межсистемной связи ОЭС Сибири с ОЭС Урала.				
<i>Итого по межсистемным объектам 500 кВ</i>				342	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	745	1336	360	1087	1336	360	490.2	2828.0	3824.7	2043.0	2036.8	1978.0			3762.6	16963.3		
Для обеспечения возможности подключения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий																																																			
500 кВ																																																			
12	ПС 500 кВ Озерная	Иркутская	4x501 МВА, БСК 4x100 Мвар, УШР 2x100 Мвар																															0	1503	600	3011	727	1305	2745	5820	0	0	0	10597	ОАО "ИЭСК"	Электроснабжение Тайшетского алюминиевого завода. ОАО "Иркутскэнерго"				
13	ВЛ 500 кВ Озерная - Тайшет №2		15 км	15																														15	0	0	1123	1123	0	0	0	0	0	0	1123						
14	ВЛ 500 кВ Братский ПП - Озерная с расширением ОРУ 500 кВ Братского ПП		230 км																																230			230	0	0	12355	0	0	0	0			0	6061	6294	12355

15	ПС 500 кВ Усть-Кут	Иркутская	2016	(501+167) МВА, ШП 180 Мвар, УШР 180 Мвар, СТК 2х50 Мвар	668	460												0	668	460																
16	Заход ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Якурим (ВЛ-574) (временно работает на напряжение 220 кВ) на ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут с переводом ВЛ на номинальное напряжение	Иркутская	2016	3 км														3	0	0	8777	49	300	8426	0	0	0	0	8776	ОАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Иркутской ЭС и БАМа					
17	Заходы ВЛ 220 кВ Коршуниха-Звездная на ОРУ 220 кВ ПС 500кВ Усть-Кут	Иркутская	2016	2 км													2	0	0																	
18	Заходы ВЛ 220 кВ Лена-Якурим на ОРУ 220 кВ ПС 500кВ Усть-Кут		2016	2 км														2	0	0																
19	ВЛ 500 кВ Усть-Кут - Нижнеангарская с ПС 500 кВ Нижнеангарская с заходами ВЛ 220 кВ Ангоя - Новый Уоян и Кичера - Новый Уоян	Иркутская, Бурятская	2017	(501+167) МВА, ШП 180 Мвар, УШР 2х63 Мвар, 290 км		290	668	306									290	668	306	11472	207	1586	4800	4879	0	0	0	11472	ОАО "ФСК ЕЭС"							
20	ВЛ 500 кВ Нижнеангарская - Чара с ПС 500 кВ Чара	Бурятская, Забайкальская	2020	677км,501+167 МВА,УШР-180 Мвар,ШП-180 Мвар													677	668	360	677	668	360	33183	0	0	0	0	0	0	16001	17182	33183	ОАО "ФСК ЕЭС"	Под освоение минерально- сырьевой базы Сибири и Дальнего Востока		
220 кВ																																				
21	ПС 220 кВ Увальная	Кузбасская	2014	2x40 МВА		80												0	80	0	1445	1445	0	0	0	0	0	0	1445	Инвестор	Технологическое присоединение объектов угольной промышленности ОАО "УК Сибирская"					
22	Строительство отпаяк от ВЛ 220 кВ Кузбасская - ЗСМК I и II цепь до ПС 220 кВ Увальная		2014	2x24 км	48														48	0	0	1376	1376	0	0	0	0	0	0	1376		Инвестор				
23	ВЛ 220 кВ Татаурово - Горячинская I и II цепь	Бурятская	2014	1 п.к.2x142 км	284														284	0	0	7588	985	108	557	2054	784	371	0	4858	ОАО "ФСК ЕЭС"	Электроснабжение курортной зоны на о. Байкал				
24	ПС Горячинская			1 п.к.-2x125 МВА	250														0	250	0															
25	ВЛ 220 кВ Горячинская-Баргузин I и II цепь		2018	2 п.к.2x120 км									240							240	0												0			
26	ПС220 кВ Баргузин и реконструкция ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Татаурово	2 п.к.-2x25 МВА										50							0	50	0															
27	ВЛ 220 кВ Ключи - Шелехово №2	Иркутская	2015	1 км														1	0	0	192	0	192	0	0	0	0	0	0	0	192	ОАО "ИЭСК"	Усиление для резервирования нагрузок ИркАЗа			
28	Перевод ВЛ 220 кВ Шелехово – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка I цепь (ШБЦ-269) с ПС 220 кВ Шелехово на ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Ключи	Иркутская	2015	1 км															1	0	0	183	0	183	0	0	0	0	0	0	0	183	ОАО "ИЭСК"	Усиление для резервирования нагрузок ИркАЗа		
29	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - Заводская № 2 с реконструкцией ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская (демонтаж отпайки на ПС 220 кВ Заводская)	Иркутская	2015	11 км															11	0	0	315	0	315	0	0	0	0	0	0	0	315	ОАО "ИЭСК"	Для технологического присоединения сталеплавильного завода в г. Братск (ПС 220 кВ СЭМЗ)		
30	ПС 220 кВ Восточная	Иркутская	2015	2x250 МВА															0	500	0	2591	1263	1328	0	0	0	0	0	2591	ОАО "ИЭСК"	Обеспечение технологического присоединения перспективных потребителей				
31	ВЛ 220 кВ Иркутская-Восточная	Иркутская	2015	2x61,5 км															123	0	0	1569	1524	0	0	0	0	0	0	1524	ОАО "ИЭСК"	Иркутской области, разгрузка закрытых центров питания				
32	ПС 220 кВ Жерновская	Кузбасская	2015	2x63 МВА															0	126	0	1525	993	532	0	0	0	0	0	1525	Инвестор	Технологическое присоединение ОАО "Новолипецкий металлургический комбинат"				
33	ВЛ 220 кВ Кузбасская - Жерновская №1 и №2			2x9,6 км	19.2															19.2	0	0	549	0	549	0	0	0	0	0	549		Инвестор			
34	Перевод второй ВЛ 110 кВ Таксимо-Мамакан с отпайками на напряжение 220кВ со строительством ПС 220 кВ Дяля, Чаянтро	Иркутская, Бурятия	2015	1x25 МВА,1x25 МВА															0	50	0	846	0	846	0	0	0	0	0	846	ЗАО «Витимэнерго»	Повышение надежности электроснабжения потребителей Витимского энергорайона				
35	заходы ВЛ 220 кВ Кызыльская - Чадан на ПП Дурген	Тывинская	2015	2x0,42 км															0.84	0	0	25	0	25	0	0	0	0	0	25	ОАО "ФСК ЕЭС"	Технологическое присоединение ЗАО "Енисейская промышленная компания"				
36	ВЛ 220 кВ ПП Дурген- Элегестовый ГОК	Тывинская	2015	2x0,01 км															0.02	0	0										ОАО "ФСК ЕЭС"					
37	ПС 220 кВ Дурген	Тывинская	2020	2x63 МВА																126	0	126	0	1992	0	0	0	0	0	0	1992	1992	Инвестор			
38	ПС 220 кВ Мамакан, установка второго АТ	Иркутская	2016	125 МВА																125	0	0	423	0	0	423	0	0	0	0	423	ЗАО «Витимэнерго»	Обеспечение технологического присоединения ОАО "Витимэнерго"			
39	ВЛ 220 кВ Харанорская ГРЭС - Бугданская-Быстринская I и II цепь	Забайкальская	2018	2x157,6 км, 2x77,3 км																469.8	0	0	5090	38	892	1160	1718	1181	0	0	4989	ОАО "ФСК ЕЭС"	Электроснабжение ГОКов			

<i>Итого по 500 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей</i>						340.8	1736	360	0	801	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	442	801	240	0	0	0	12.2	868	180	795.03	4206	780			2292.2	1745.5	1036.3	1814.6	4561.2	444.8	3131.6	15026.2				
<i>Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей</i>						76.68	450	50	0	0	0	24	50	0	316.6	525	200	786.4	250	0	67	0	0	0	0	0	449.8	0	0	1720.4	1275	250			204.58	1951.7	4527.3	8967.6	8800	8304.5	6549.2	39304.9					
Объекты реновации с увеличением трансформаторной мощности																																															
500 кВ																																															
122	ПС 500 кВ Тайшет (установка третьего АТ 500/110 кВ)	Иркутская	2017	250 МВА																																						ОАО "ИЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности подключения новых потребителей				
220 кВ																																															
123	ПС 220 кВ Левобережная	Красноярская	2016	3x200 МВА							600																															ОАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности подключения новых потребителей				
124	ПС 220 кВ Правобережная с заменой АТ 2x125 МВА на 2x200 МВА	Красноярская	2015	2x200 МВА										400																													ОАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности подключения новых потребителей			
125	ПС 220 кВ Советско-Соснинская	Томская	2014.2015	2x200 МВА						200																																	ОАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности подключения новых потребителей			
126	ПС 220 кВ Междуреченская	Кузбасская	2016	3x200 МВА							600																																	ОАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности подключения новых потребителей		
127	ПС 220 кВ НКАЗ-2	Кузбасская	2016	2x250 МВА, 3x200МВА 2x64,8 Мвар										1100	104																													ОАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности подключения новых потребителей		
128	ПС 220 кВ Кызыльская	Тывинская	2015	2x125 МВА 2x50 Мвар						250	100																																	ОАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности подключения новых потребителей		
129	ПС 220 кВ Южная (замена АТ 125 МВА на 200 МВА)	Алтайская	2016	1x200 МВА										200																														ОАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности подключения новых потребителей		
130	ПС 220 кВ Шелехово (установка второго АТ 200 МВА)	Иркутская	2015	1x200 МВА										200																														ОАО "ИЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности подключения новых потребителей		
131	ПС 220 кВ Слодянка (замена одного АТ 63 МВА на АТ 125 МВА)	Иркутская	2015	1x125 МВА										125																															ОАО "ИЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности подключения новых потребителей	
132	ПС 220 кВ Левобережная, установка автотрансформаторов 220/110 кВ	Иркутская	2015.2016	2x250 МВА							250																																			ОАО "ИЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности подключения новых потребителей
133	ПС 220 кВ Черемхово, замена АТ 220/110 кВ	Иркутская	2016	2x200 МВА										400																																ОАО "ИЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности подключения новых потребителей
134	ПС 220 кВ Абалаковская, замена АТ 220/110 кВ	Красноярская	2016	2x200 МВА										400																															ОАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности подключения новых потребителей	
135	ПС 500 кВ Тулун, замена АТ 220/110 кВ	Иркутская	2017	2x250 МВА											500																														ОАО "ИЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение возможности подключения новых потребителей	

Приложение № 25
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2014 – 2020 годы

**Сводные показатели вводов линий электропередачи и трансформаторного оборудования по классам напряжения 220 кВ и выше
по ОЭС и ЕЭС России за 2014 – 2020 годы**

	2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		Итого 2014-2020 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	117.7	1425	822.4	275	190.0	250	284.6	7386	730.0	410	292.0	2825	831.4	1301	3268.1	13872
±300 кВ	0	0	0	0	0	0	114	4860	0	0	0	0	0	0	114.0	4860
750 кВ	0	0	0	0	0	0	137.6	2000	450	0	1000	0	0	587.6	3000	
330 кВ	117.7	1400	526.1	250	190	0	33	400	280	250	292	1825	390.15	650	1829.0	4775
220 кВ	0	25	296.3	25	0	250	0	126	0	160	0	0	441.2	651	737.5	1237
ОЭС Центра	499.7	4018	491.0	7485	258.5	8049	241.7	5398	188.0	7624	64.0	1630	516.0	1452	2258.9	35656
750 кВ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	10.0	0
500 кВ	237.4	501	94	2503	63.2	2918	160	1668	90	0	0	0	336	1202	980.6	8792
330 кВ	0	0	0	0	0	200	0	0	0	1389	0	0	30	250	30.0	1839
220 кВ	262.3	3517	397	4982	195.3	4931	81.7	3730	98	6235	64	1630	140	0	1238.3	25025
ОЭС Юга	403.3	1971	384.0	2418	421.4	1481	853.8	2930	0.0	888	408.8	1395	308.0	638	2779.3	11721
500 кВ	350.0	501	265.0	668	0.0	0	620.0	1602	0.0	0	387.8	835	0.0	0	1622.8	3606
330 кВ	2.0	325	91.0	450	217.4	285	175.0	250	0.0	325	0.0	400	0.0	0	485.4	2035
220 кВ	51.3	1145	28.0	1300	204.0	1196	58.8	1078	0.0	563	21.0	160	308.0	638	671.1	6080
ОЭС Средней Волги	743.6	625	7.9	1250	64.0	1026	771.0	575	0.0	0	9.3	0	655.4	751	2251.2	4227
500 кВ	680.7	0	0.0	250	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	360.0	501	1040.7	751
220 кВ	62.9	625	7.9	1000	64	1026	771	575	0	0	9.3	0	295.4	250	1210.5	3476
ОЭС Урала	1742.5	2763	156.4	3567	365.4	3701	1351.6	3810	22.5	1501	248.3	0	265.0	1377	4151.7	16719
500 кВ	282.0	501	6.24	1803	12	2671	0	1528	22.5	1501	248.3	0	0	1002	571.0	9006
220 кВ	1460.5	2262	150.2	1764	353.37	1030	1351.6	2282	0	0	0	0	265	375	3580.7	7713
ОЭС Сибири	1725.0	3718	156.1	3403	493.0	5144	2441.4	3198	2138.2	1727	496.5	226	3529.0	5199	10979.1	22615
500 кВ	1312.53	2738	0	1302	3	1169	290	1419	442	801	0	0	1664.2	2872	3711.7	10301
220 кВ	412.5	980	156.06	2101	490	3975	2151.4	1779	1696.2	926	496.5	226	1864.8	2327	7267.4	12314
ОЭС Востока	811.3	766	972.4	548	1473.7	1207	1370.8	314	913.2	876	278.4	1425	452.1	376	6271.9	5512
500 кВ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	450	0	450.0	0
220 кВ	811.3	766	972.38	548	1473.7	1207	1370.8	314	913.2	876	278.4	1425	2.12	376	5821.9	5512
ИТОГО	6043.1	15286	2990.2	18946	3266.0	20858	7314.9	23611	3991.9	13026	1797.3	7501	6556.9	11094	31960.2	110322
±300 кВ	0	0	0	0	0.0	0	114.0	4860	0.0	0	0.0	0	0.0	0	114.0	4860
750 кВ	0.0	0	0	0	0.0	0	137.6	2000	450.0	0	0.0	1000	10.0	0	597.6	3000
500 кВ	2862.6	4241	365.2	6526	78.2	6758	1070.0	6217	554.5	2302	636.1	835	2810.2	5577	8376.9	32456
330 кВ	119.7	1725	617.1	700	407.4	485	208.0	650	280.0	1964	292.0	2225	420.2	900	2344.4	8649
220 кВ	3060.8	9320	2007.8	11720	2780.4	13615	5785.3	9884	2707.4	8760	869.2	3441	3316.5	4617	20527.4	61357

Приложение №26
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2014 – 2020 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 2013 году

Наименование субъекта Российской Федерации	Класс напряжения, кВ	Суммарная протяженность, км	Суммарная трансформаторная мощность, МВА	Примечание
ОЭС Северо-Запада				
Архангельская область	110	181.3	932.3	
	35		42.3	
Калининградская область	110	397.58	1521.3	
	110	35	368	
	15-0,4	85	94.2	
	15-0,4	600		В СиПР приведена информация с учетом 2013 года
Республика Карелия	110	658.9	124.6	
	35	207.4	2.5	
Республика Коми	110	492.6		В СиПР приведена информация суммарно по сетям 110 кВ и ниже
г. Санкт-Петербург	110	443.4	4344	В СиПР приведена информация с учетом 2013 года
Ленинградская область				СиПР не утверждена
Мурманская область	110	92.5	672	В СиПР приведена информация суммарно по сетям 110 и 150 кВ
	35	8.5	104.1	
	10-0,4	99.786	342.21	
Новгородская область	110	1346.7	435.2	В СиПР приведена информация суммарно по сетям 110 и 35 кВ
Псковская область	110	47.56	270	
ОЭС Центра				
Белгородская область				СиПР не утверждена
Брянская область	110	1	582	
Владимирская область	110	96.1	700	
	35	89.4	16	
Вологодская область	110	164.7	533.6	В СиПР приведена информация с учетом 2013 года
	35	83.1	86.6	
Воронежская область	110	92.65	743.6	
Ивановская область	110	88.4	126	
	35	10.96		
	10-0,4	1477		
Калужская область	110	165.4	229	
	35	1918	131.9	
Костромская область	110	99.53	199.4	
Курская область				В СиПР отсутствует информация по сводным данным по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 220 кВ
Липецкая область	110	131.9		
	10-0,4	196.3		
г. Москва	110	245.71	7765	
Московская область	110	1708	8840	
	35	66	443.5	
	110	132.3	1418.6	
	35	66	99.4	
Одесская область	110	247.4	412	

Наименование субъекта Российской Федерации	Класс напряжения, кВ	Суммарная протяженность, км	Суммарная трансформаторная мощность, МВА	Примечание
Орловская область	35	111.1	12.6	
Рязанская область	110	118.9	557.6	
	35	15.7	40.1	
	10-0,4	404.3		
Смоленская область	110	169.1	829.2	
	35	1162	283.1	
Тамбовская область				СиПР не утверждена
Тверская область	110	108.6	520	
	35	121.8	9.6	
Тульская область	110	233.3	390	
	35	36.1	30	
	10-0,4	2668	324.4	
Ярославская область	110	119.5	262	
	35	43.8	92.2	
ОЭС Средней Волги				
Республика Марий Эл	110	264.9	1105.7	
	35	77.1	111.9	
Республика Мордовия	110		298.1	
	35		4	
Нижегородская область	110	593.15	3868	
	35	28.1	272.1	
Пензенская область	110	564.3	120.3	
Саратовская область				В СиПР отсутствует информация по сводным данным по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 220 кВ
Самарская область				СиПР не утверждена
Республика Татарстан				СиПР не утверждена
Ульяновская область	10-0,4	17		
Чувашская Республика	110		275	
ОЭС Юга				
Республика Адыгея	110	241.37	862.6	
	35		136	
Астраханская область	110	84.7	260	
	10-0,4		40	
Волгоградская область				В СиПР отсутствует информация по сводным данным по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 220 кВ
Республика Дагестан				СиПР не утверждена
Республика Калмыкия	110			В СиПР отсутствует информация по сводным данным по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 220 кВ
Кабардино-Балкарская республика				СиПР не утверждена
Карачаево-Черкесская Республика				СиПР не утверждена
Краснодарский край	110	1844.55	8131.7	
	35	234.12	1220.5	
	10-0,4	3490.2	374.4	
Ростовская область	110	467.22	926	
Республика Северная Осетия-Алания	110	270.51	232	
Республика Ингушетия				СиПР не утверждена
Ставропольский край	110	758.65	212	
	35	35		
	10-0,4	1576.18	165.62	
Чеченская республика	110	186.6	239	

Наименование субъекта Российской Федерации	Класс напряжения, кВ	Суммарная протяженность, км	Суммарная трансформаторная мощность, МВА	Примечание
	35	78.1	479.8	
ОЭС Урала				
Кировская область	110	4.6	170	
	35	1.71	40	
Курганская область	110		50	
	35		50	
Оренбургская область	110	54	306	
	35		20	
Пермский край				СиПР не утверждена
Республика Башкортостан	110	55.8	649	
Свердловская область	110	210	766	
	35		80	
Тюменская область	110	312	1189	
Удмуртская республика	110	188	528	
Ханты-Мансийский автономный округ	110	379	662	
	35	266	77.4	
Челябинская область	110	170	234	
Ямало-Ненецкий автономный округ	110	186	125	
ОЭС Сибири				
Алтайский край	110	513.7	245.2	
Забайкальский край	110	273.8		
	35	7.7		
Иркутская область	110	332.5	398.8	
	35	430.9	118.3	
Кемеровская область				СиПР не утверждена
Красноярский край	110	1171.94	2418	
	35	6	262.3	
Новосибирская область				СиПР не утверждена
Омская область	110		528	
	35	279.8		
	10-0,4	104.4		
Республика Алтай	110	330	434.2	
	10-0,4	900	75	
Республика Бурятия	110	773	619.3	В СиПР приведена информация суммарно по сетям 110 и 35 кВ; информация приведена с учетом 2013 года
	35		219.8	
Республика Хакасия	110	36.1	62.6	
	35	48		
	20-0,4	193	21	
Томская область	110	12.7	14	
	35	156	228.6	
ОЭС Востока				
Хабаровский край	110	303.3	1030.1	
Амурская область	110	48.34	572.6	
	35	79.7	100.4	
Еврейская автономная область				СиПР не утверждена
Приморский край				СиПР не утверждена
Республика Саха (Якутия)	110	252.6	236.6	
	35	15.11	20	