Министерство энергетики Российской Федерации

(Минэнерго России)

ПРИКАЗ

9 сентября 2015 г. № 627

Москва

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

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

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

Врио Министра А.Л. Текслер

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ДЕПАРТАМЕНТ УПРАВЛЕНИЯ
№1
Минэнергетики

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

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

1. Основные цели и задачи

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

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

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

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

ЕЭС России

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

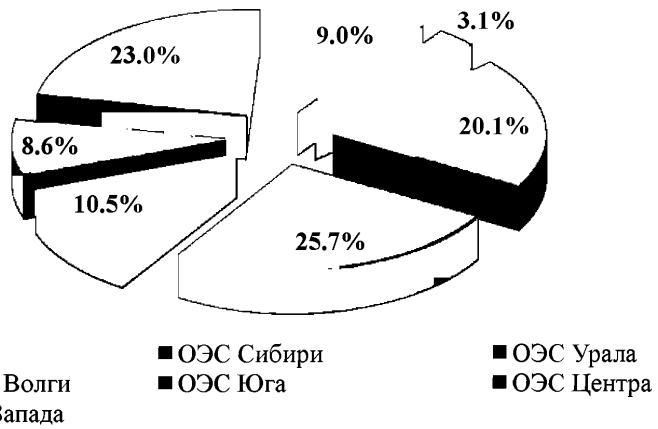
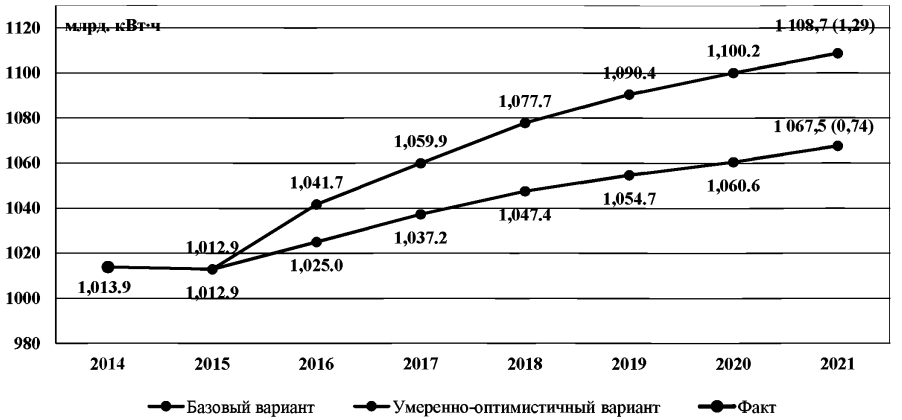


Рисунок 2.1 – Территориальная структура потребления электрической энергии по ОЭС за 2014 год, %

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

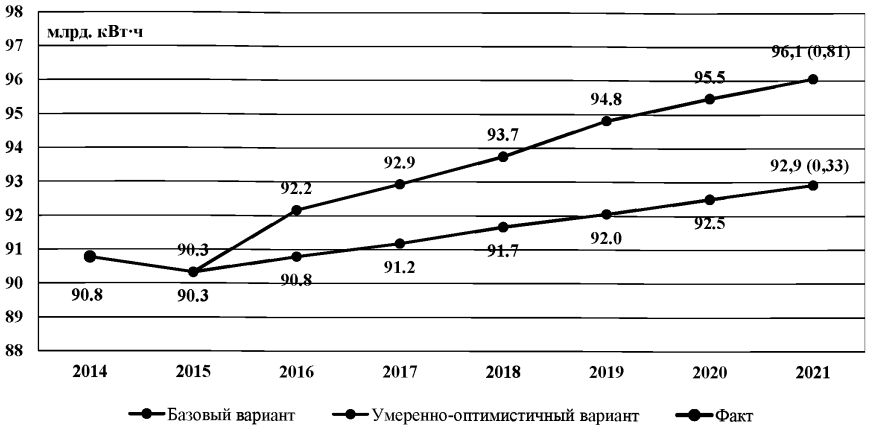
Прогнозируемые тенденции изменения региональной динамики потребления электрической энергии не приведут к существенным сдвигам в территориальной структуре и связаны, в основном, с расширением территориальных границ энергосистем.

ОЭС Северо-Запада

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ОЭС Центра

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ОЭС Средней Волги

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

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

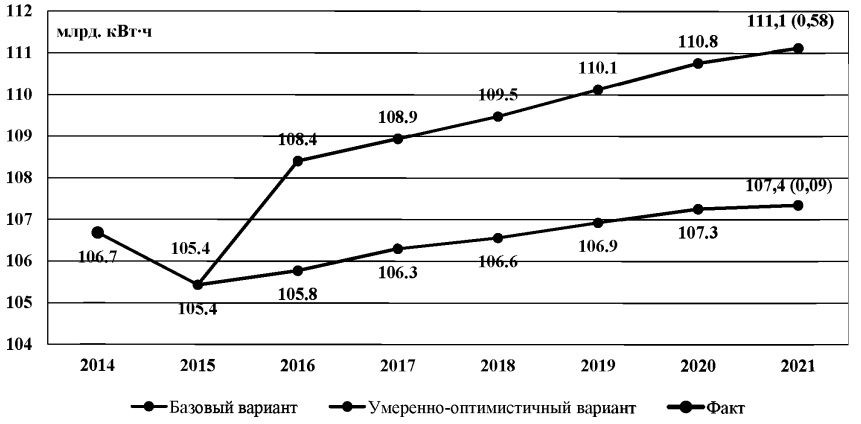
Согласно умеренно-оптимистичному варианту прогноза потребления электрической энергии в ОЭС Средней Волги увеличится на 4,2 % и составит 111,118 млрд. кВт·ч в 2021 году при среднегодовых темпах прироста 0,6 % (рисунок 2.5).

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

ОЭС Юга

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ОЭС Урала

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

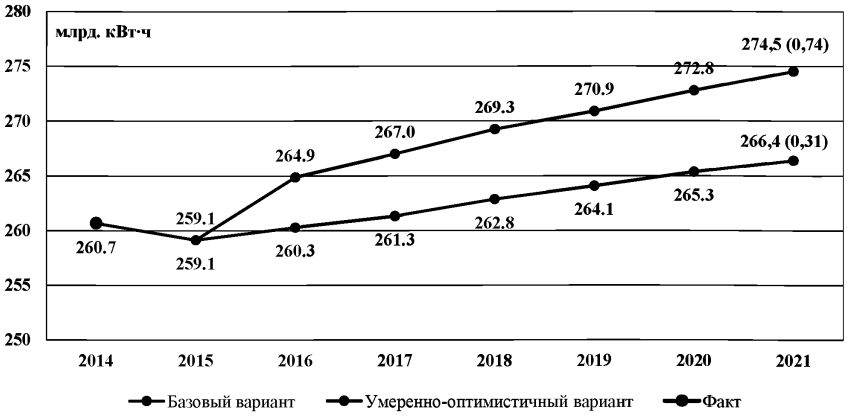
Спрос на электрическую энергию в ОЭС Урала прогнозируется в 2021годуна уровне 266,371 млрд. кВт·ч в базовом и 274,531 млрд. кВт·ч в умеренно-оптимистичном вариантах со среднегодовыми темпами прироста в период 2015 – 2021 годов – 0,3 % и 0,7 %, соответственно (рисунок 2.7), что ниже средних показателей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

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

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

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

бесшовных труб нефтегазового сортамента.



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

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

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

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

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

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

Развитие нефтегазового комплекса Тюменского региона связано с реализацией проектов развития трубопроводного транспорта, в их числе трасса Пурпе – 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 потребления электрической энергии энергосистемы Тюменской области (36 % в суммарном электропотреблении ОЭС Урала) в значительной мере определяет динамику соответствующих показателей по ОЭС в целом.

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

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

ОЭС Сибири

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

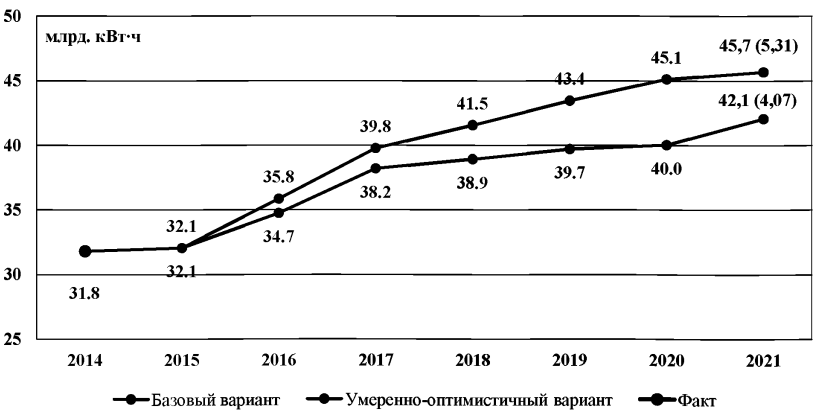
ОЭС Востока

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Выводы:

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

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

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

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

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

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

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

ЕЭС России

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

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

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

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

$Э_{ГОД}$– годовое потребление электрической энергии;
$P_{МАХ\ СОБСТВ.}$ – годовой собственный максимум потребления мощности по ЕЭС России и ОЭС;
$T_{МАХГОД}$– число часов использования максимума потребления мощности.

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

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

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

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

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

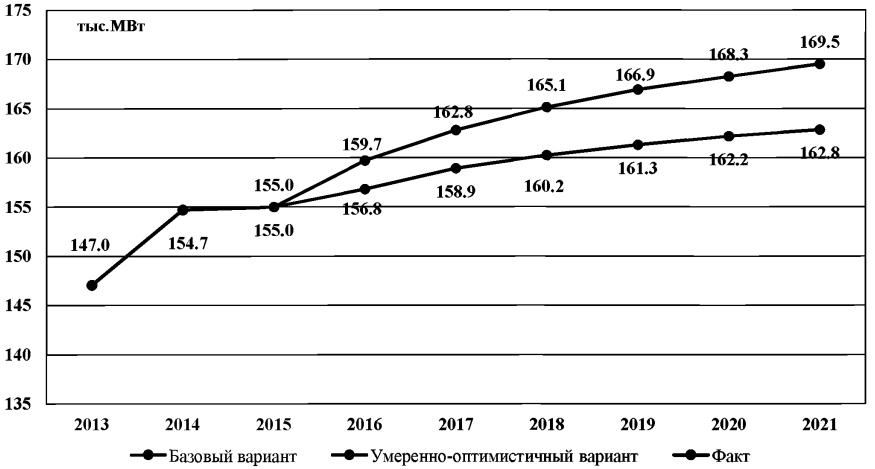


Рисунок 3.1 – Прогнозные значения максимума потребления мощности ЕЭС России

ОЭС Северо-Запада

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ОЭС Центра

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

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

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

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

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Базовый вариант										
$Э_{ГОД}$	млрд. кВт·ч	230,4	232,9	233,4	234,6	236,2	238,3	239,4	241,2	243,0
$Э_{ГОДБЕЗ\ УЧЕТА\ ПОТРЕБЛЕНИЯ\ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ\ ЭНЕРГИИ\ НА\ ЗАРЯД\ ГАЭС}$	млрд. кВт·ч	228,4	230,4	230,8	232,0	232,7	233,9	235,0	236,8	238,6
$Р_{МАХ\ СОБСТВ.}$	МВт	35942	38230	38458	38578	38870	39158	39393	39656	39885
$Т_{МАХГОД}$	час/год	6355	6026	6002	6015	5985	5973	5966	5971	5981
$Р_{СОВМ.\ С\ ЕЭС}$	МВт	34832	38119	38345	38192	38481	38766	38999	39259	39486
$Т_{СОВМ.\ С\ ЕЭС}$	час/год	6557	6043	6020	6076	6046	6033	6026	6031	6042
Умеренно-оптимистичный вариант										
$Э_{ГОД}$	млрд. кВт·ч	230,4	232,9	233,4	237,6	240,4	243,7	245,4	247,6	249,9
$Э_{ГОДБЕЗ\ УЧЕТА\ ПОТРЕБЛЕНИЯ\ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ\ ЭНЕРГИИ\ НА\ ЗАРЯД\ ГАЭС}$	млрд. кВт·ч	228,4	230,4	230,8	235,0	236,9	239,2	241,0	243,2	245,5
$Р_{МАХ\ СОБСТВ.}$	МВт	35942	38230	38458	39153	39520	39939	40269	40641	40986
$Т_{МАХГОД}$	час/год	6355	6026	6002	6001	5994	5990	5984	5983	5989
$Р_{СОВМ.\ С\ ЕЭС}$	МВт	34832	38119	38345	38957	39322	39739	40068	40438	40781
$Т_{СОВМ.\ С\ ЕЭС}$	час/год	6557	6043	6020	6032	6025	6020	6014	6013	6019

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

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

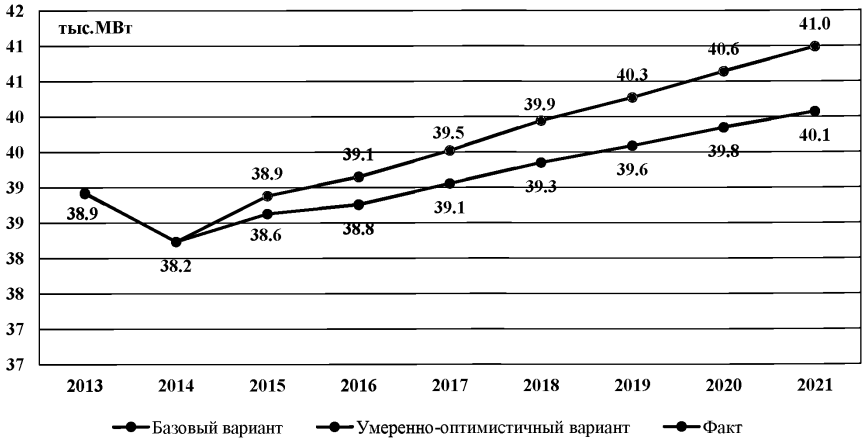


Рисунок 3.3 – Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Центра

ОЭС Средней Волги

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

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

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

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

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

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

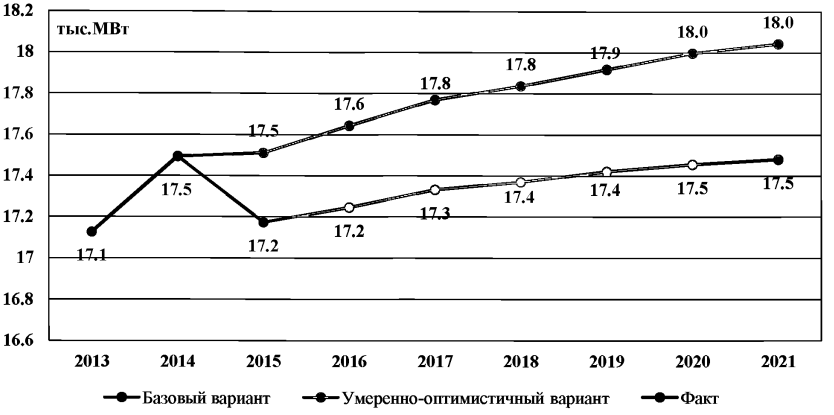


Рисунок 3.4 – Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Средней Волги

ОЭС Юга

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

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

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

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

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

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

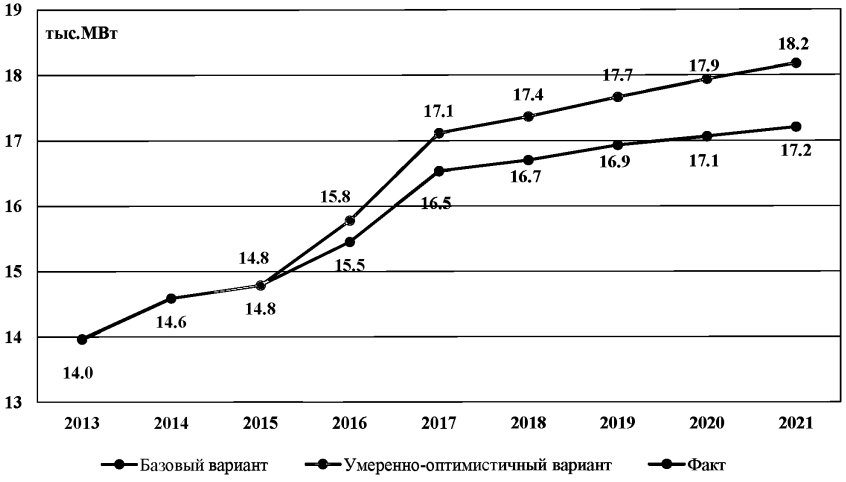


Рисунок 3.5 – Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Юга

ОЭС Урала

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

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

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

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

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

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

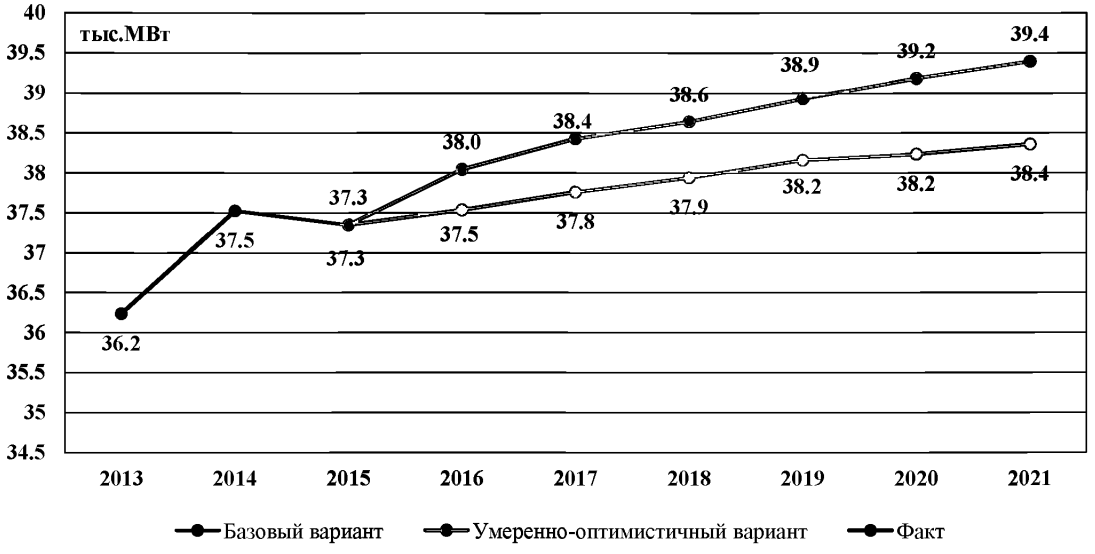


Рисунок 3.6 – Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Урала

ОЭС Сибири

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

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

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

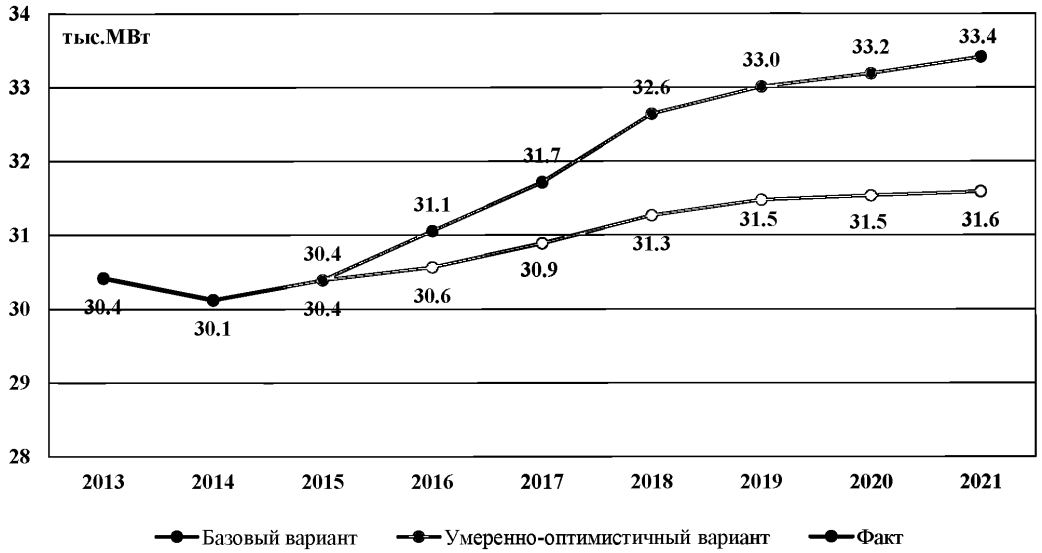


Рисунок 3.7 – Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Сибири

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

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

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

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

ОЭС Востока

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

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

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

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

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

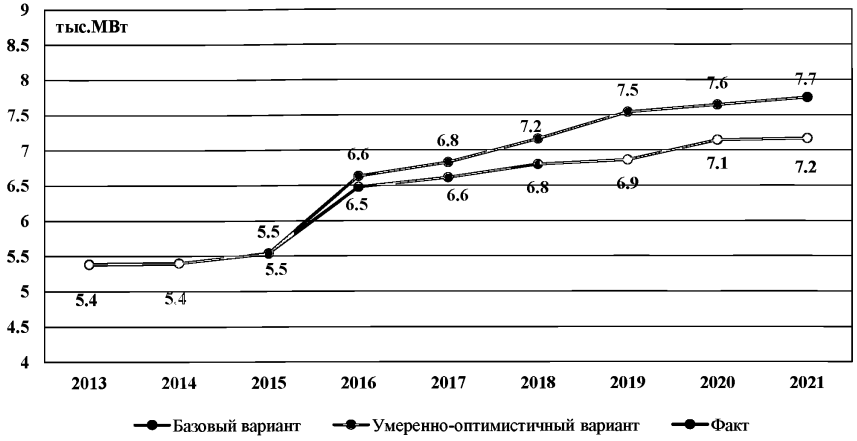


Рисунок 3.8 – Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Востока

Выводы:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Экспортные поставки из ЕЭС России планируются в следующем объеме:

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

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

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

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

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

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

Наименование	2015		2016		2017		2018		2019		2020		2021	
	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	**10,75**	**3885,0**	**10,46**	**3890,0**	**9,89**	**3890,0**	**10,00**	**3890,0**	**10,05**	**3890,0**	**10,06**	**3890,0**	**10,06**	**3890,0**
ОЭС Северо-Запада	**5,21**	**1990**	**4,91**	**1990**	**4,51**	**1990**	**4,51**	**1990**	**4,51**	**1990**	**4,51**	**1990**	**4,51**	**1990**
Финляндия (приграничный)	0,40	72	0,40	72	0,40	72	0,40	72	0,40	72	0,40	72	0,40	72
Норвегия (приграничный)	0,11	18	0,11	18	0,11	18	0,11	18	0,11	18	0,11	18	0,11	18
Финляндия	2,50	1300	2,50	1300	2,50	1300	2,50	1300	2,50	1300	2,50	1300	2,50	1300
Балтия	2,20	600	1,90	600	1,50	600	1,50	600	1,50	600	1,50	600	1,50	600
ОЭС Центра	**1,00**	**500**	**1,00**	**500**	**1,00**	**500**	**1,00**	**500**	**1,00**	**500**	**1,00**	**500**	**1,00**	**500**
Беларусь	1,00	500	1,00	500	1,00	500	1,00	500	1,00	500	1,00	500	1,00	500
ОЭС Средней Волги	**0,03**	**10**	**0,03**	**10**	**0,03**	**10**	**0,03**	**10**	**0,03**	**10**	**0,03**	**10**	**0,03**	**10**
Казахстан	0,03	10	0,03	10	0,03	10	0,03	10	0,03	10	0,03	10	0,03	10
ОЭС Юга	**0,43**	**195**	**0,42**	**200**	**0,37**	**200**	**0,38**	**200**	**0,38**	**200**	**0,39**	**200**	**0,39**	**200**
Грузия	0,25	150	0,25	150	0,20	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	0,14	35	0,14	40	0,14	40	0,15	40	0,15	40	0,15	40	0,15	40
Казахстан	0,04	10	0,03	10	0,03	10	0,03	10	0,03	10	0,04	10	0,04	10
ОЭС Урала	**0,07**	**100**	**0,07**	**100**	**0,07**	**100**	**0,07**	**100**	**0,07**	**100**	**0,07**	**100**	**0,07**	**100**
Казахстан	0,07	100	0,07	100	0,07	100	0,07	100	0,07	100	0,07	100	0,07	100
ОЭС Сибири	**0,51**	**260**	**0,53**	**260**	**0,41**	**260**	**0,51**	**260**	**0,56**	**260**	**0,56**	**260**	**0,56**	**260**
Монголия	0,40	210	0,42	210	0,30	210	0,40	210	0,45	210	0,45	210	0,45	210
Казахстан	0,11	50	0,11	50	0,11	50	0,11	50	0,11	50	0,11	50	0,11	50
ОЭС Востока	**3,50**	**830**	**3,50**	**830**	**3,50**	**830**	**3,50**	**830**	**3,50**	**830**	**3,50**	**830**	**3,50**	**830**
Китай	3,50	830	3,50	830	3,50	830	3,50	830	3,50	830	3,50	830	3,50	830

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

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

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

Таблица 4.2. Нормативные значения резерва мощности, %

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

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

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

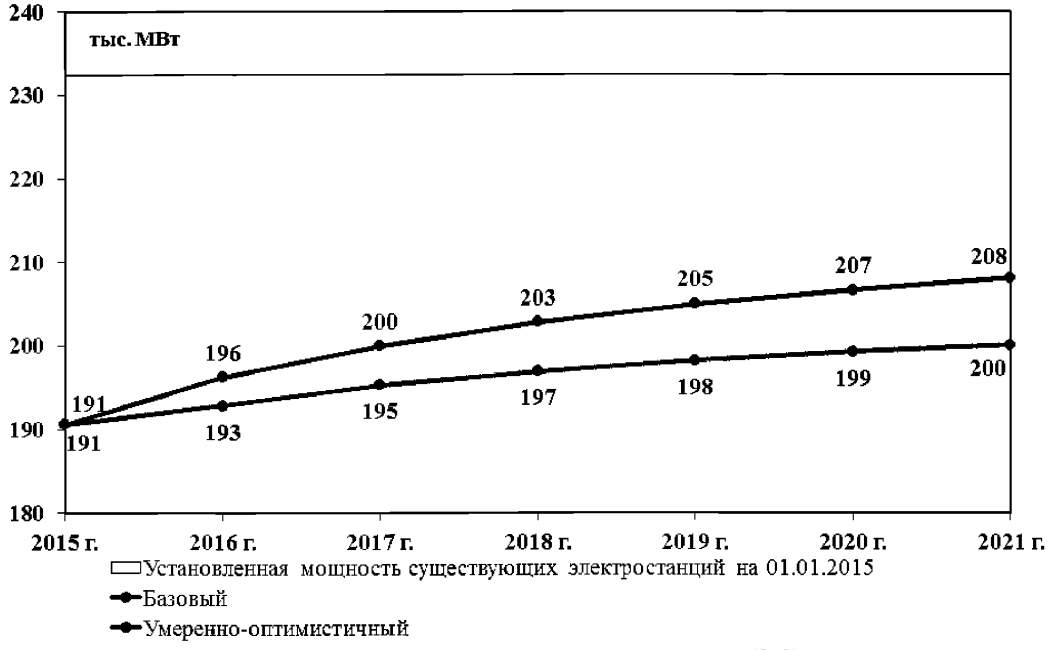


Рисунок 4.1. Спрос на мощность в ЕЭС России

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

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

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

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

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

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

Выводы:

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

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

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

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

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

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

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 2015 – 2021 годы сформирована с учетом вводов новых генерирующих мощностей в период 2015 – 2021 годов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации и реконструкции (перемаркировке) действующего генерирующего оборудования электростанций, принятых в соответствии с предложениями генерирующих компаний (ноябрь – декабрь 2014 года).

Запланированные объемы выводимой из эксплуатации генерирующей мощности на электростанциях ЕЭС России на 2015 – 2021 годы составляют 7 518,9 МВт. На атомных электростанциях (АЭС) планируется вывести из эксплуатации 2 417 МВт (два первых энергоблока на Ленинградской АЭС (2х1 000 МВт) в ОЭС Северо-Запада, энергоблок № 3 на Нововоронежской АЭС (417 МВт) в ОЭС Центра); на тепловых электростанциях (ТЭС) – 5 101,9 МВт, в том числе под замену – 737МВт.

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

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2015 - 2021
ЕЭС России, всего	**1673,4**	**2764,5**	**858,0**	**1167,0**	**16,0**	**1040,0**		**7518,9**
АЭС		417,0		1000,0		1000,0		2417,0
ТЭС	1673,4	2347,5	858,0	167,0	16,0	40,0		5101,9
в т.ч. ТЭЦ*	883,4	1600,5	858,0	167,0	16,0	40,0		3564,9
КЭС**	790,0	747,0						1537,0
в т.ч. под замену	77,0	600,0	60,0					737,0
ТЭС	77,0	600,0	60,0					737,0
в т.ч. ТЭЦ	77,0		60,0					137,0
КЭС		600,0						600,0
ОЭС Северо-Запада, всего		**30,5**	**22,0**	**1000,0**		**1000,0**		**2052,5**
АЭС				1000,0		1000,0		2000,0
ТЭС		30,5	22,0					52,5
в т.ч. ТЭЦ		30,5	22,0					52,5
ОЭС Центра, всего	**710,4**	**1896,0**	**363,0**			**40,0**		**3009,4**
АЭС		417,0						417,0
ТЭС	710,4	1479,0	363,0			40,0		2592,4
в т.ч. ТЭЦ	290,4	873,0	363,0			40,0		1566,4
КЭС	420,0	606,0						1026,0
в т.ч. под замену		600,0						600.0
ТЭС		600,0						600.0
в т.ч. КЭС		600,0						600,0
ОЭС Средней Волги, всего	**78,0**	**25,0**	**190,0**		**16,0**			**309,0**
ТЭС	78,0	25,0	190,0		16,0			309,0
в т.ч. ТЭЦ	78,0	25,0	190,0		16,0			309,0
в т.ч. под замену	60,0							60,0
ТЭС	60,0							60,0
в т.ч. ТЭЦ	60,0							60,0

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

Примечание: * ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
** КЭС – конденсационная электростанция;
*** начиная с 2016 года, учтено присоединение центрального и западного энергорайонов Республики Саха (Якутия) к ОЭС Востока.

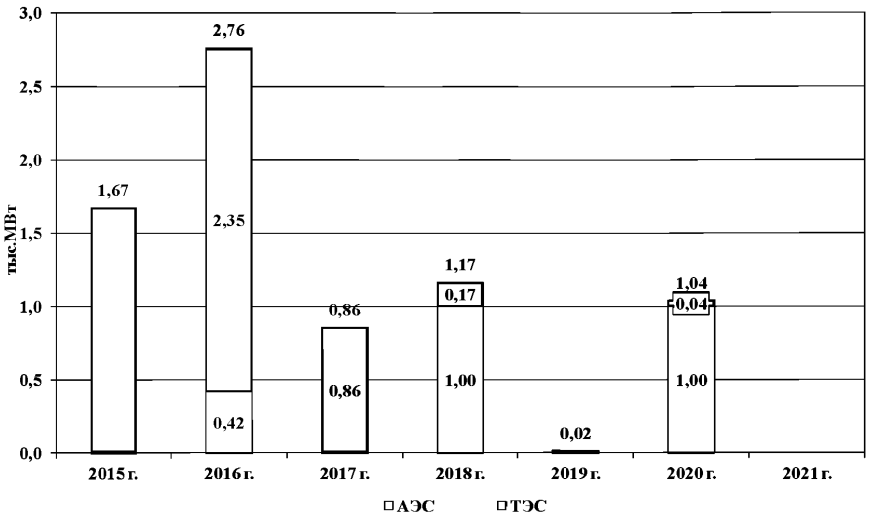


Рисунок 5.1. Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России в 2015 – 2021 годы

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

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

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

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

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

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

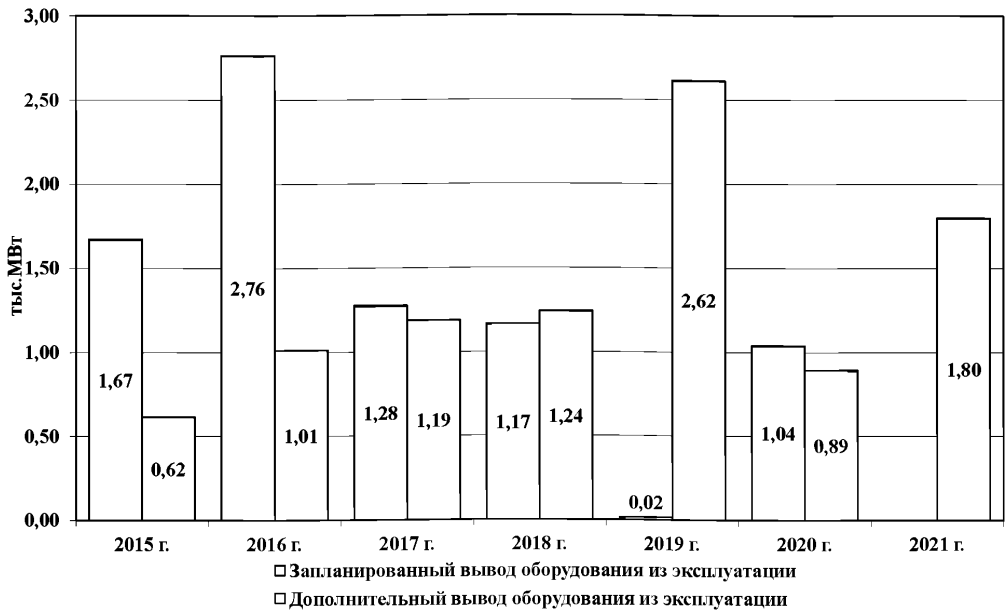


Рисунок 5.2. Объемы вывода из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России

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

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

Электростанции	Станционный номер	Марка турбины	Установленная мощность, МВт
ОЭС Северо-Запада			**5,475**
ЭСН КС Микуньская	№4 – 6	Звезда ГП-1500ВК02-М3	4,5
Каликоски ГЭС*			0,975
ОЭСЦентра			**1485,5**
ТЭЦ-9 Мосэнерго	№1	ГТУ**	64,8
Вологодская ТЭЦ	№4 – 5	ПГУ***	102,1
Владимирская ТЭЦ	№7	ГТУ	171,9
Владимирская ТЭЦ	№1	ПТУ	59,1
Череповецкая ГРЭС****	№4	ПГУ	421,6
ТЭЦ-16 Мосэнерго	№8	ПГУ	421
Черепетская ГРЭС	№8	ПСУ	225
ГТРС***** НЛМК	№1	ГУБТ-20	20
ОЭС Средней Волги			**643,9**
Новочебоксарская ТЭЦ-3	№7	ПТ-80/100-130/13	81
Казанская ТЭЦ-2	№1 – 4	ПГУ	219,6
Новогорьковская ТЭЦ	№1	ГТУ	171,1
Новогорьковская ТЭЦ	№2	ГТУ	172,2
ОЭС Юга			**1212,2**
ТЭЦ Туапсинского НПЗ	№1 – 3	ГТУ	141
Новокарачаевская МГЭС	№1 – 2	ZDK283-1,11-120	1,2
Ростовская АЭС	№3	ВВЭР	1070
ОЭС Урала			**2347,792**
Уфимская ТЭЦ-3	№4	Р-28/33-8,8/2,1	10
Южно-Уральская ГРЭС-2	№1	ПГУ	408
Нижневартовская ГРЭС	№3.1	ПГУ	388
Кировская ТЭЦ-4	№2	Тп-65/78-12,8	68
Ижевская ТЭЦ-1	№8 – 9	ПГУ	230,6
Кировская ТЭЦ-3	№ТГ-ГТ1	ПГУ	174
Кировская ТЭЦ-3	№ ТГ-ПТ1	ПГУ	62
Зауральская ТЭЦ	№5	ГПА	2,492
Няганская ГРЭС	№3	ПГУ	424,6
ГТЭС****** Юрхаровского НГМК	№4	ГПА	2,5
ГТЭС Федоровскогоместорождения	№1 – 3	ГТУ	36
Южно-Уральская ГРЭС-2	№2	ПГУ	416,6
Кировская ТЭЦ-4	№6	Т-120/130-130-8МО	125
ОЭС Сибири			**1586,44**
ГТЭС "Двуреченская"	№№1 – 6	ГТУ	24
Абаканская ТЭЦ	№4	КТ-136-12,8	136
Барнаульская ТЭЦ-2	№8	Т-65-130	65
Богучанская ГЭС	№№7 – 9	РО75-В-750	999
ГТЭС "Новокузнецкая"	№№14 – 15	ГТУ	297,44
Барнаульская ТЭЦ-2	№9	Т-65-130-2М	65
ЕЭС России, всего			**7281,307**

Примечание: *ГЭС – гидроэлектростанция
**ГТУ – газотурбинная установка
***ПГУ – парогазовая установка
**** ГРЭС – государственная районная электростанция
***** ГТРС – газотурбинная редукционная станция
****** ГТЭС – газотурбинная электростанция

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

– генерирующие объекты, строительство (реконструкция) которых осуществляется в соответствии с обязательствами, принятыми по договорам о предоставлении мощности на оптовый рынок;

– генерирующие объекты, включенные в инвестиционные программы ОАО «Концерн Росэнергоатом», ПАО «РусГидро», ПАО «РАО ЭС Востока», АО «ДВЭУК»;

– наличие генерирующего объекта в инвестиционной программе субъекта электроэнергетики;

– наличие утвержденных технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям;

– наличие подтвержденной информации о начале выполнения строительно-монтажных работ по объекту генерации.

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

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

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

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

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

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

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

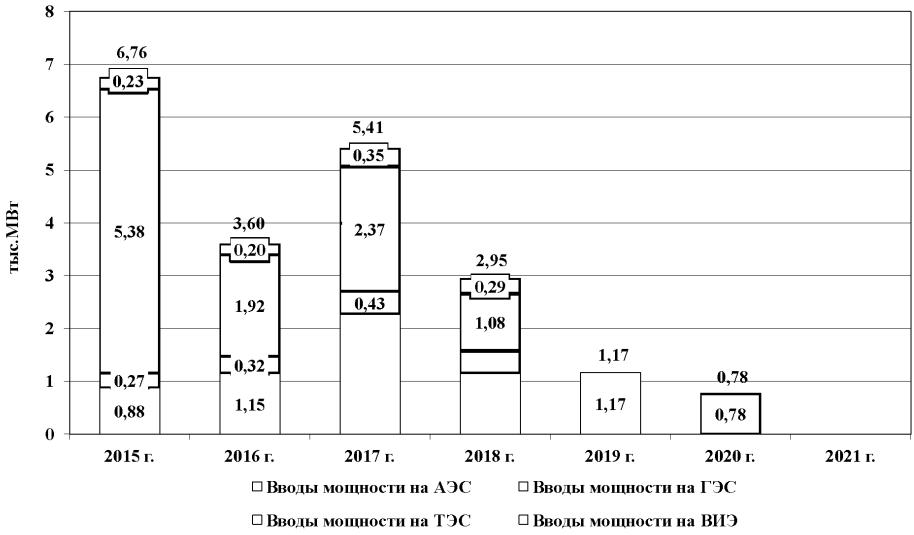


Рисунок 5.3. Вводы генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России

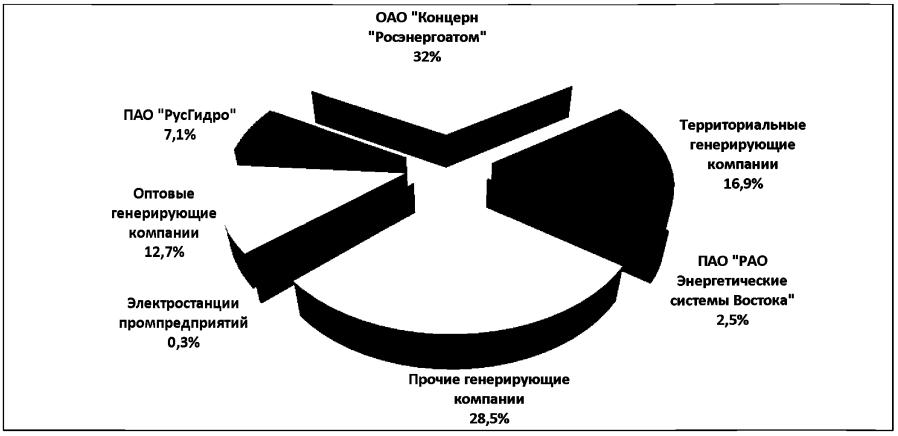


Рисунок 5.4. Структура вводов мощности на электростанциях ЕЭС России по генерирующим компаниям

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

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

– ОЭС Северо-Запада – Ленинградская АЭС-2 в Ленинградской области (с вводом первых двух энергоблоков типа ВВЭР-1200 мощностью 1 170 МВт в 2017 и 2019 годах для обеспечения, в том числе, замены выводимых из эксплуатации в 2018 и 2020 годах энергоблоков № 1 и № 2 на Ленинградской АЭС);

– ОЭС Центра – Нововоронежская АЭС-2 (с вводом первых двух энергоблоков типа ВВЭР-1200 мощностью 1 150 МВт в 2016 и 2018 годах);

– ОЭС Юга – Ростовская АЭС с вводом энергоблока № 4 типа ВВЭР мощностью 1 100 МВт в 2017 году;

– ОЭС Урала – Белоярская АЭС-2 с вводом энергоблока типа БН-880 мощностью 880 МВт в 2015 году.

Вводы мощности на ГЭС в ЕЭС России в период 2015 – 2021 годов предусматриваются в объеме 478,2 МВт, при этом приоритетной задачей является завершение строительства ГЭС с высоким уровнем готовности к вводу в эксплуатацию. Так, в ОЭС Юга планируется завершение строительства Гоцатлинской ГЭС каскада Зирани с достижением проектной установленной мощности 100 МВт в 2015 году, в ОЭС Востока – Нижне-Бурейской ГЭС с вводом четырех гидроагрегатов (4х80 МВт) в 2016 году.

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

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

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

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

– в ОЭС Северо-Запада: на Юго-Западной ТЭЦ (ПГУ-304,3(Т));

– в ОЭС Центра: на Хуадянь-Тенинской ТЭС (ПГУ-450(Т)), Воронежской ТЭЦ-1 (ПГУ-223(Т)), ГТЭС «Городецкая» (ПГУ-226(Т)), а также на электростанциях ПАО «Мосэнерго»: ТЭЦ-12 (ПГУ-211,6(Т)), ТЭЦ-20 (ПГУ-420(Т));

– в ОЭС Юга: на Симферопольской ПГУ-ТЭС (2хПГУ-235(Т)) и Севастопольской ПГУ-ТЭС (2хПГУ-235(Т)) в присоединяемой к ОЭС Юга энергосистеме Республики Крым и города Севастополь;

– в ОЭС Урала: на Пермской ГРЭС (ПГУ-800), Серовской ГРЭС (2хПГУ-420), Нижнетуринской ГРЭС (2хПГУ-230), Академической ТЭЦ-1 (ПГУ-230(Т)), Челябинской ГРЭС (2хПГУ-247,5(Т)).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

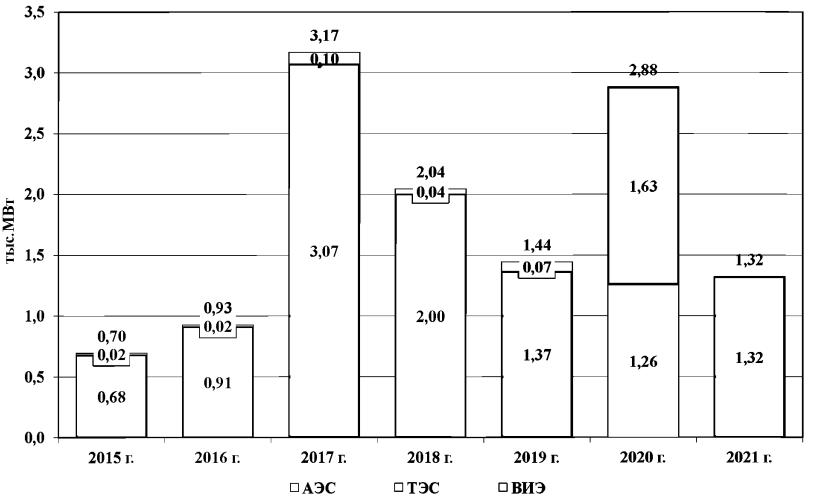


Рисунок 5.5. Дополнительные вводы мощности на электростанциях ЕЭС России

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

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

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

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

реконструкции и перемаркировке существующего генерирующего оборудования планируется в объеме 922,6 МВт в период 2015 – 2021 годов. Прирост мощности в результате проведения дополнительно планируемых мероприятий по модернизации и реконструкции существующего генерирующего оборудования оценивается в объеме 493,7 МВт.

Объемы модернизации, реконструкции и перемаркировки генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации в период 2015 – 2021 годов приведены, соответственно, в приложениях № 7, № 8 и № 9. Объемы дополнительной модернизации, реконструкции и перемаркировки генерирующего оборудования приведены в приложениях № 10, № 11 и № 12.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей (с учетом вводов мощности и мероприятий по выводу из эксплуатации, реконструкции, модернизации и перемаркировке генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации) установленная мощность электростанций ЕЭС России возрастет к 2021 году на 16 844МВт (7,2 %) по сравнению с 2014 годом и составит 249 295,8 МВт. К 2021 году в структуре генерирующих мощностей ЕЭС России по сравнению с 2014 годом возрастет доля АЭС с 11,3 % до 12,3 %, доля ГЭС и ГАЭС незначительно снизится с 20,5 % до 20,3 %, доля ТЭС снизится с 68,1 % до 66,9 %. Доля ВИЭ возрастет с 0,004 % в 2014 году до 0,6 % в 2021 году.

Величина установленной мощности по ОЭС и ЕЭС России в период 2014 – 2021 годов представлена в таблице 5.6 и на рисунке 5.6. Структура установленной мощности по типам электростанций по ЕЭС России в период с 2014 по 2021 годы показаны на рисунке 5.7.

Таблица 5.6. Установленная мощность электростанций по ОЭС и ЕЭС России, МВт

	2014 факт	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ЕЭС России	**232451,8**	**238052,8**	**241558,0**	**246260,1**	**248179,2**	**249484,8**	**249250,3**	**249295,8**
АЭС	26336,0	27216,0	27949,0	30219,0	30369,0	31539,0	30539,0	30539,0
ГЭС	46502,8	46690,1	48080,3	48209,4	48321,5	48421,6	48452,1	48497,6
ГАЭС	1200,0	1340,0	1340,0	1760,0	2180,0	2180,0	2180,0	2180,0
ТЭС	158403,4	162570,9	163430,1	164968,1	165920,1	165955,6	166690,6	166690,6
в т.ч. ТЭЦ	86704,0	88354,2	88601,4	88889,4	89841,4	89825,4	90560,4	90560,4
КЭС	71621,3	74138,6	74573,1	75823,1	75823,1	75874,6	75874,6	75874,6
дизельные	78,2	78,2	255,6	255,6	255,6	255,6	255,6	255,6
ВИЭ	9,6	235,8	758,6	1103,6	1388,6	1388,6	1388,6	1388,6
в т.ч. ВЭС	8,5	59,5	162,9	252,9	252,9	252,9	252,9	252,9
ПЭС	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
СЭС	0,0	175,2	594,6	849,6	1134,6	1134,6	1134,6	1134,6
ОЭС Северо-Запада	**23286,0**	**23612,7**	**23683,2**	**24831,2**	**23941,2**	**25111,2**	**24111,2**	**24111,2**
АЭС	5760,0	5760,0	5760,0	6930,0	5930,0	7100,0	6100,0	6100,0
ГЭС	2949,2	2949,2	2949,2	2949,2	2949,2	2949,2	2949,2	2949,2
ТЭС	14570,4	14897,1	14967,6	14945,6	15055,6	15055,6	15055,6	15055,6
в т.ч. ТЭЦ	10323,1	10627,4	10697,9	10675,9	10785,9	10785,9	10785,9	10785,9
КЭС	4215,8	4238,3	4238,3	4238,3	4238,3	4238,3	4238,3	4238,3
дизельные	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4
ВИЭ	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
в т.ч. ВЭС	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3

	2014 факт	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ПЭС	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
ОЭС Центра	**52891,7**	**53414,9**	**53043,9**	**53786,9**	**55381,9**	**55391,9**	**55351,9**	**55361,9**
АЭС	12834,0	12834,0	13567,0	13567,0	14717,0	14717,0	14717,0	14717,0
ГЭС	588,8	588,8	588,8	598,8	598,8	608,8	608,8	618,8
ГАЭС	1200,0	1200,0	1200,0	1620,0	2040,0	2040,0	2040,0	2040,0
ТЭС	38268,9	38777,1	37628,1	37941,1	37966,1	37966,1	37926,1	37926,1
в т.ч. ТЭЦ	21126,9	21750,1	21201,1	21514,1	21539,1	21539,1	21499,1	21499,1
КЭС	17142,0	17027,0	16427,0	16427,0	16427,0	16427,0	16427,0	16427,0
ВИЭ		15,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
в т.ч. СЭС		15,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
ОЭС Средней Волги	**26932,8**	**27252,8**	**27296,3**	**27234,3**	**27310,3**	**27316,8**	**27331,8**	**27346,8**
АЭС	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ГЭС	6856,0	6890,0	6933,5	6966,5	7002,5	7025,0	7040,0	7055,0
ТЭС	16004,8	16290,8	16265,8	16075,8	16075,8	16059,8	16059,8	16059,8
в т.ч. ТЭЦ	13350,5	13420,5	13395,5	13205,5	13205,5	13189,5	13189,5	13189,5
КЭС	2654,3	2870,3	2870,3	2870,3	2870,3	2870,3	2870,3	2870,3
ВИЭ			25,0	120,0	160,0	160,0	160,0	160,0
в т.ч. ВЭС				45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
СЭС			25,0	75,0	115,0	115,0	115,0	115,0
ОЭС Юга	**20169,9**	**20924,0**	**21912,6**	**23671,5**	**24585,4**	**24610,8**	**24621,3**	**24631,8**
АЭС	3070,0	3070,0	3070,0	4170,0	4170,0	4170,0	4170,0	4170,0
ГЭС	5645,6	5787,9	5801,9	5835,8	5869,7	5895,1	5905,6	5916,1
ГАЭС		140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0
ТЭС	11453,4	11774,2	12370,0	12840,0	13670,0	13670,0	13670,0	13670,0
в т.ч. ТЭЦ	4723,3	4884,1	5175,4	5645,4	6475,4	6475,4	6475,4	6475,4
КЭС	6730,1	6890,1	7194,6	7194,6	7194,6	7194,6	7194,6	7194,6
ВИЭ	1,0	152,0	530,8	685,8	735,8	735,8	735,8	735,8
в т.ч. ВЭС	1,0	52,0	155,4	170,4	170,4	170,4	170,4	170,4
СЭС		100,0	375,4	515,4	565,4	565,4	565,4	565,4
ОЭС Урала	**49165,9**	**51645,4**	**52091,4**	**53280,4**	**53370,4**	**53431,9**	**53431,9**	**53441,9**
АЭС	600,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ГЭС	1851,7	1857,7	1860,7	1870,7	1870,7	1880,7	1880,7	1890,7
ТЭС	46711,9	48260,4	48634,4	49748,4	49748,4	49799,9	49799,9	49799,9
в т.ч. ТЭЦ	16743,3	17058,0	17072,0	16936,0	16936,0	16936,0	16936,0	16936,0
КЭС	29968,6	31202,4	31562,4	32812,4	32812,4	32863,9	32863,9	32863,9
ВИЭ	2,2	47,2	116,2	181,2	271,2	271,2	271,2	271,2
в т.ч. ВЭС	2,2	2,2	2,2	32,2	32,2	32,2	32,2	32,2
СЭС		45,0	114,0	149,0	239,0	239,0	239,0	239,0
ОЭС Сибири	**50947,7**	**51835,9**	**52013,1**	**51938,3**	**51931,5**	**51963,7**	**51968,7**	**51968,7**
ГЭС	25271,4	25276,4	25328,6	25370,8	25413,0	25445,2	25450,2	25450,2
ТЭС	25676,3	26544,3	26664,3	26517,3	26363,3	26363,3	26363,3	26363,3
в т.ч. ТЭЦ	16724,4	16592,4	16712,4	16565,4	16411,4	16411,4	16411,4	16411,4
КЭС	8905,4	9905,4	9905,4	9905,4	9905,4	9905,4	9905,4	9905,4
дизельные	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5
ВИЭ		15,2	20,2	50,2	155,2	155,2	155,2	155,2
в т.ч. СЭС		15,2	20,2	50,2	155,2	155,2	155,2	155,2
ОЭС Востока	**9057,7**	**9367,0**	**11517,4**	**11517,4**	**11658,4**	**11658,4**	**12433,4**	**12433,4**
ГЭС	3340,0	3340,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	5717,7	6027,0	6899,9	6899,9	7040,9	7040,9	7815,9	7815,9
в т.ч. ТЭЦ	3712,5	4021,8	4347,3	4347,3	4488,3	4488,3	5263,3	5263,3
КЭС	2005,0	2005,0	2375,0	2375,0	2375,0	2375,0	2375,0	2375,0
дизельные	0,2	0,2	177,7	177,7	177,7	177,7	177,7	177,7

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

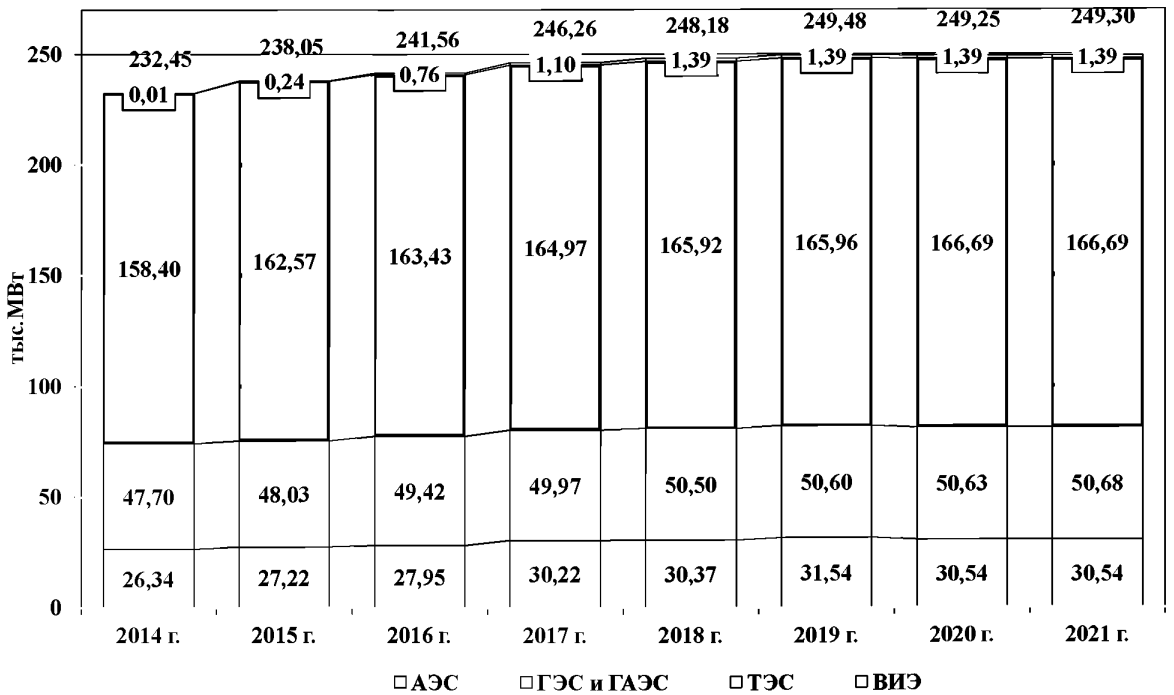


Рисунок 5.6. Установленная мощность на электростанциях ЕЭС России

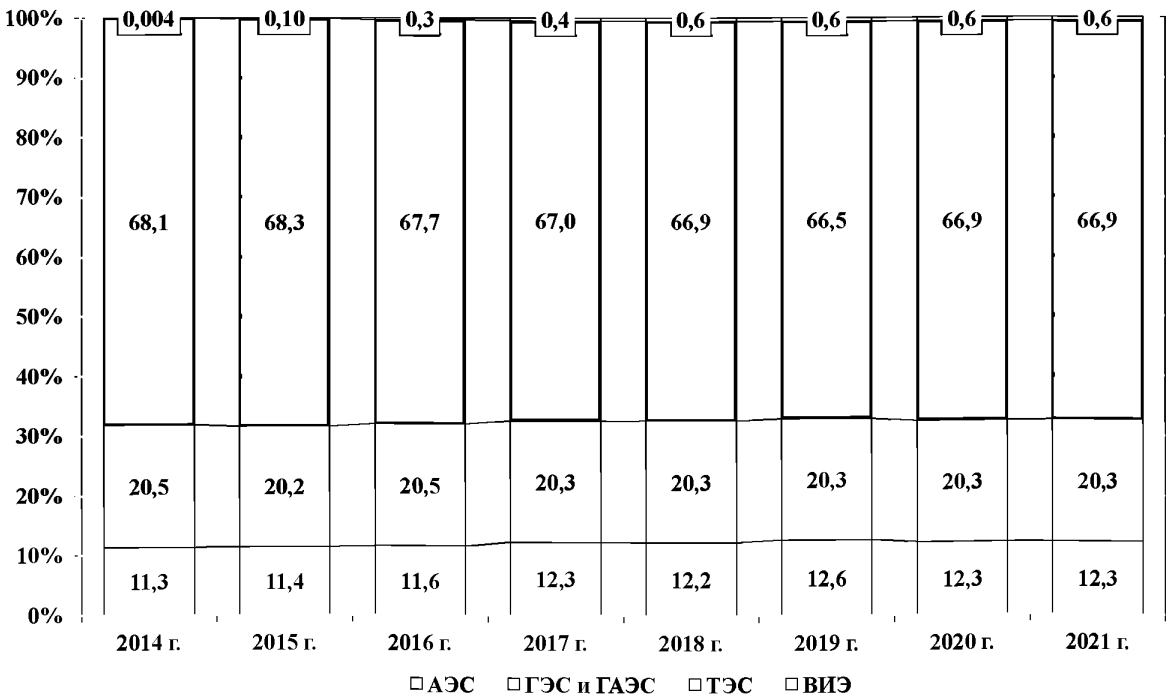


Рисунок 5.7. Структура установленной мощности на электростанциях ЕЭС России

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

5.1.1. Бодайбинский и Мамско-Чуйский энергорайоны энергосистемы Иркутской области

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

– ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан;

– ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками.

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

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

Реализация мероприятий по строительству электросетевых объектов220 – 500 кВ, включающих:

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

– сооружение двухцепного транзита 220 кВ Усть-Кут – Пеледуй – Мамакан;

– перевод ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками на ПС 110 кВ Дяля и Чаянгро (в габаритах 220 кВ) на проектное напряжение 220 кВ с установкой второго АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Мамакан и реконструкцией ОРУ 220 кВ;

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

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

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

5.1.2. Юго-западный энергорайон энергосистемы Краснодарского края

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

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

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

Мероприятия, реализуемые на территории ОЭС Юга:

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

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

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

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

– строительство ОРУ 500 кВ на ПП 220 кВ Тамань с установкой на немАТ 500/220 кВ 3х167 МВА и ШР 500 кВ (3х60 Мвар) в марте 2016 года;

– строительство ВЛ 500 кВ Кубанская – Тамань с установкой на ПС 500 кВ Тамань второго АТ 500/220 кВ мощностью 3х167 МВА в июне 2016 года;

– строительство КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа IIцепь и КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа IIIцепь в октябре 2016 года;

– строительство ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань с установкой на ПС 500 кВ Тамань третьего АТ 500/220 кВ мощностью 3х167 МВА и ШР 500 кВ (3х60 Мвар) в декабре 2017 года.

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

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

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

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

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

Выводы:

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

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

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

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

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

6.1 Балансы мощности

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

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

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

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

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

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

– ограничения мощности действующих электростанций всех типов в период зимнего максимума потребления;

– неучастие в покрытии максимума нагрузки мощности оборудования, введенного после прохождения максимума нагрузки;

– наличие в отдельные годы «запертой» мощности в ряде регионов, которая из-за недостаточной пропускной способности электрических сетей не может быть выдана в смежные энергосистемы и ОЭС;

– отсутствие гарантии использования мощности возобновляемых источников энергии в час максимума потребления (ветровые и солнечные электростанции).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

В соответствии с планами ПАО «Интер РАО» до 2021 года предполагается реализация поставок мощности из центральной части ОЭС Северо-Запада в Финляндию максимально 1 372 МВт (1 300 МВт через Выборгский преобразовательный комплекс и 72 МВт приграничный экспорт), а также 600 МВт в энергосистемы стран Балтии.

Объемы экспорта мощности из центральной части ОЭС Северо-Запада в Финляндию в объеме порядка 1 300 МВт являлись ранее традиционными в течение практически всего календарного года (за исключением периодов проведения ремонтной кампании).Объемы поставки мощности из центральной части ОЭС Северо-Запада в энергосистемы стран Балтии менялись в зависимости от складывающихся электроэнергетических режимов электрического кольца БРЭЛЛ.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

6.3. Балансы электрической энергии

Балансы электрической энергии сформированы с учетом следующих расчетных условий:

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

– рассмотрены два варианта спроса на электрическую энергию: базовый и умеренно-оптимистичный;

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

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

– выработка АЭС определена с учетом предложений ОАО «Концерн Росэнергоатом» по объемам выработки электрической энергии на действующих и новых АЭС в 2015 – 2021 годах и фактического режима работы атомных энергоблоков за пятилетний ретроспективный период;

– объем производства электрической энергии ВИЭ определен исходя из числа часов использования установленной мощности вновь вводимых ВЭС (ветровые электростанции) – 2000 часов/год, СЭС (солнечные электростанции) – 1800 часов/год; по действующим ВИЭ величина производства электрической

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

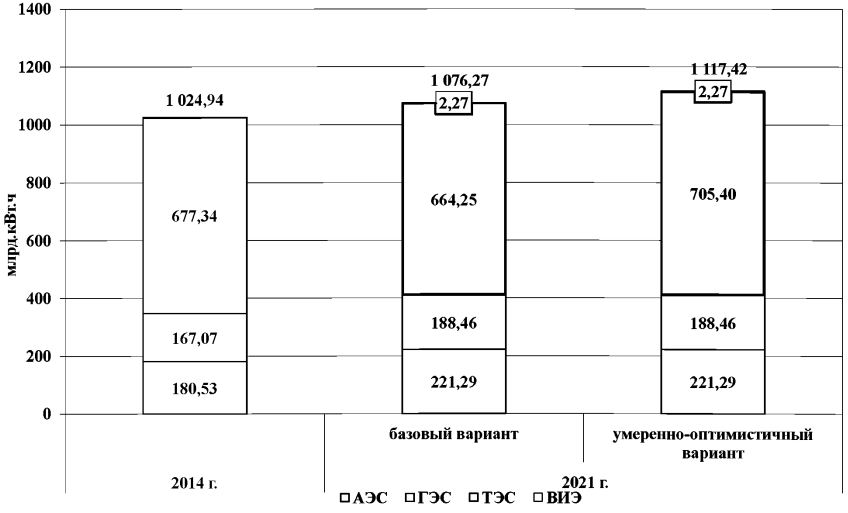


Рисунок 6.1. Укрупненная структура производства электрической энергии на электростанциях ЕЭС России с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Выводы:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

---

[1] По полезному потреблению электрической энергии

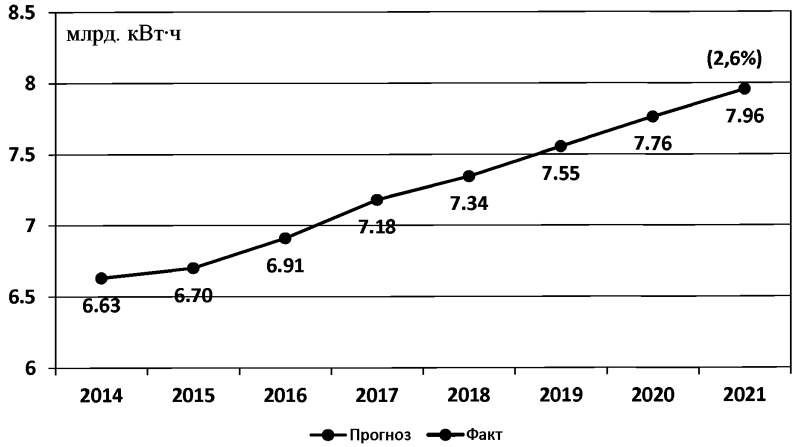


Рисунок 7.1. Прогноз спроса на электрическую энергию по энергосистеме Республики Крым и города Севастополь до 2021 года (в скобках указана величина ежегодного среднегодового прироста)

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

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

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

– развитие энергетического комплекса – устранение сетевых ограничений, создание собственной генерации и обеспечение надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей Крымского полуострова;

– развитие инженерной инфраструктуры и водообеспечения (строительство

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

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

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

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

– формирование промышленного комплекса – создание индустриальных парков;

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

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

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

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

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

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

Собственный максимум потребления мощности энергосистемы Республики

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

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

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

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

$Р_{СОВМ.\ с\ оэс}$ – максимум потребления энергосистемы Республики Крым и города Севастополь на час прохождения максимума потребления ОЭС Юга;

$Т_{СОВМ.\ с\ оэс}$ – число часов использования максимума потребления энергосистемы Республики Крым и города Севастополь на час прохождения максимума потребления ОЭС Юга.

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

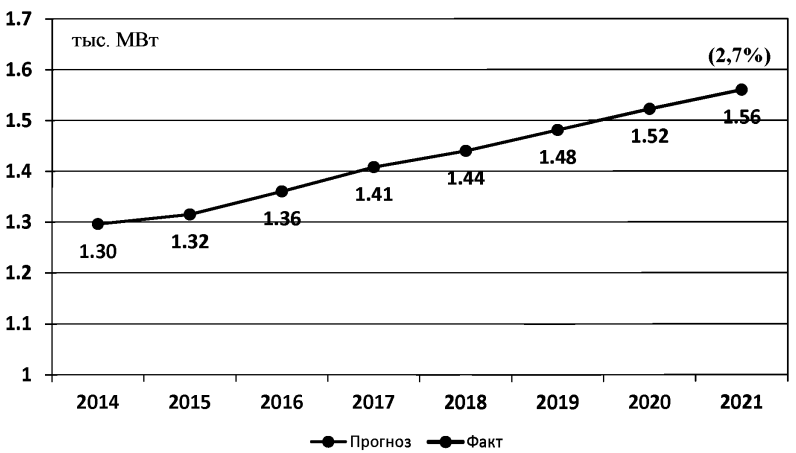


Рисунок 7.2. Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности энергосистемы Республики Крым и города Севастополь

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

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

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

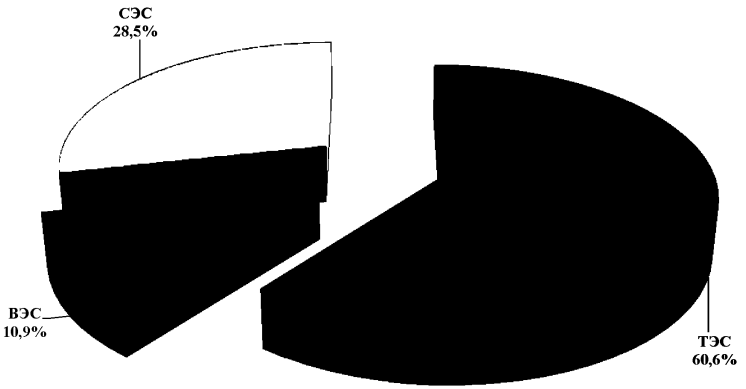


Рисунок 7.3. Структура установленной мощности энергосистемы Республики Крым и города Севастополь на 01.01.2015

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

7.4. Балансы мощности и электрической энергии

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Развитие межсистемных электрических связей 220 кВ и выше

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

– строительство РП 220 кВ Тамань с заходами ВЛ 220 кВ Вышестеблиевская – Славянская;

– строительство КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа Iцепь и КВЛ 220 кВ Тамань – Камыш-Бурун;

– строительство ОРУ 500 кВ на ПП 220 кВ Тамань с установкой на нем АТ 500/220 кВ 3х167 МВА и ШР 500 кВ (3х60 Мвар);

– строительство ВЛ 500 кВ Кубанская – Тамань с установкой на ПС 500 кВ Тамань второго АТ 500/220 кВ мощностью 3х167 МВА;

– строительство КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа II цепь и КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа IIIцепь;

– строительство ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань с установкой на ПС 500 кВ Тамань третьего АТ 500/220 кВ мощностью 3х167 МВА и ШР 500 кВ (3х60 Мвар).

Развитие электрических сетей 330 кВ

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

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

Для обеспечения выдачи мощности Севастопольской ПГУ-ТЭС предварительно предполагается:

– сооружение заходов на Севастопольскую ПГУ-ТЭС от проектируемой ВЛ 330 кВ Севастополь – Западно-Крымская;

– строительство ВЛ 330 кВ Севастопольская ПГУ-ТЭС – Севастополь;

– реконструкция ПС 330 кВ Севастополь с установкой двух АТ 330/110 кВ мощностью 2х200 МВА.

Развитие электрических сетей 220 кВ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

В умеренно-оптимистичном варианте потребность в топливе ТЭС ЕЭС России

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Выводы:

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

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

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

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

– обеспечение внешнего электроснабжения новых крупных потребителей, а также обеспечение возможности увеличения роста нагрузок существующих потребителей за счет расширения производственных мощностей и (или) естественного роста нагрузок на перспективу;

– повышение надежности электроснабжения существующих потребителей;

– выдача мощности новых электростанций;

– снятие сетевых ограничений в существующей электрической сети, а также исключение возможности появления «узких мест» в перспективе из-за изменения структуры сети и строительства новых электростанций;

– развитие межсистемных электрических связей для обеспечения эффективной работы ЕЭС России в целом;

– решение проблем, связанных с регулированием напряжения в электрической сети и обеспечением уровней напряжения в допустимых пределах;

– обновление силового оборудования, связанное с физическим и моральным старением основных фондов.

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

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

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

Развитие электрических сетей для выдачи мощности АЭС

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

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

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

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

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

Развитие межсистемных электрических связей 500 кВ и выше

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

– ОЭС Центра – ОЭС Северо-Запада: ВЛ 750 кВ Ленинградская – Белозерская;

– ОЭС Центра – ОЭС Средней Волги: ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Нижегородская;

– ОЭС Урала – ОЭС Сибири: ВЛ 500 кВ Витязь–Восход и перевод на номинальное напряжение 500 кВ ВЛ 220 кВ Витязь – Иртыш.

Развитие электрических сетей 750 кВ

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

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

Развитие электрических сетей 500 кВ

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

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

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

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

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

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

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

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

Развитие электрических сетей 330 кВ

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

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

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

Развитие электрических сетей 220 кВ. Сооружение вставок несинхронной связи.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Карты-схемы размещения линий электропередачи, ПС напряжением 220 кВ и выше и электростанций по ОЭС на 2015 – 2021 годы (с выделением энергосистем города Москва и Московской области, города Санкт-Петербург и Ленинградской области, Тюменской области, Ямало-Ненецкого автономного округа, Ханты-Мансийского автономного округа, Восточной Сибири, Республики Крым и города Севастополь) представлены в разделе12.

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

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

Выводы:

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

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

3. Реализация намеченных планов по развитию электросетевого комплекса потребует инвестиции в объеме859 344,5млн. руб. в прогнозных ценах с учетом НДС (18 %) и инфляционного удорожания за рассматриваемый расчетный период до 2021 года.

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

10.1 Принятые сокращения

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

ТС - телесигнализация;
ТТ - трансформатор тока;
Т - трансформатор;
УПАСК - устройство передачи аварийных сигналов и команд;
УРОВ - устройство резервирования отказа выключателя;
УШР - управляемый шунтирующий реактор;
ФОБ - фиксация отключения блока;
ФОЛ - фиксация отключения линии;
ФОТ - фиксация отключения трансформатора;
ЦСАРЧМ - централизованная система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности;
ЦКС 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.

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

– 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, сетевой автоматики и систем регистрации аварийных событий и процессов (далее – РАСП).

10.3.Обмен технологической информацией между электрическими станциями и объектами электросетевого хозяйства, имеющими в своем составе объекты диспетчеризации, с диспетчерскими центрами ОАО «СО ЕЭС» в настоящее время формализован посредством 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 СМПР на базе векторных измерений.

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

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

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

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

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

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

– создание ЦСПА ОЭС Северо-Запада в 2016 году;

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

– ввод в работу ЛАПНУ на ПС 330 кВ Чирюрт в качестве низового устройства ЦСПА ОЭС Юга в 2015 году;

– ввод в работу ЛАПНУ на Бурейской ГЭС в качестве низового устройства ЦСПА ОЭС Востока в 2015 году;

– создание ЛАПНУ ПС 750 кВ Копорская (Ленинградская АЭС-2)в 2016 году, создание ЛАПНУ Нововоронежской АЭС-2 в 2015 году, создание ЛАПНУ ПС 220 кВ Могоча в 2015 году, создание ЛАПНУ Уренгойской ГРЭС в 2017 - 2018

годах, создание ЛАПНУ Саяно-Шушенской ГЭС в2015 году, создание ЛАПНУ ПС 500 кВ Восходв 2016 году.

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

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

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

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

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

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

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

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

Таблица 10.1. Подключение ГЭС к ЦС/ЦКС АРЧМ.

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

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

* АВРЧМ - автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности

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

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

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

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

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

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

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

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

применение РЗМЗ в краткосрочной перспективе. Среди первоочередных действующих объектов:

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

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

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

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

10.11.1. Основные требования при создании (модернизации) РЗА

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

– замыкании на землю в цепях оперативного тока;

– снятии, подаче оперативного тока, а также при перерывах питания любой длительности и глубины снижения напряжения оперативного тока;

– объединении цепей переменного напряжения и цепей оперативного постоянного тока.

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

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

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

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

На вновь вводимых (комплексно реконструируемых) электростанциях,

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

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

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

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

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

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

При срабатывании датчиков снижения давления (плотности) элегаза:

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

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

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

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

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

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

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

времени.

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

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

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

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

– на линиях электропередачи, отходящих от атомных электростанций;

– на межгосударственных линиях электропередачи;

– на линиях электропередачи, при коротком замыкании на которых не обеспечивается принцип дальнего резервирования;

– на линиях электропередачи, при коротком замыкании на которых и отказе быстродействующих защит увеличение времени отключения короткого замыкания приводит к нарушению устойчивости.

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

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

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

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

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

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

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

– если кабельные участки используются только для захода КВЛ в КРУЭ;

– при отсутствии на них кабельных участков с непосредственным соприкосновением кабелей разных фаз. Наличие на кабельном участке транспозиционных муфт не оказывает влияния на применение АПВ.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

электропередачи смежного напряжения, дальнего резервирования.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Выключатели присоединения входят в зону ДЗШ.

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

Предусматривается возможность выполнения АПВ шин открытых распределительных устройств.

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

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

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

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

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

10.11.6.Оснащение объектов электроэнергетики устройствами ПА и РА.

Противоаварийная автоматика обеспечивает выполнение следующих функций противоаварийного управления:

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

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

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

Отсутствует аппаратное совмещение в одном устройстве:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Режимная автоматика обеспечивает выполнение следующих функций автоматического режимного управления:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

10.11.7.Оснащение объектов электроэнергетики устройствами РАСП.

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

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

Микропроцессорные регистраторы аварийных событий и процессов обеспечивают:

– запись параметров аварийных событий и процессов с погрешностью не более 1 миллисекунды относительно точного времени;

– запись параметров аварийных событий и процессов при полном обесточении объекта электроэнергетики;

– сохранение информации при исчезновении питания регистратора аварийных событий и процессов.

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

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

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

линий электропередачи.

Регистраторы СМПР устанавливаются на следующих объектах электроэнергетики ЕЭС России:

– на подстанциях 500 кВ и выше единой национальной (общероссийской) электрической сети;

– на электростанциях установленной мощностью 500 МВт и более;

– на межгосударственных и входящих в контролируемые сечения Единой энергетической системы России линиях электропередачи 220 кВ и выше, определяемых ОАО «СО ЕЭС».

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

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

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

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

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

Каналы связи, обеспечивающие функционирование автоматизированных систем диспетчерского управления и автоматизированных систем технологического

управления, для осуществления оперативных переговоров диспетчерского персонала диспетчерских центров с оперативным персоналом центров управления сетями и объектов электроэнергетики, а также для осуществления оперативных переговоров оперативного персонала центров управления сетями с оперативным персоналом объектов электроэнергетики организуются без коммутации на промежуточных автоматических телефонных станциях.

При новом строительстве, техническом перевооружении, модернизации или реконструкции объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) для передачи информации, обеспечивающей функционирование АСДУ, АСТУ, комплексов и устройств РЗА, проектными решениями предусматривается применение наземных каналов связи.

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

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

Для передачи сигналов и команд ПА и РА используется дублированный режим передачи информации.

Каждый канал связи, обеспечивающий функционирование устройств РЗ, осуществляющих функцию основной защиты ЛЭП, организуется по выделенному каналу, независимому от каналов связи для других устройств РЗ той же ЛЭП.

Организация каналов связи, обеспечивающих функционирование устройств РЗ ЛЭП 220 кВ и выше, исключает возможность одновременной потери функциональности основных защит разных ЛЭП по общей причине.

Передача сигналов и команд РЗ осуществляется без промежуточной обработки.

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

Каналы радиорелейной связи, ВЧ связи по ВЛ и спутниковой связи выполняются с учетом обеспечения запаса по перекрываемому затуханию с учетом неблагоприятных погодных условий (туман, изморось, гололед, дождь).

Для передачи команд РЗА ВЧ каналы связи по ВЛ дополнительно обеспечивают запас по перекрываемому затуханию при возможных КЗ на ВЛ, по проводам которой организован ВЧ канал.

При организации каналов связи выполняются условия по обеспечению электромагнитной совместимости.

Суммарное время измерения и передачи телеметрической информации не превышает:

– для передачи телеметрической информации с объектов электросетевого хозяйства высшим классом напряжения 110 кВ и выше и электростанций

установленной мощностью 5 МВт и выше независимо от класса напряжения в автоматизированные системы диспетчерского управления, комплексы противоаварийной или режимной автоматики – 1 секунды (для передачи с указанных объектов телеметрической информации о технологическом режиме работы линий электропередачи и оборудования, не являющихся объектами диспетчеризации, – 2 секунды) без учета времени обработки данных в программно-технических комплексах диспетчерского центра, комплексах противоаварийной или режимной автоматики;

– для передачи телеметрической информации с объектов электросетевого хозяйства высшим классом напряжения 110 кВ и выше, относящихся к единой национальной (общероссийской) электрической сети, в автоматизированные системы технологического управления – 1 секунды без учета времени обработки данных в программно-технических комплексах центра управления сетями.

Время передачи сигналов и команд релейной защиты и противоаварийной автоматики составляет:

– не более 10 миллисекунд –по каналам связи, организованным по волоконно-оптическим, кабельным или радиорелейным линиям связи;

– не более 25 миллисекунд–по каналам связи, организованным по каналам высокочастотной связи на одной линии электропередачи.

Время передачи команд управления РА от управляющего вычислительного комплекса ЦС (ЦКС) АРЧМ до системы автоматического регулирования частоты и активной мощности энергоблока ТЭС или ГРАМ ГЭС не превышает 1 секунды.

Время передачи команд дистанционного (теле-) управления из диспетчерских центров, центров управления сетями на объект электроэнергетики с учетом обработки команд в ПТК диспетчерских центров, центров управления сетями и на объекте электроэнергетики (до начала исполнения команд) не превышает 5 секунд.

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

Для микропроцессорных устройств РЗА, имеющих линейные оптические интерфейсы, предусматривается возможность организации их работы по выделенным оптическим волокнам волоконно-оптического кабеля при условии соответствия его протяженности ресурсным возможностям оптических интерфейсов.

При превышении допустимой протяженности, или невозможности выделения оптических волокон, организация каналов, обеспечивающих функционирование микропроцессорных устройств РЗА поволоконно-оптическим линиям связи, осуществляется через мультиплексоры цифровых систем передачи.

В случае использования субъектом электроэнергетики, потребителем электрической энергии для передачи информации, обеспечивающей функционирование АСДУ, АСТУ, комплексов и устройств РЗА, каналов связи, организованных в сетях операторов связи или технологических сетях иных лиц,

субъектом электроэнергетики (потребителем электрической энергии) обеспечивается соблюдение вышеуказанных требований в отношении таких каналов связи.

В случае потери диспетчерской телефонной связи предусматривается возможность использования диспетчером субъекта оперативно-диспетчерского управления и оперативным персоналом субъекта электроэнергетики производственно-технологической телефонной связи с возможностью выхода на телефонную сеть общего пользования и на другие ведомственные телефонные сети путем набора номера.

11. Оценка прогнозных объемов капитальных вложений в сооружение генерирующих мощностей, объектов электросетевого хозяйства, номинальный класс напряжения которых составляет 220 кВ и выше, на 2015 – 2021 годы

Объемы капитальных вложений в сооружение электроэнергетических объектов на перспективу определены в соответствии с намечаемыми вводами и структурой генерирующих мощностей электростанций.

Оценка капитальных вложений в электростанции и электросетевые объекты в разрезе ОЭС проведена в прогнозных ценах с учетом НДС (18 %) и инфляционного удорожания за рассматриваемый расчетный период до 2021 года.

Прогнозные цены рассчитывались на основе индексов-дефляторов:

– на период до 2017 года, представленных в документе «Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2015 год и на плановый период 2016 и 2017 годов» (Минэкономразвития, 26 сентября 2014 года);

– на период 2018 - 2021 годов, представленных в документе «Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года» (Минэкономразвития, 8 ноября 2013 года).

Оценка необходимых объемов капитальных вложений в строительство электростанций выполнена с учетом материалов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

В строительстве электросетевых объектов, намечаемых Схемой и программой развития ЕЭС России на 2015 – 2021 годы, в том числе сооружаемых за счет иных собственников, капитальные вложения принимались по материалам инвестиционных программ отдельных субъектов электроэнергетики (или их проектам), по проектам-аналогам, а также по стандарту «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и ПС напряжением 35 – 1150 кВ» (ПАО «ФСК ЕЭС» от 21.10.2014) за счет пересчета от базовых цен 2000 года к ценам на 01.10.2014 с использованием индексов Минстрой России (письмо от 13.11.2014 № 25374-ЮР/08).

При расчетах капитальных вложений в электросетевые объекты по «Укрупненным стоимостным показателям линий электропередачи и ПС напряжением 35 – 1150 кВ» учитывались повышающие территориальные коэффициенты к базисной стоимости электросетевых объектов.

Сроки сооружения электросетевых объектов принимались по стандарту ПАО«ФСК ЕЭС» «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции ПС и линий электропередачи» (утверждены Советом директоров ПАО «ФСК ЕЭС» 01.06.2012).

Суммарные объемы капиталовложений в развитие электроэнергетики России за период 2015 – 2021 годов оцениваются в1 848 120,1 млн. руб., в том числе по генерирующим объектам987 865,8 млн. руб. и электрическим сетям 220 кВ и выше860 254,3 млн. руб.

Прогнозные объемы инвестиций в строительство электростанций в разрезе ОЭС и по типам станций, а также сводные показатели по капитальным вложениям в

сооружение электрических сетей напряжением 220 кВ и выше представлены в таблице 11.1.

В таблице 11.2 представлены сводные показатели по прогнозным капитальным вложениям в объекты электросетевого хозяйства по классам напряжения 220 кВ и выше по ОЭС и ЕЭС России за 2015 – 2021 годы.

Таблица 11.1. Прогнозные объемы инвестиций в развитие ЕЭС России на период 2015 – 2021годов в прогнозных ценах

ОЭС	Тип станции	Инвестиции, млн. руб. (прогнозные цены)							Итого за 2015 - 2021 годы
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
ОЭС Северо-Запада		**38666,6**	**41743,6**	**34526,8**	**23143,6**	**15400,4**	**0,0**	**0,0**	**153481,1**
	АЭС	31659,0	35740,2	29705,4	21041,7	15400,4	0,0	0,0	133546,8
	ТЭС	7007,6	6003,4	4821,4	2101,9	0,0	0,0	0,0	19934,3
ОЭС Центра		**88595,7**	**74680,1**	**43233,2**	**19991,9**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**226500,9**
	АЭС	31104,6	25180,0	16851,8	12407,6	0,0	0,0	0,0	85543,9
	ГАЭС	22452,2	20504,7	16513,8	7584,4	0,0	0,0	0,0	67055,0
	ТЭС	35038,9	28995,4	9867,7	0,0	0,0	0,0	0,0	73902,0
	НИЭ	3397,7	2776,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6174,3
ОЭС Средней Волги		**9781,4**	**4626,6**	**6361,2**	**4503,3**	**555,9**	**0,0**	**0,0**	**25828,4**
	ТЭС	8330,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8330,1
	НИЭ	1451,3	4626,6	6361,2	4503,3	555,9	0,0	0,0	17498,3
ОЭС Юга		**54326,0**	**70941,8**	**78770,6**	**22857,2**	**185,3**	**0,0**	**0,0**	**227080,9**
	АЭС	15381,2	18114,5	13329,3	0,0	0,0	0,0	0,0	46825,0
	ГЭС и МГЭС	3057,8	612,1	1849,2	966,1	0,0	0,0	0,0	6485,1
	ГАЭС	3560,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3560,2
	ТЭС	21700,5	40711,1	50849,4	17869,7	0,0	0,0	0,0	131130,6
	НИЭ	10626,4	11504,2	12742,7	4021,4	185,3	0,0	0,0	39080,0
ОЭС Урала		**107394,2**	**52939,1**	**17212,1**	**7023,5**	**370,6**	**0,0**	**0,0**	**184939,4**
	АЭС	13512,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13512,6
	ТЭС	87697,4	46501,5	9009,3	0,0	0,0	0,0	0,0	143208,2
	НИЭ	6184,1	6437,6	8202,8	7023,5	370,6	0,0	0,0	28218,5
ОЭС Сибири		**9823,3**	**2741,9**	**8253,4**	**6696,5**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**27515,1**
	ГЭС и МГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	ТЭС	8613,2	663,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9276,8

	НИЭ	1210,1	2078,3	8253,4	6696,5	0,0	0,0	0,0	18238,4
ОЭС Востока		**26435,6**	**14432,9**	**9466,7**	**18546,1**	**47198,6**	**20265,8**	**0,0**	**136345,7**
	ГЭС и МГЭС	10503,4	10459,3	4878,5	0,0	0,0	0,0	0,0	25841,3
	ТЭС	15932,2	3973,5	4588,3	18546,1	47198,6	20265,8	0,0	110504,5
ИТОГО по РФ		**338420,5**	**264882,7**	**197824,0**	**102762,0**	**63710,8**	**20265,8**	**0,0**	**987865,8**
	АЭС	**91657,5**	**79034,7**	**59886,5**	**33449,3**	**15400,4**	**0,0**	**0,0**	**279428,3**
	ГЭС и МГЭС	**13561,2**	**11071,4**	**6727,7**	**966,1**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**32326,4**
	ГАЭС	**26012,4**	**20504,7**	**16513,8**	**7584,4**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**70615,2**
	ТЭС	**184319,8**	**126848,5**	**79136,0**	**38517,6**	**47198,6**	**20265,8**	**0,0**	**496286,4**
	НИЭ	**22869,6**	**27423,3**	**35560,2**	**22244,6**	**1111,9**	**0,0**	**0,0**	**109209,5**
Эл.сети 220 кВ и выше		**118579,0**	**160134,7**	**154518,3**	**134892,3**	**121750,5**	**88482,1**	**81897,3**	**860254,3**
Всего по РФ с учетом сетей 220 кВ и выше		**456999,4**	**425017,4**	**352342,3**	**237654,3**	**185461,3**	**108748,0**	**81897,3**	**1848120,1**

Таблица 11.2. Сводные показатели по прогнозным капитальным вложениям в объекты электросетевого хозяйства по классам напряжения 220 кВ и выше по ОЭС и ЕЭС России за 2015 – 2021 годы в прогнозных ценах, млн. руб.

		2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	Итого за 2015 - 2021 годы.
ОЭС Северо-Запада		**8282,6**	**16467,5**	**18802,5**	**10972,3**	**15318,8**	**22663,4**	**17493,1**	**110000,3**
	750 кВ	6171,4	6460,5	8077,8	2827,3	5393,9	0,0	0,0	**28930,9**
	330 кВ	1711,2	9407,0	10121,7	6703,3	8431,0	15446,7	10966,1	**62787,0**
	220 кВ	400,0	600,0	603,0	1441,8	1493,9	7216,8	6527,0	**18282,4**
ОЭС Центра		**36340,2**	**30416,6**	**25348,0**	**23931,7**	**16895,2**	**13434,9**	**16791,8**	**163158,4**
	750 кВ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**0,0**
	500 кВ	2376,1	7803,0	7888,1	6551,8	2382,8	2615,8	5631,7	**35249,2**
	330 кВ	653,1	887,7	178,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**1718,8**
	220 кВ	33311,1	21725,9	17281,9	17379,9	14512,5	10819,1	11160,1	**126190,4**
ОЭС Юга		**19068,8**	**28182,3**	**16139,2**	**10784,0**	**11519,1**	**2618,2**	**2695,2**	**91006,9**
	500 кВ	9658,6	17313,5	8492,1	4941,7	8124,1	459,3	0,0	**48989,3**
	330 кВ	1598,4	2057,5	2731,8	4291,6	716,3	1658,9	2299,1	**15353,6**
	220 кВ	7811,8	8811,3	4915,4	1550,7	2678,7	500,0	396,1	**26664,0**
ЭС Республики Крым и г. Севастополь		**6622,8**	**15085,5**	**5720,0**	**216,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**27644,3**
	330 кВ	1260,0	1260,0	1680,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**4200,0**
	220 кВ	5362,8	13825,5	4040,0	216,0	0,0	0,0	0,0	**23444,3**
ОЭС Средней Волги		**3774,7**	**6683,3**	**5078,4**	**2744,7**	**2690,4**	**1038,0**	**2115,5**	**24125,1**
	500 кВ	500,0	1553,3	0,0	126,0	147,0	151,6	244,1	**2722,1**
	220 кВ	3274,7	5130,0	5078,4	2618,8	2543,3	886,4	1871,4	**21403,0**
ОЭС Урала		**11256,8**	**20081,7**	**28515,8**	**21770,1**	**4746,8**	**1105,7**	**13396,7**	**100873,7**
	500 кВ	1659,2	4313,9	9383,3	3843,1	204,5	0,0	1488,0	**20891,9**
	220 кВ	9597,6	15767,9	19132,6	17927,1	4542,3	1105,7	11908,6	**79981,8**
ОЭС Сибири		**19103,7**	**22804,1**	**33065,3**	**42183,9**	**43531,4**	**25724,1**	**15029,6**	**201442,1**
	500 кВ	3891,7	8635,0	8705,0	12294,9	11078,9	11891,4	9640,6	**66137,4**
	220 кВ	15212,0	14169,0	24360,3	29888,9	32452,5	13832,8	5389,1	**135304,7**
ОЭС Востока		**14129,4**	**20413,7**	**21849,1**	**22289,5**	**27048,8**	**21897,8**	**14375,3**	**142003,6**
	500 кВ	0,0	0,0	0,0	0,0	5881,1	7031,8	0,0	**12913,0**
	220 кВ	14129,4	20413,7	21849,1	22289,5	21167,7	14865,9	14375,3	**129090,6**
ИТОГО		**118579,0**	**160134,7**	**154518,3**	**134892,3**	**121750,5**	**88482,1**	**81897,3**	**860254,3**
	750 кВ	6171,4	6460,5	8077,8	2827,3	5393,9	0,0	0,0	**28930,9**
	500 кВ	18085,6	39618,7	34468,4	27757,4	27818,3	22149,9	17004,5	**186902,8**
	330 кВ	5222,6	13612,2	14711,5	10994,9	9147,3	17105,6	13265,2	**84059,3**
	220 кВ	89099,3	100443,4	97260,6	93312,7	79391,0	49226,6	51627,6	**560361,2**

Вывод:

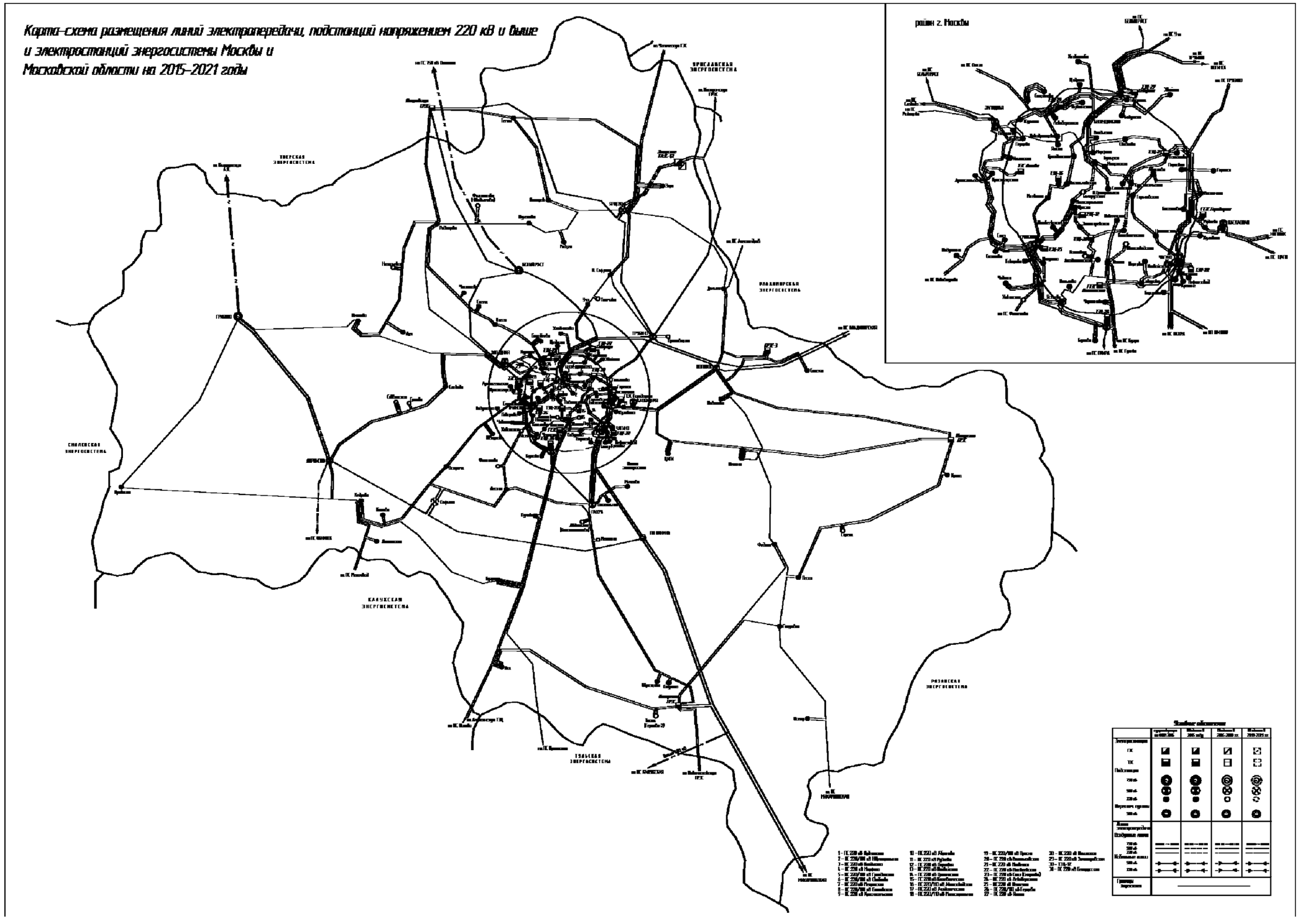
Суммарные капиталовложения в развитие ЕЭС России на период 2015 – 2021 годов прогнозируются в объеме 1 848 120,1 млн. руб., в том числе в части генерирующих мощностей электрических станций –987 865,8 млн. руб., объектов электросетевого хозяйства, номинальный класс напряжения которых составляет 220 кВ и выше –860 254,3 млн. руб.

12. Схема развития ЕЭС России

Схема развития ЕЭС России состоит из следующих карт-схем:

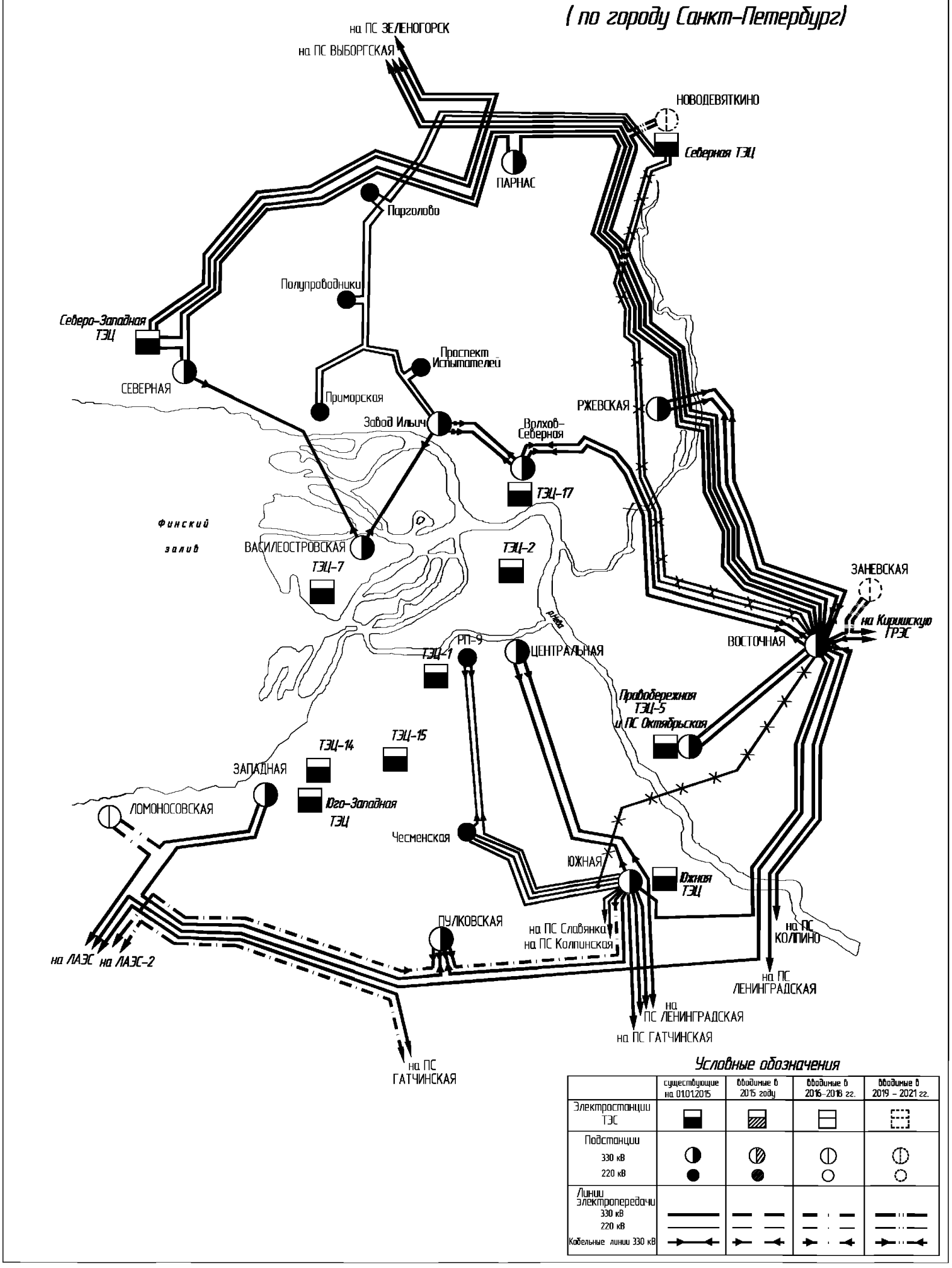
1. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Северо-Запада на 2015 – 2021 годы;
2. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы города Санкт-Петербург и Ленинградской области на 2015 – 2021 годы (по городу Санкт-Петербургу);
3. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы города Санкт-Петербург и Ленинградской области на 2015 – 2021 годы (по Ленинградской области);
4. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Центра на 2015 – 2021 годы;
5. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы города Москва и Московской области на 2015 – 2021 годы;
6. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Средней Волги на 2015 – 2021 годы;
7. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Юга на 2015 – 2021 годы;
8. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций Республики Крым и города Севастополь на 2015 – 2021 годы;
9. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Урала на 2015 – 2021 годы;
10. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Тюменской области на 2015 – 2021 годы;
11. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Ямало-Ненецкого автономного округа на 2015 – 2021 годы;
12. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Ханты-Мансийского автономного округа на 2015 – 2021 годы;
13. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Сибири на 2015 – 2021 годы;
14. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций Восточной Сибири на 2015 – 2021 годы;
15. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Востока на 2015 – 2021 годы.

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Москвы и Московской области на 2015–2021 годы



Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области на 2015-2021 годы

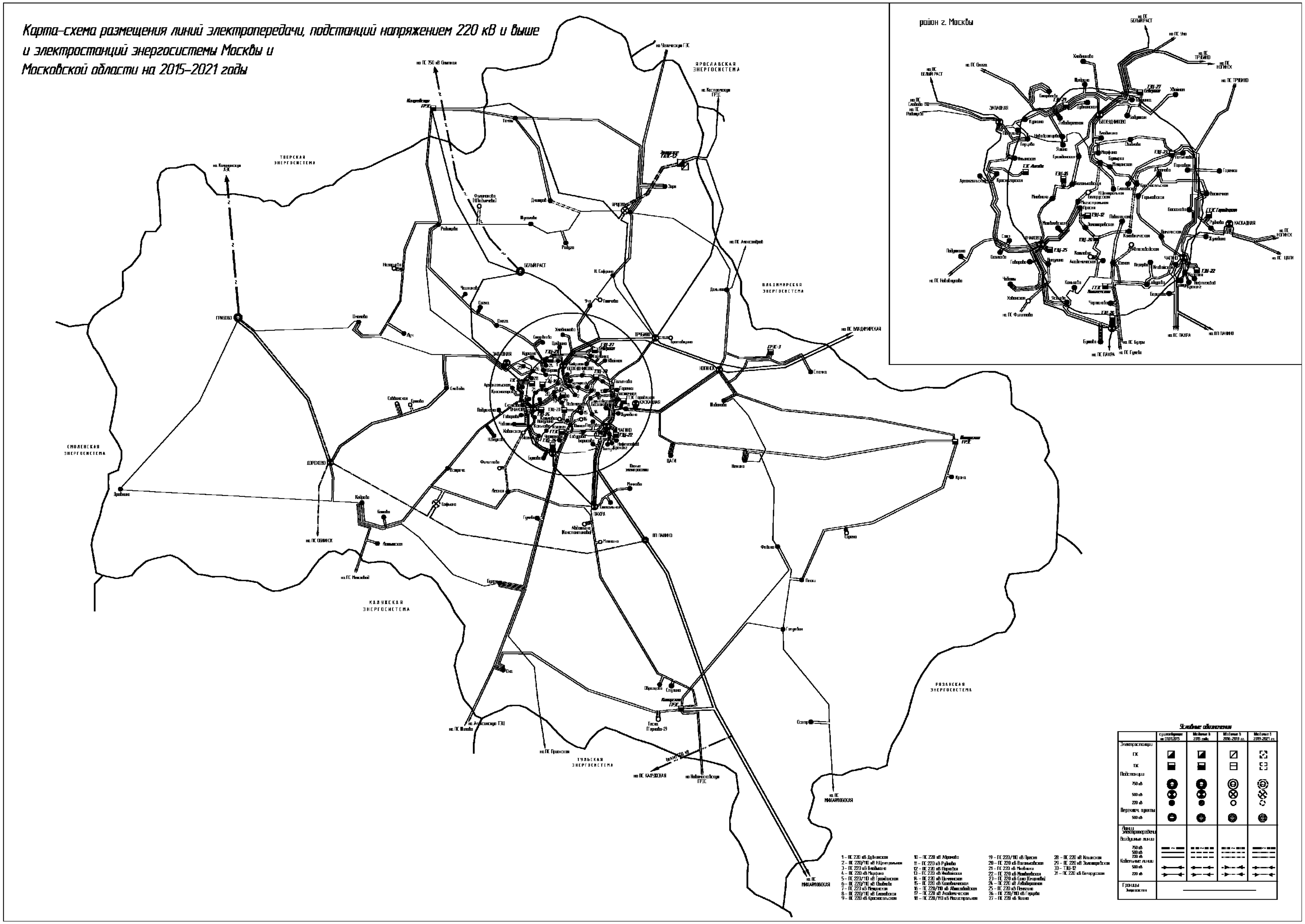
(по городу Санкт-Петербург)



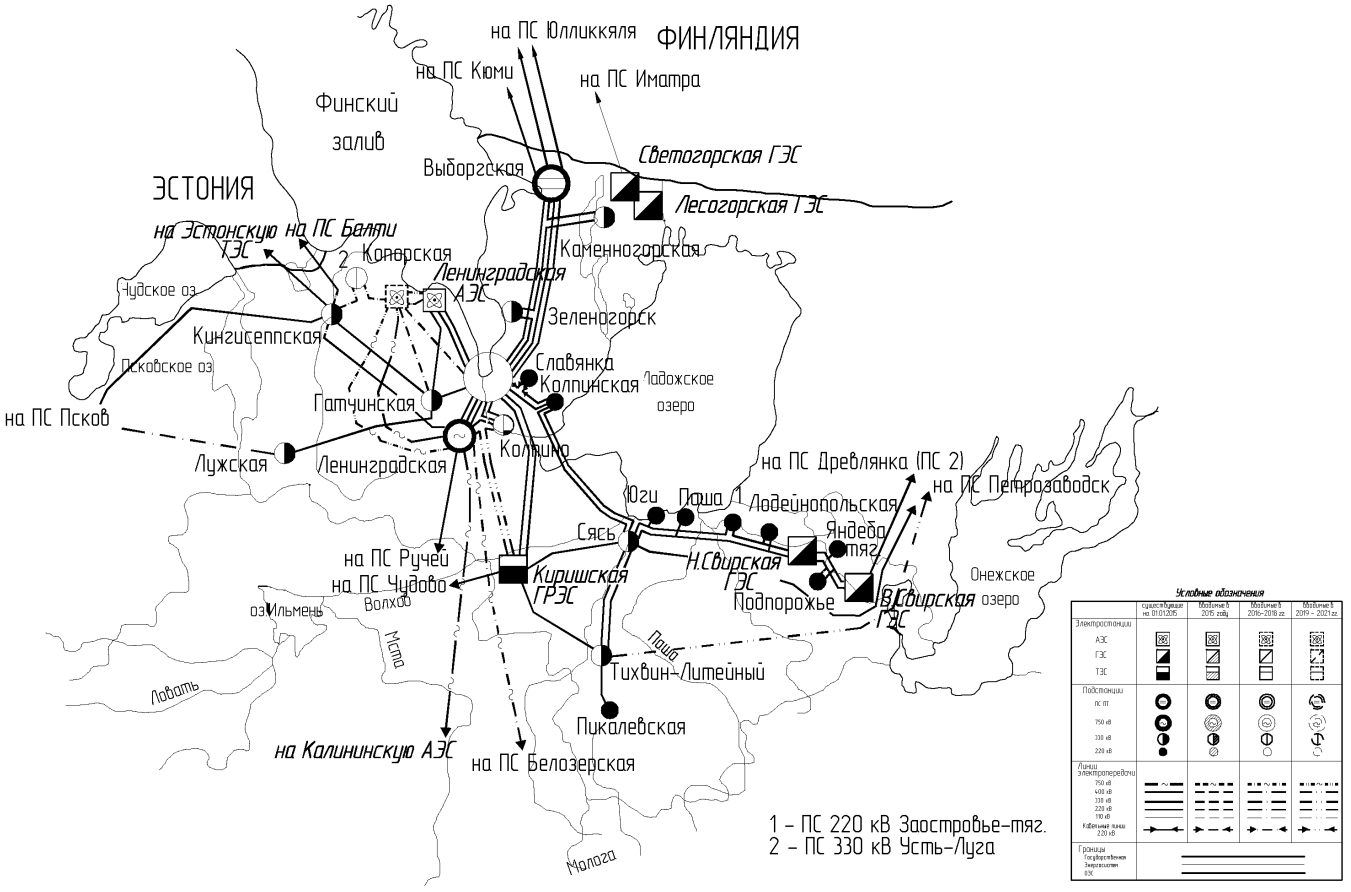
Условные обозначения

	существующие на 01.01.2015	вводимые в 2015 году	вводимые в 2016-2018 гг.	вводимые в 2019 - 2021 гг.
Электростанции ТЭС				
Подстанции 330 кВ				
Подстанции 220 кВ				
Линии электропередачи 330 кВ				
Линии электропередачи 220 кВ				
Кабельные линии 330 кВ				

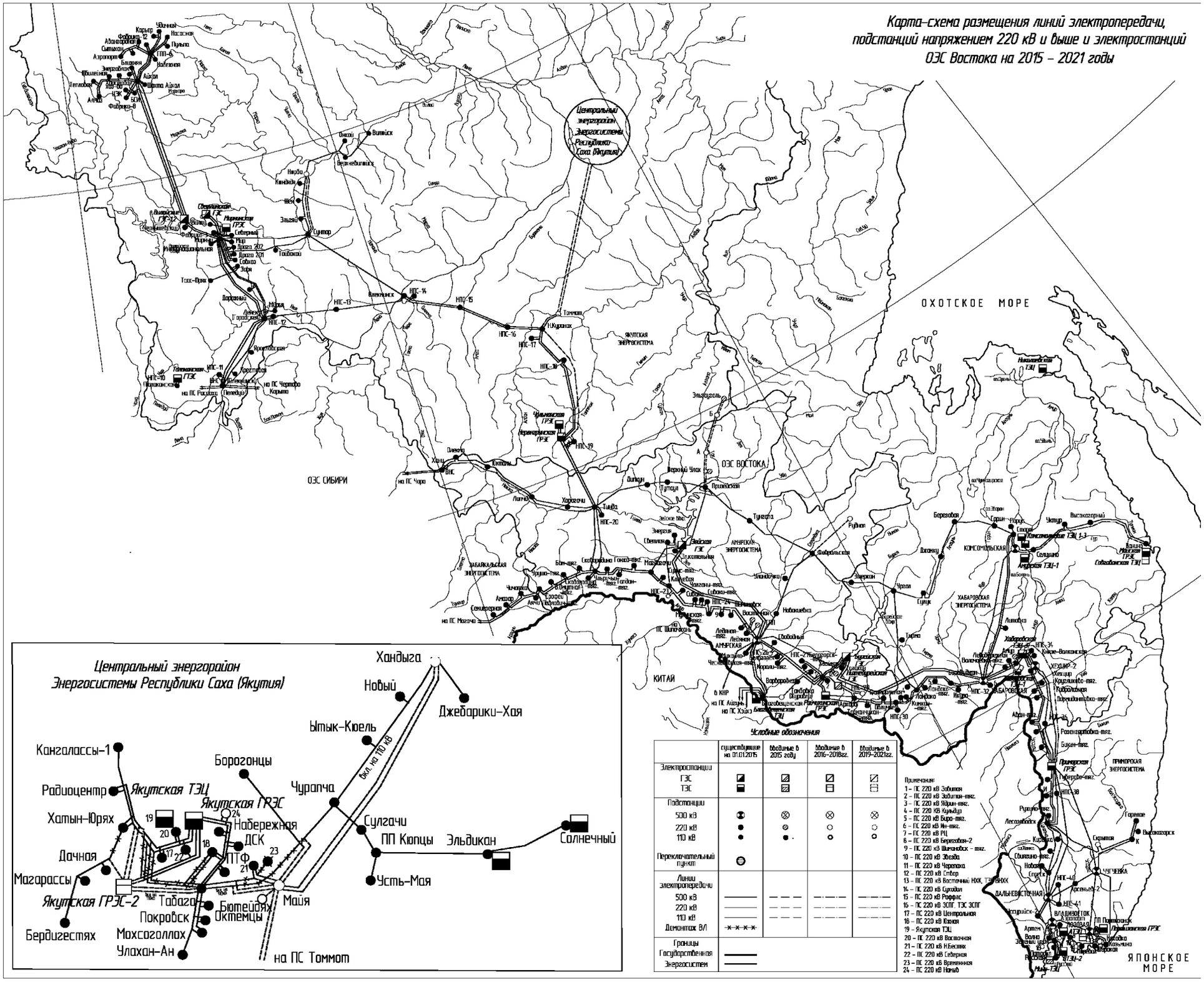
Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Москвы и Московской области на 2015–2021 годы



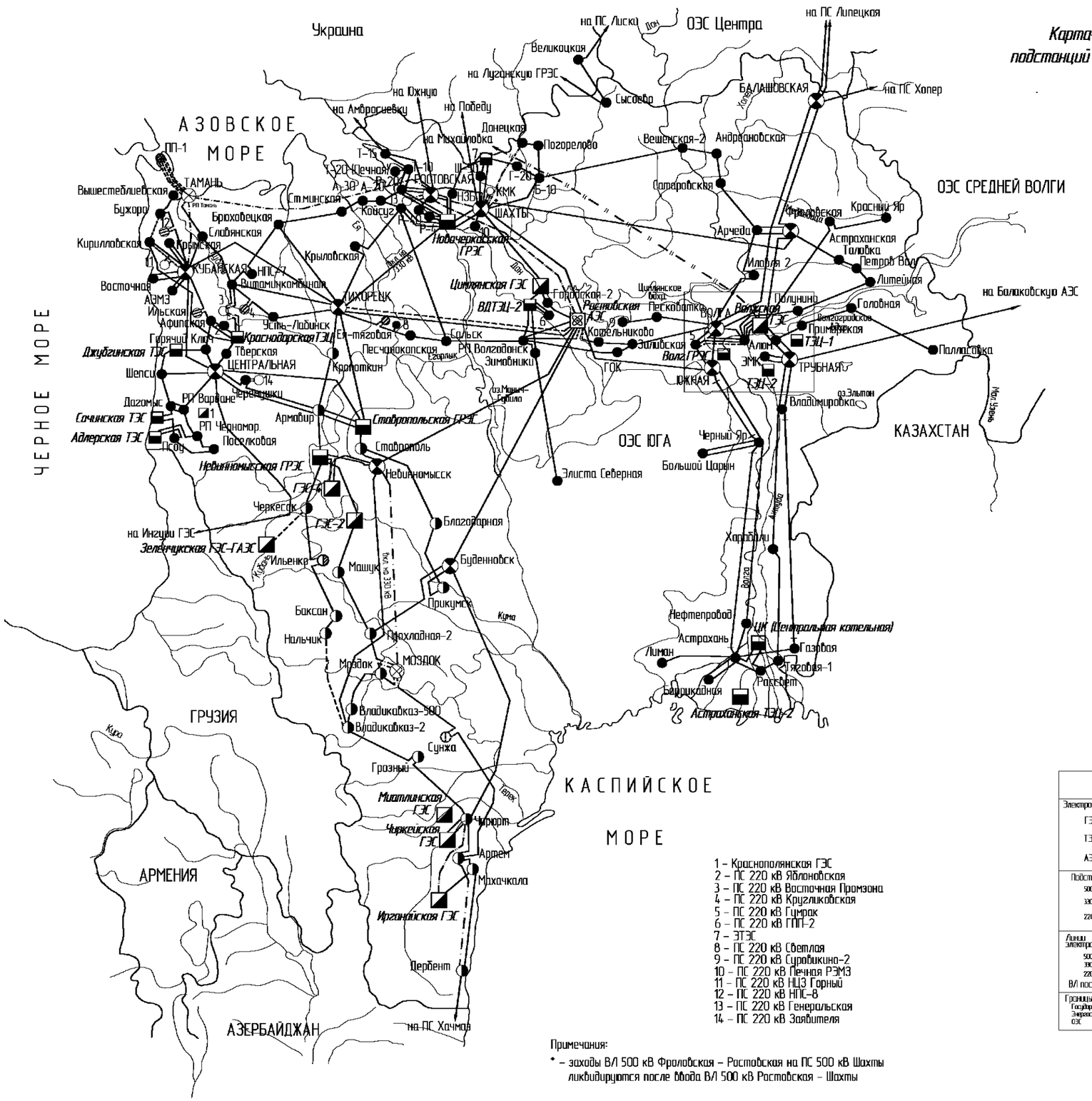
Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций Ленинградской энергосистемы на 2015-2021 годы



Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Востока на 2015 – 2021 годы



Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Юга на 2015–2021 годы



Условные обозначения

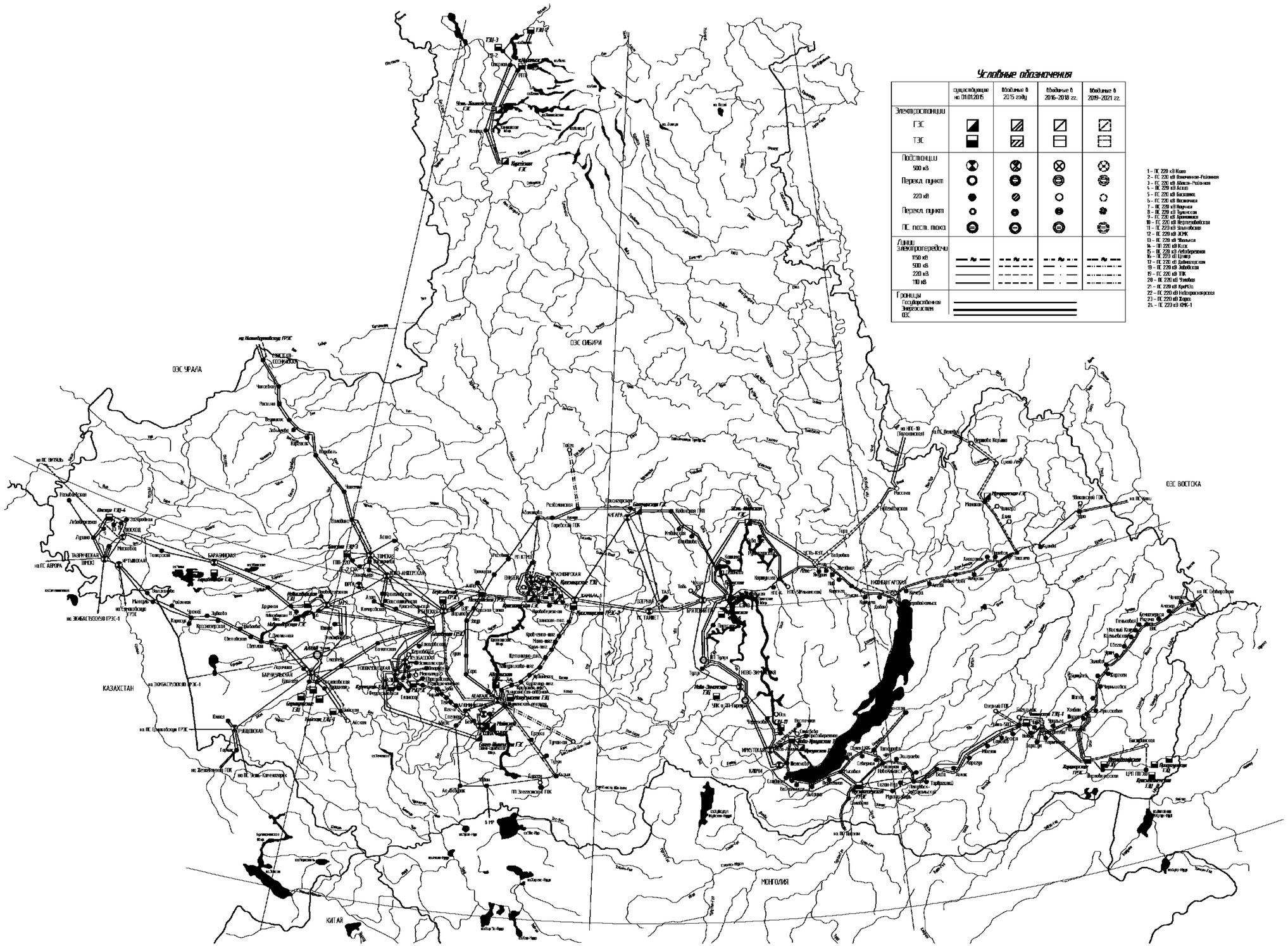
	существующие на 01.01.2015	вводимые в 2015 году	вводимые в 2016–2018 гг.	вводимые в 2019–2021 гг.
Электростанции				
ГЭС				
ТЭС				
АЭС				
Подстанции				
500 кВ				
330 кВ				
220 кВ				
Линии электропередачи				
500 кВ				
330 кВ				
220 кВ				
ВЛ пост. тока				
Границы				
Государственная				
Энергосистем				
ОЭС				

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

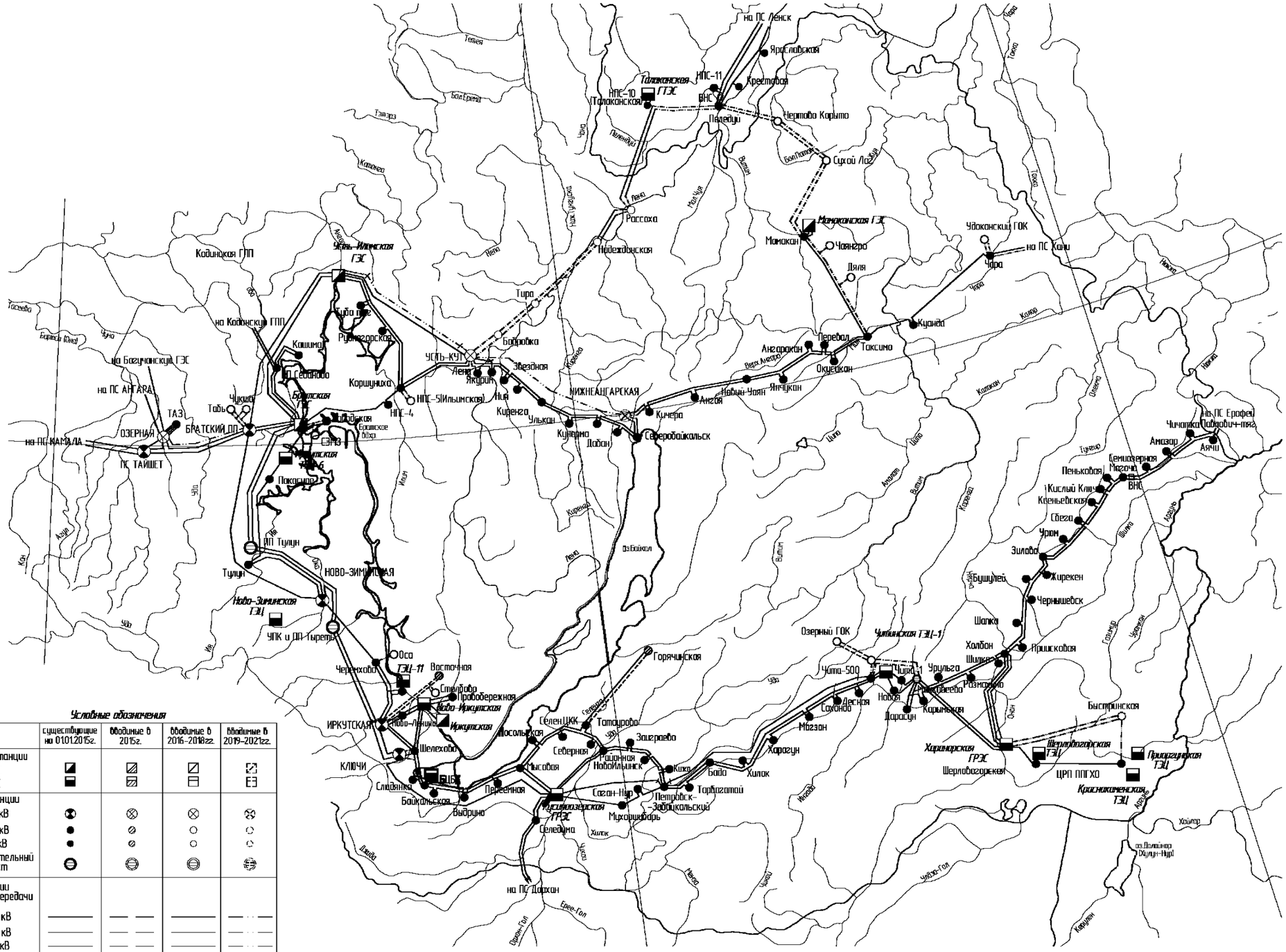
Примечания:

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

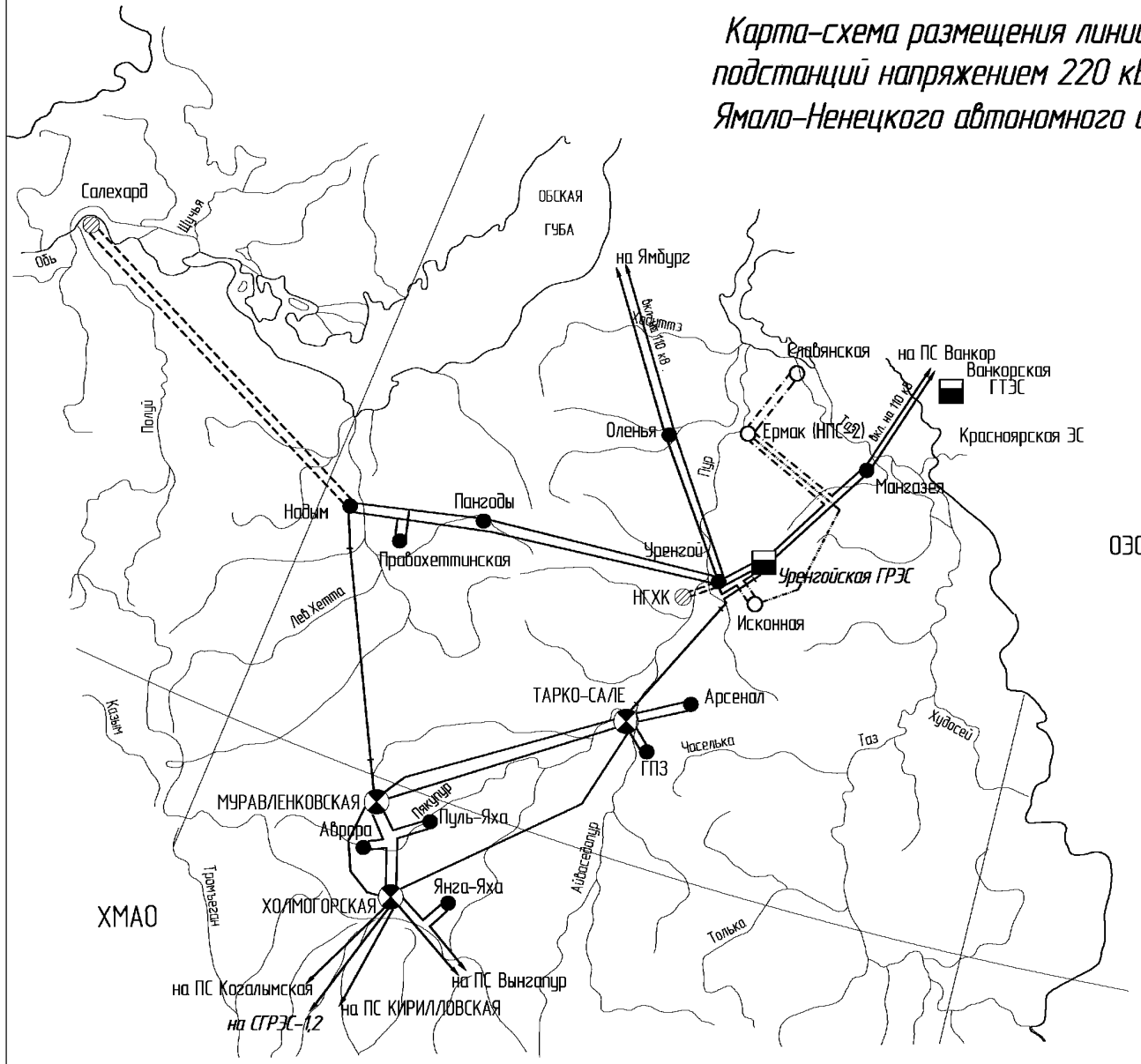
Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Сибири на 2015–2021 годы



Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций Восточной Сибири на 2015–2021 годы



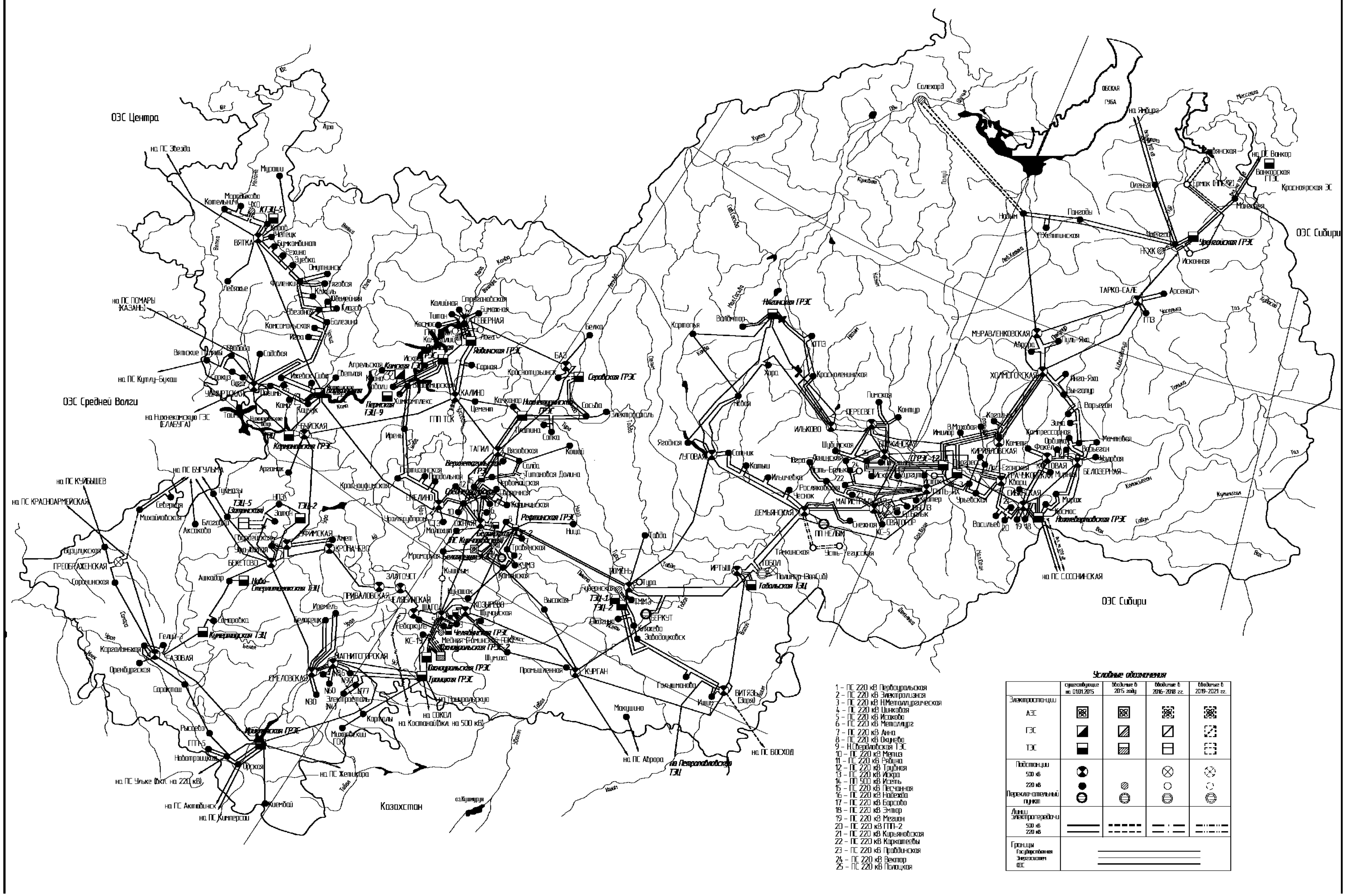
Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций Ямало-Ненецкого автономного округа на 2015-2021 годы



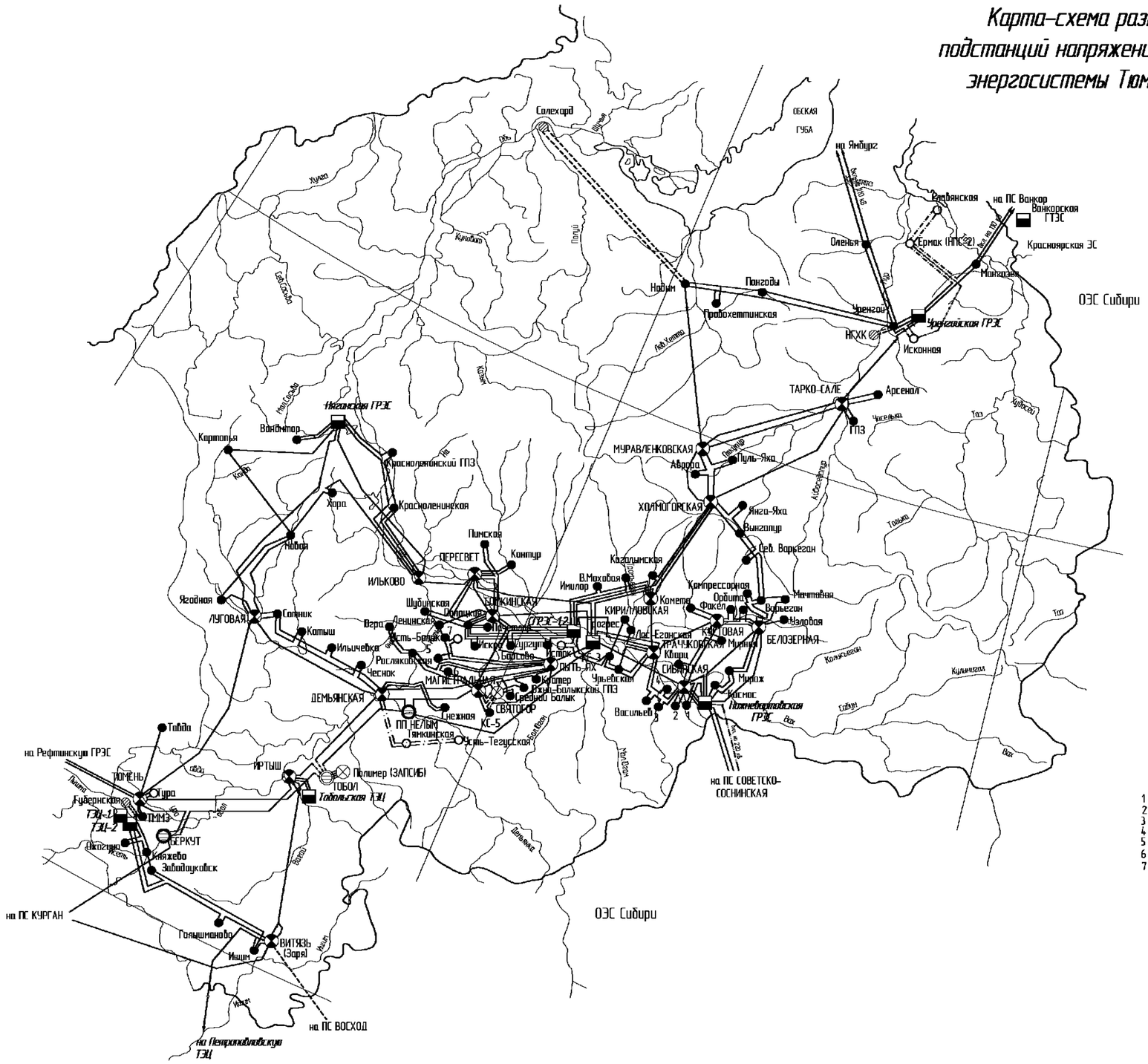
Условные обозначения

	существующие на 01.01.2015 г.	вводимые в 2015 г.	вводимые в 2016-2018 гг.	вводимые в 2019 - 2021 гг.
Электростанции				
АЭС				
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции				
500 кВ				
220 кВ				
Переключательный пункт				
Линии электропередачи				
500 кВ				
220 кВ				
Границы				
Государственная Энергосистем				
ОЭС				

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Урала на 2015-2021 годы



Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Тюменской области на 2015–2021 годы

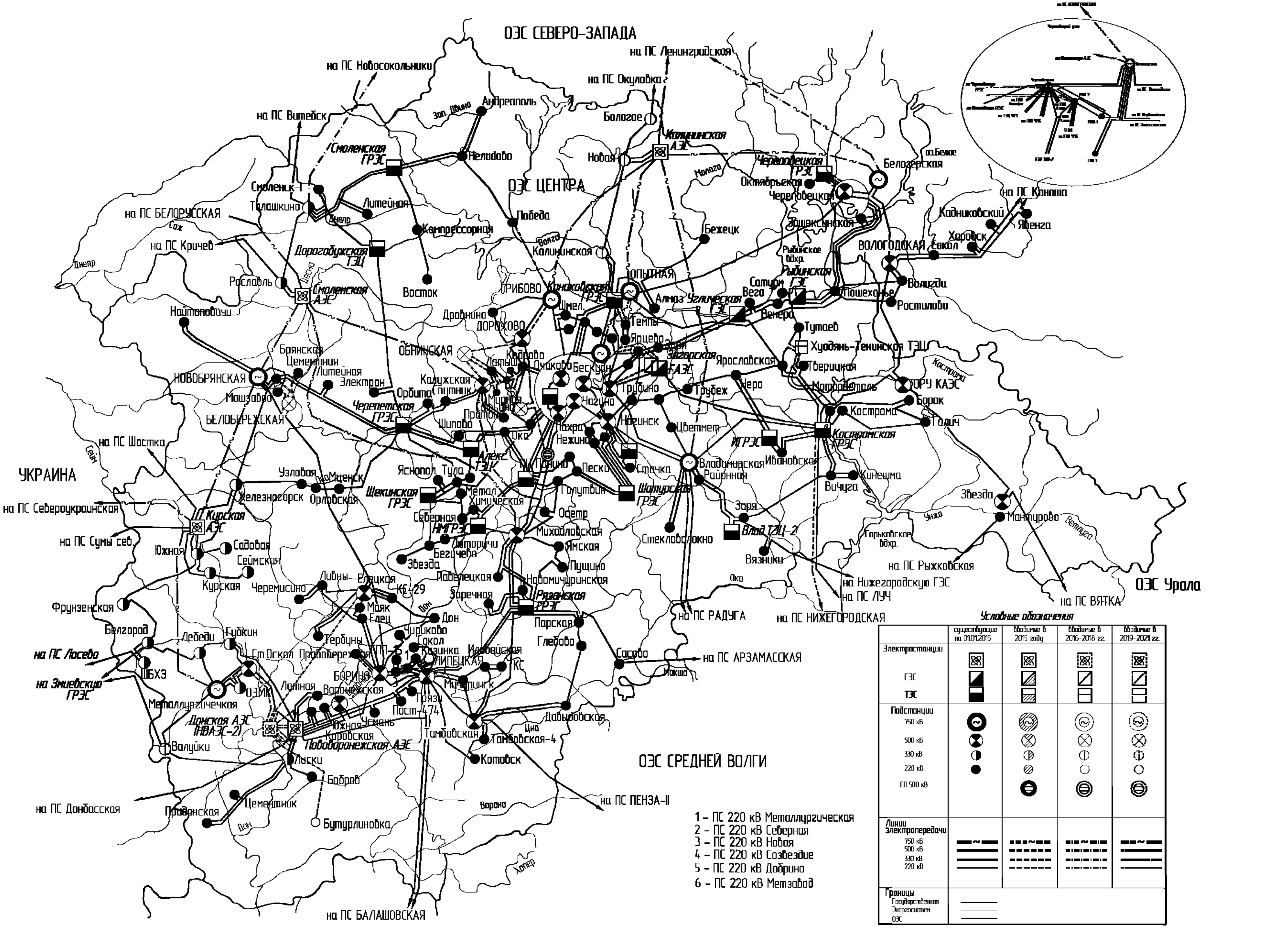


Условные обозначения

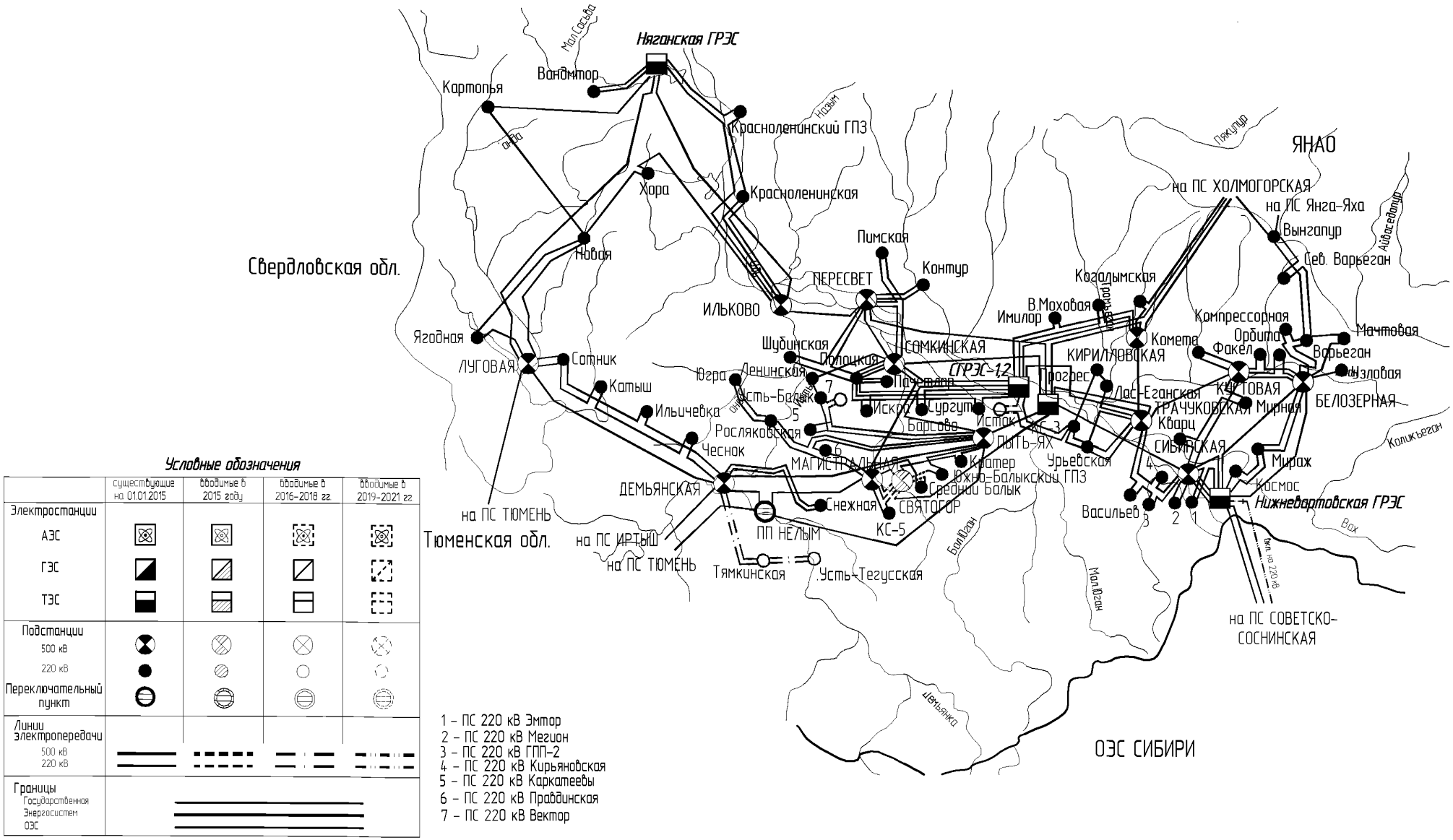
	существующие на 01.01.2015 г.	вводимые в 2015 г.	вводимые в 2016–2018 гг.	вводимые в 2019 – 2021 гг.
Электростанции				
АЭС				
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции				
500 кВ				
220 кВ				
Переключательный пункт				
Линии электропередачи				
500 кВ				
220 кВ				
Границы				
Государственная				
Энергосистем				
ОЭС				

1 – ПС 220 кВ Энтор
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

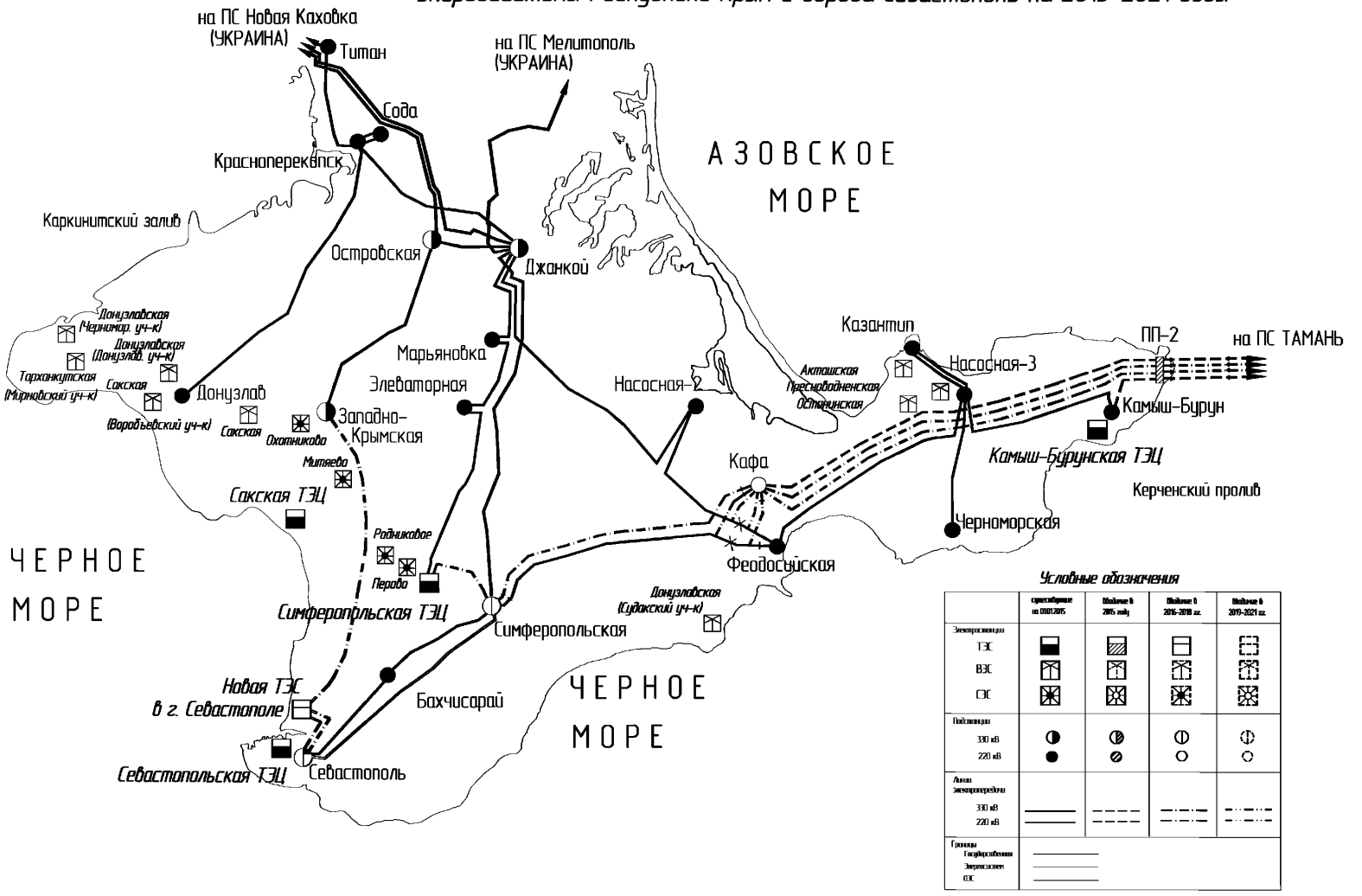
Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Центра на 2015-2021 годы



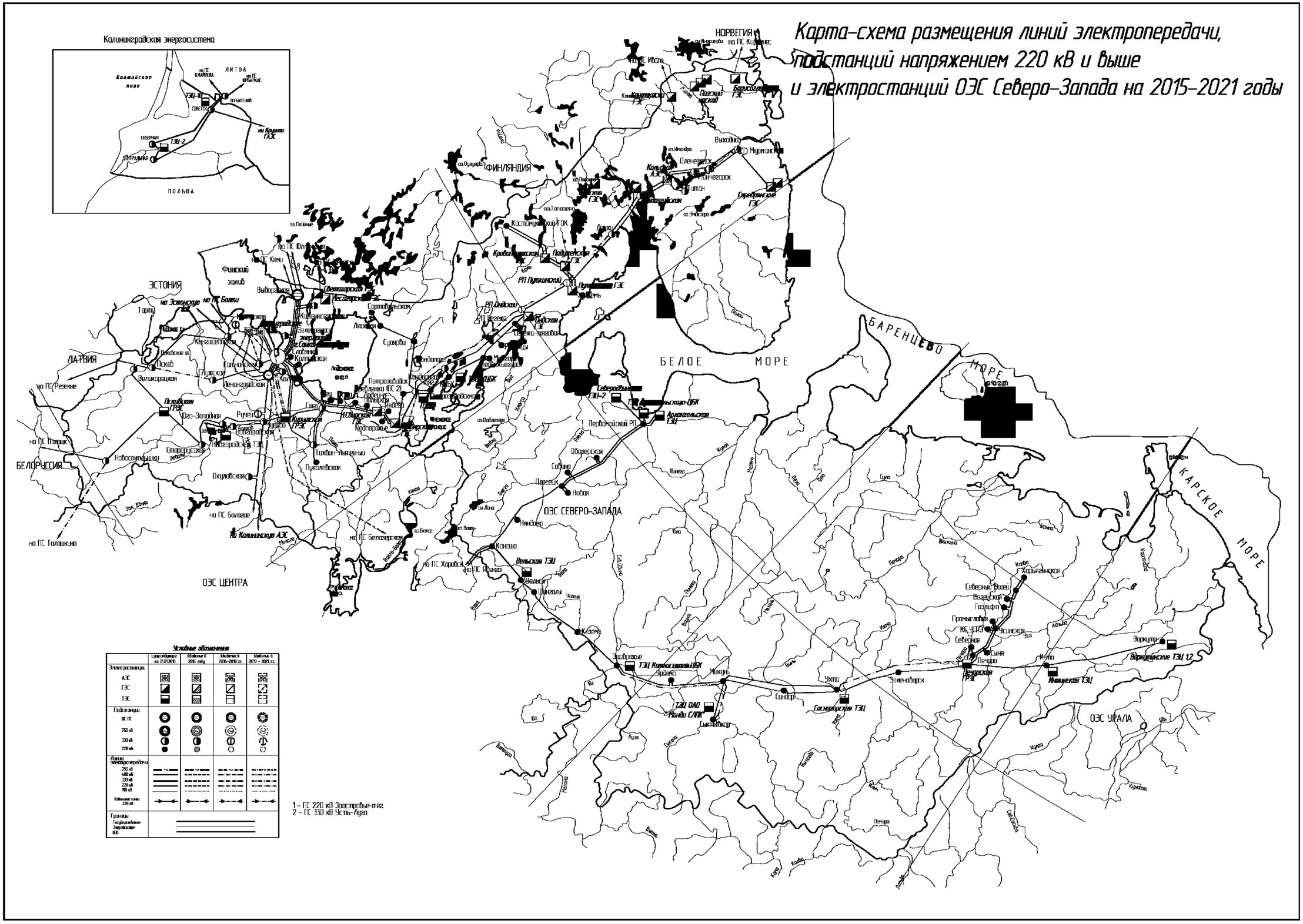
Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Ханты-Мансийского автономного округа на 2015-2021 годы



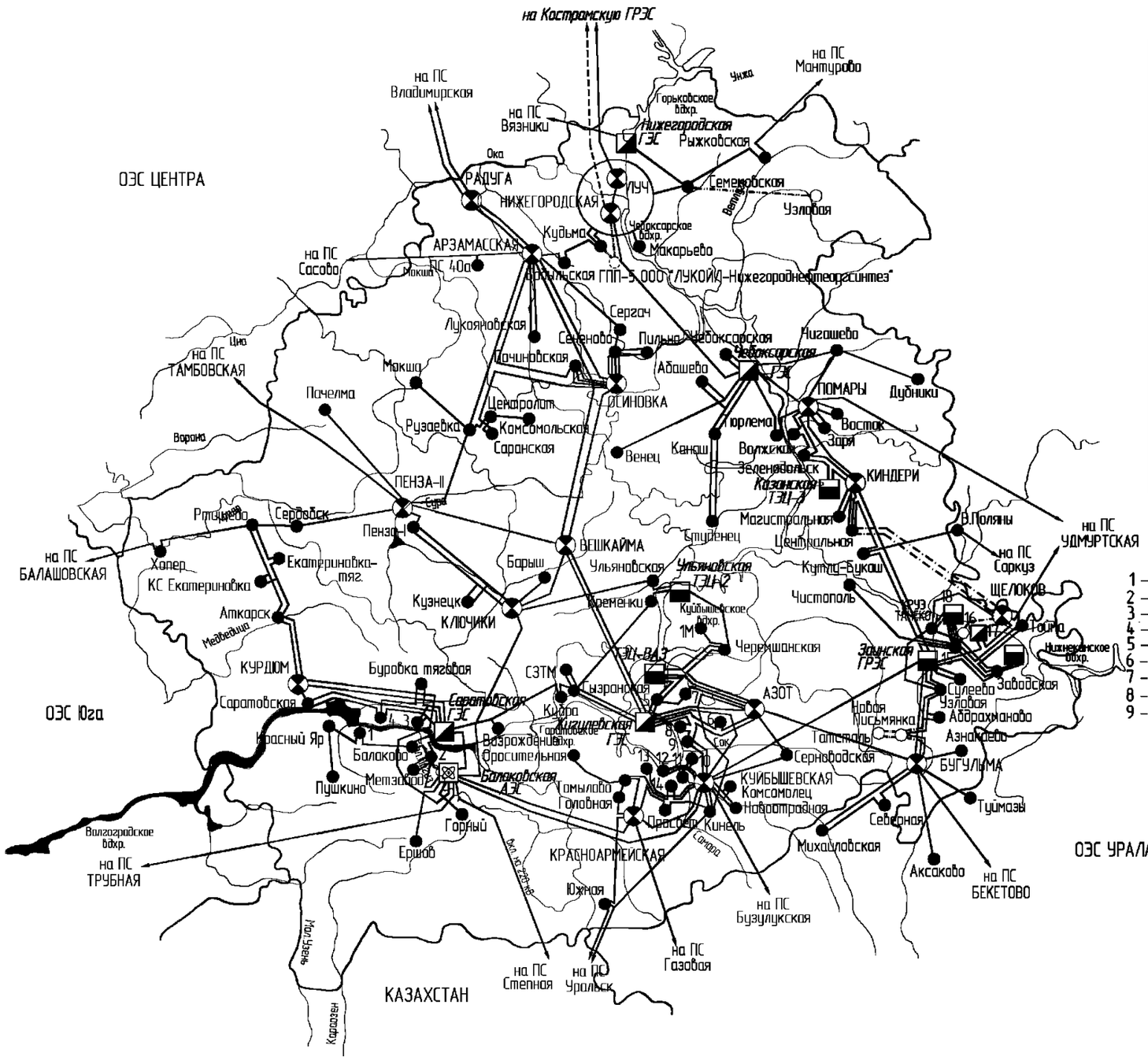
Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Республики Крым и города Севастополь на 2015-2021 годы



Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Северо-Запада на 2015-2021 годы



Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Средней Волги на 2015-2021 годы



Приложение № 1
к Схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015-2021 гг.

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС ЕЭС России на период 2015-2021 годов. Базовый вариант

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

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, %
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	
ОЭС Северо-Запада	**90,770**	**90,321**	**90,789**	**91,175**	**91,666**	**92,047**	**92,495**	**92,910**	
годовой темп прироста, %	*0,53*	*-0,49*	*0,52*	*0,43*	*0,54*	*0,42*	*0,49*	*0,45*	*0,33*
ЭС Архангельской обл.	**7,390**	**7,308**	**7,315**	**7,315**	**7,315**	**7,322**	**7,322**	**7,322**	
годовой темп прироста, %	*-0,98*	*-1,11*	*0,10*	*0,00*	*0,00*	*0,10*	*0,00*	*0,00*	*-0,13*
ЭС Калининградской обл.	**4,415**	**4,375**	**4,419**	**4,450**	**4,495**	**4,522**	**4,563**	**4,600**	
годовой темп прироста, %	*0,07*	*-0,91*	*1,01*	*0,70*	*1,01*	*0,60*	*0,91*	*0,81*	*0,59*
ЭС Респ. Карелия	**7,690**	**7,672**	**7,680**	**7,695**	**7,703**	**7,703**	**7,711**	**7,726**	
годовой темп прироста, %	*0,59*	*-0,23*	*0,10*	*0,20*	*0,10*	*0,00*	*0,10*	*0,19*	*0,07*
ЭС Мурманской обл.	**12,225**	**12,188**	**12,212**	**12,236**	**12,273**	**12,298**	**12,310**	**12,335**	
годовой темп прироста, %	*-0,57*	*-0,30*	*0,20*	*0,20*	*0,30*	*0,20*	*0,10*	*0,20*	*0,13*
ЭС Респ. Коми	**8,953**	**8,897**	**8,906**	**8,906**	**8,924**	**8,960**	**8,969**	**8,969**	
годовой темп прироста, %	*0,61*	*-0,63*	*0,10*	*0,00*	*0,20*	*0,40*	*0,10*	*0,00*	*0,03*
ЭС г.Санкт-Петербург и Ленинградской обл.	**43,854**	**43,593**	**43,942**	**44,206**	**44,560**	**44,827**	**45,186**	**45,502**	
годовой темп прироста, %	*1,55*	*-0,60*	*0,80*	*0,60*	*0,80*	*0,60*	*0,80*	*0,70*	*0,53*
ЭС Новгородской обл.	**4,081**	**4,125**	**4,150**	**4,187**	**4,212**	**4,229**	**4,246**	**4,259**	
годовой темп прироста, %	*-2,13*	*1,08*	*0,61*	*0,89*	*0,60*	*0,40*	*0,40*	*0,31*	*0,61*
ЭС Псковской обл.	**2,162**	**2,163**	**2,165**	**2,180**	**2,184**	**2,186**	**2,188**	**2,197**	
годовой темп прироста, %	*-2,70*	*0,05*	*0,09*	*0,69*	*0,18*	*0,09*	*0,09*	*0,41*	*0,23*

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

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, %
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	
ОЭС Центра	**232,930**	**233,398**	**234,628**	**236,152**	**238,293**	**239,438**	**241,207**	**242,981**	
годовой темп, %	*1,08*	*0,20*	*0,53*	*0,65*	*0,91*	*0,48*	*0,74*	*0,74*	*0,61*
ЭС Белгородской обл.	**14,906**	**15,015**	**15,060**	**15,075**	**15,165**	**15,059**	**15,195**	**15,332**	
годовой темп, %	*0,66*	*0,73*	*0,30*	*0,10*	*0,60*	*-0,70*	*0,90*	*0,90*	*0,40*
ЭС Брянской обл.	**4,509**	**4,527**	**4,536**	**4,541**	**4,546**	**4,587**	**4,619**	**4,651**	
годовой темп, %	*0,45*	*0,40*	*0,20*	*0,11*	*0,11*	*0,90*	*0,70*	*0,69*	*0,44*
ЭС Владимирской обл.	**6,904**	**6,959**	**6,979**	**7,000**	**7,028**	**7,028**	**7,028**	**7,042**	
годовой темп, %	*-1,22*	*0,80*	*0,29*	*0,30*	*0,40*	*0,00*	*0,00*	*0,20*	*0,28*
ЭС Вологодской обл.	**13,532**	**13,533**	**13,574**	**13,601**	**13,615**	**13,629**	**13,643**	**13,684**	
годовой темп, %	*0,81*	*0,01*	*0,30*	*0,20*	*0,10*	*0,10*	*0,10*	*0,30*	*0,16*
ЭС Воронежской обл.	**10,540**	**10,591**	**11,100**	**11,105**	**11,316**	**11,542**	**11,623**	**11,669**	
годовой темп, %	*1,97*	*0,48*	*4,81*	*0,05*	*1,90*	*2,00*	*0,70*	*0,40*	*1,46*
ЭС Ивановской обл.	**3,584**	**3,550**	**3,550**	**3,554**	**3,561**	**3,572**	**3,579**	**3,583**	
годовой темп, %	*-2,37*	*-0,95*	*0,00*	*0,11*	*0,20*	*0,31*	*0,20*	*0,11*	*0,00*
ЭС Калужской обл.	**6,322**	**6,331**	**6,382**	**6,459**	**6,543**	**6,752**	**6,948**	**7,094**	
годовой темп, %	*10,37*	*0,14*	*0,81*	*1,21*	*1,30*	*3,19*	*2,90*	*2,10*	*1,66*
ЭС Костромской обл.	**3,617**	**3,573**	**3,577**	**3,584**	**3,595**	**3,606**	**3,610**	**3,614**	
годовой темп, %	*0,42*	*-1,22*	*0,11*	*0,20*	*0,31*	*0,31*	*0,11*	*0,11*	*-0,01*
ЭС Курской обл.	**8,503**	**8,509**	**8,543**	**8,509**	**8,756**	**8,721**	**8,738**	**8,852**	
годовой темп, %	*5,46*	*0,07*	*0,40*	*-0,40*	*2,90*	*-0,40*	*0,19*	*1,30*	*0,58*

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, %
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	
ЭС Липецкой обл.	**12,105**	**12,227**	**12,227**	**12,251**	**12,300**	**12,337**	**12,374**	**12,386**	
годовой темп, %	*1,41*	*1,01*	*0,00*	*0,20*	*0,40*	*0,30*	*0,30*	*0,10*	*0,33*
ЭС Орловской обл.	**2,798**	**2,810**	**2,810**	**2,810**	**2,813**	**2,821**	**2,832**	**2,843**	
годовой темп, %	*0,21*	*0,43*	*0,00*	*0,00*	*0,11*	*0,28*	*0,39*	*0,39*	*0,23*
ЭС Рязанской обл.	**6,629**	**6,548**	**6,555**	**6,588**	**6,614**	**6,634**	**6,647**	**6,654**	
годовой темп, %	*2,06*	*-1,22*	*0,11*	*0,50*	*0,39*	*0,30*	*0,20*	*0,11*	*0,05*
ЭС Смоленской обл.	**6,304**	**6,328**	**6,153**	**6,230**	**6,380**	**6,265**	**6,284**	**6,410**	
годовой темп, %	*0,99*	*0,38*	*-2,77*	*1,25*	*2,41*	*-1,80*	*0,30*	*2,01*	*0,24*
ЭС Тамбовской обл.	**3,430**	**3,420**	**3,420**	**3,420**	**3,423**	**3,423**	**3,423**	**3,423**	
годовой темп, %	*-0,84*	*-0,29*	*0,00*	*0,00*	*0,09*	*0,00*	*0,00*	*0,00*	*-0,03*
ЭС Тверской обл.	**8,209**	**8,378**	**8,152**	**8,323**	**8,448**	**8,355**	**8,347**	**8,414**	
годовой темп, %	*-0,50*	*2,06*	*-2,70*	*2,10*	*1,50*	*-1,10*	*-0,10*	*0,80*	*0,35*
ЭС Тульской обл.	**9,869**	**9,780**	**9,780**	**9,790**	**9,819**	**9,878**	**9,977**	**10,067**	
годовой темп, %	*-0,14*	*-0,90*	*0,00*	*0,10*	*0,30*	*0,60*	*1,00*	*0,90*	*0,28*
ЭС Ярославской обл.	**7,972**	**8,122**	**8,130**	**8,171**	**8,179**	**8,187**	**8,228**	**8,286**	
годовой темп, %	*-2,46*	*1,88*	*0,10*	*0,50*	*0,10*	*0,10*	*0,50*	*0,70*	*0,55*
ЭС г. Москвы и Московской обл.	**103,197**	**103,197**	**104,100**	**105,141**	**106,192**	**107,042**	**108,112**	**108,977**	
годовой темп, %	*1,08*	*0,00*	*0,88*	*1,00*	*1,00*	*0,80*	*1,00*	*0,80*	*0,78*

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

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, %
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	
ОЭС Средней Волги	**106,683**	**105,429**	**105,776**	**106,300**	**106,564**	**106,927**	**107,257**	**107,350**	
годовой темп, %	*-1,94*	*-1,18*	*0,33*	*0,50*	*0,25*	*0,34*	*0,31*	*0,09*	*0,09*
ЭС Нижегородской обл.	**20,526**	**20,011**	**20,011**	**20,051**	**20,091**	**20,131**	**20,151**	**20,171**	
годовой темп, %	*-6,84*	*-2,51*	*0,00*	*0,20*	*0,20*	*0,20*	*0,10*	*0,10*	*-0,25*
ЭС Самарской обл.	**23,901**	**23,748**	**23,724**	**23,866**	**23,866**	**23,890**	**23,914**	**23,938**	
годовой темп, %	*-1,68*	*-0,64*	*-0,10*	*0,60*	*0,00*	*0,10*	*0,10*	*0,10*	*0,02*
ЭС Республики Марий-Эл	**2,635**	**2,615**	**2,618**	**2,621**	**2,629**	**2,634**	**2,639**	**2,642**	
годовой темп, %	*-17,03*	*-0,76*	*0,11*	*0,11*	*0,31*	*0,19*	*0,19*	*0,11*	*0,04*
ЭС Республики Мордовия	**3,464**	**3,257**	**3,257**	**3,260**	**3,267**	**3,270**	**3,273**	**3,273**	
годовой темп, %	*0,43*	*-5,98*	*0,00*	*0,09*	*0,21*	*0,09*	*0,09*	*0,00*	*-0,81*
ЭС Пензенской обл.	**4,973**	**4,973**	**4,983**	**5,008**	**5,013**	**5,013**	**5,013**	**5,013**	
годовой темп, %	*2,39*	*0,00*	*0,20*	*0,50*	*0,10*	*0,00*	*0,00*	*0,00*	*0,11*
ЭС Саратовской обл.	**12,960**	**13,064**	**13,129**	**13,182**	**13,287**	**13,446**	**13,459**	**13,472**	
годовой темп, %	*1,08*	*0,80*	*0,50*	*0,40*	*0,80*	*1,20*	*0,10*	*0,10*	*0,56*
ЭС Ульяновской обл.	**6,010**	**5,902**	**5,920**	**5,950**	**5,956**	**5,968**	**5,974**	**5,974**	
годовой темп, %	*-1,85*	*-1,80*	*0,30*	*0,51*	*0,10*	*0,20*	*0,10*	*0,00*	*-0,09*
ЭС Республики Чувашия	**5,094**	**4,900**	**4,851**	**4,861**	**4,871**	**4,881**	**4,891**	**4,896**	
годовой темп, %	*-3,17*	*-3,81*	*-1,00*	*0,21*	*0,21*	*0,21*	*0,20*	*0,10*	*-0,56*
ЭС Республики Татарстан	**27,120**	**26,959**	**27,283**	**27,501**	**27,584**	**27,694**	**27,943**	**27,971**	
годовой темп, %	*1,34*	*-0,59*	*1,20*	*0,80*	*0,30*	*0,40*	*0,90*	*0,10*	*0,44*

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

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, %
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	
ОЭС Юга*	**86,938**	**87,826**	**91,315**	**95,053**	**98,336**	**99,561**	**100,440**	**101,162**	
годовой темп, %	*1,58*	*1,02*	*3,97*	*4,09*	*3,45*	*1,25*	*0,88*	*0,72*	*2,19*
ЭС Астраханской обл.	**4,376**	**4,393**	**4,433**	**4,451**	**4,478**	**4,496**	**4,500**	**4,505**	
годовой темп, %	*3,84*	*0,39*	*0,91*	*0,41*	*0,61*	*0,40*	*0,09*	*0,11*	*0,42*
ЭС Волгоградской обл.	**15,786**	**15,070**	**15,236**	**15,419**	**15,589**	**15,807**	**15,870**	**15,886**	
годовой темп, %	*-9,95*	*-4,54*	*1,10*	*1,20*	*1,10*	*1,40*	*0,40*	*0,10*	*0,09*
ЭС Чеченской Республики	**2,540**	**2,593**	**2,634**	**2,674**	**2,776**	**2,829**	**2,857**	**2,886**	
годовой темп, %	*6,77*	*2,09*	*1,58*	*1,52*	*3,81*	*1,91*	*0,99*	*1,02*	*1,84*
ЭС Республики Дагестан	**5,860**	**6,174**	**6,248**	**6,310**	**6,367**	**6,463**	**6,521**	**6,541**	
годовой темп, %	*7,05*	*5,36*	*1,20*	*0,99*	*0,90*	*1,51*	*0,90*	*0,31*	*1,58*
ЭС Каб-Балкарской Респ.	**1,604**	**1,634**	**1,644**	**1,651**	**1,656**	**1,661**	**1,668**	**1,675**	
годовой темп, %	*2,82*	*1,87*	*0,61*	*0,43*	*0,30*	*0,30*	*0,42*	*0,42*	*0,62*
ЭС Республики Калмыкия	**0,500**	**0,510**	**0,523**	**0,536**	**0,555**	**0,582**	**0,598**	**0,608**	
годовой темп, %	*5,04*	*2,00*	*2,55*	*2,49*	*3,54*	*4,86*	*2,75*	*1,67*	*2,83*
ЭС Краснодарского края и Респ.Адыгея	**24,750**	**25,300**	**25,806**	**26,116**	**26,456**	**26,694**	**26,908**	**27,150**	
годовой темп, %	*6,29*	*2,22*	*2,00*	*1,20*	*1,30*	*0,90*	*0,80*	*0,90*	*1,33*
ЭС Ростовской обл.	**17,850**	**18,172**	**18,535**	**18,554**	**18,665**	**18,908**	**19,059**	**19,135**	
годовой темп, %	*3,50*	*1,80*	*2,00*	*0,10*	*0,60*	*1,30*	*0,80*	*0,40*	*1,00*
ЭС Республики Сев.Осетия	**2,138**	**2,170**	**2,226**	**2,275**	**2,327**	**2,401**	**2,459**	**2,486**	
годовой темп, %	*4,39*	*1,50*	*2,58*	*2,20*	*2,29*	*3,18*	*2,42*	*1,10*	*2,18*

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, %
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	
ЭС Кар-Черкесской Респ.	**1,276**	**1,274**	**1,354**	**1,357**	**1,360**	**1,363**	**1,366**	**1,367**	
годовой темп, %	*-0,31*	*-0,16*	*6,28*	*0,22*	*0,22*	*0,22*	*0,22*	*0,07*	*0,99*
ЭС Ставропольского края	**9,603**	**9,860**	**9,949**	**10,009**	**10,049**	**10,069**	**10,119**	**10,200**	
годовой темп, %	*1,46*	*2,68*	*0,90*	*0,60*	*0,40*	*0,20*	*0,50*	*0,80*	*0,87*
ЭС Республики Ингушетия	**0,655**	**0,676**	**0,687**	**0,701**	**0,714**	**0,735**	**0,753**	**0,767**	
годовой темп, %	*4,63*	*3,21*	*1,63*	*2,04*	*1,85*	*2,94*	*2,45*	*1,86*	*2,28*
ЭС Республики Крым и г. Севастополя	**0,000**	**0,000**	**2,040**	**5,000**	**7,344**	**7,553**	**7,762**	**7,956**	
годовой темп, %	*0,00*	*0,00*	*0,00*	*0,00*	*46,88*	*2,85*	*2,77*	*2,50*	*31,28***

*ОЭС Юга с учетом присоединения энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя с 2016 г.;
**среднегодовой темп прироста за 2017-2021 гг., %.

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

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, %
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	
ОЭС Урала	**260,670**	**259,116**	**260,278**	**261,307**	**262,837**	**264,061**	**265,337**	**266,371**	
годовой темп, %	*1,12*	*-0,60*	*0,45*	*0,40*	*0,59*	*0,47*	*0,48*	*0,39*	*0,31*
ЭС Республики Башкортостан	**26,368**	**26,398**	**26,530**	**26,689**	**26,822**	**26,983**	**27,091**	**27,254**	
годовой темп, %	*2,56*	*0,11*	*0,50*	*0,60*	*0,50*	*0,60*	*0,40*	*0,60*	*0,47*
ЭС Кировской обл.	**7,508**	**7,366**	**7,366**	**7,373**	**7,380**	**7,387**	**7,402**	**7,417**	
годовой темп, %	*1,43*	*-1,89*	*0,00*	*0,10*	*0,09*	*0,09*	*0,20*	*0,20*	*-0,17*
ЭС Курганской обл.	**4,601**	**4,485**	**4,489**	**4,493**	**4,502**	**4,511**	**4,511**	**4,516**	
годовой темп, %	*1,84*	*-2,52*	*0,09*	*0,09*	*0,20*	*0,20*	*0,00*	*0,11*	*-0,27*
ЭС Оренбургской обл.	**15,625**	**15,702**	**15,702**	**15,733**	**15,764**	**15,796**	**15,812**	**15,828**	
годовой темп, %	*0,28*	*0,49*	*0,00*	*0,20*	*0,20*	*0,20*	*0,10*	*0,10*	*0,18*
ЭС Пермского края	**23,561**	**23,374**	**23,561**	**23,820**	**24,130**	**24,178**	**24,251**	**24,324**	
годовой темп, %	*0,36*	*-0,79*	*0,80*	*1,10*	*1,30*	*0,20*	*0,30*	*0,30*	*0,46*
ЭС Свердловской обл.	**43,819**	**43,038**	**43,038**	**43,081**	**43,210**	**43,296**	**43,339**	**43,426**	
годовой темп, %	*-2,12*	*-1,78*	*0,00*	*0,10*	*0,30*	*0,20*	*0,10*	*0,20*	*-0,13*
ЭС Удмуртской Респ.	**9,518**	**9,431**	**9,450**	**9,469**	**9,478**	**9,487**	**9,496**	**9,515**	
годовой темп, %	*1,29*	*-0,91*	*0,20*	*0,20*	*0,10*	*0,09*	*0,09*	*0,20*	*0,00*
ЭС Челябинской обл.	**36,141**	**35,782**	**35,854**	**35,890**	**36,034**	**36,142**	**36,287**	**36,360**	
годовой темп, %	*1,07*	*-0,99*	*0,20*	*0,10*	*0,40*	*0,30*	*0,40*	*0,20*	*0,09*
ЭС Тюменской обл.	**93,529**	**93,540**	**94,288**	**94,759**	**95,517**	**96,281**	**97,148**	**97,731**	
годовой темп, %	*2,58*	*0,01*	*0,80*	*0,50*	*0,80*	*0,80*	*0,90*	*0,60*	*0,63*

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

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, %
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	
ОЭС Сибири*	**204,065**	**204,751**	**207,431**	**209,001**	**210,809**	**212,959**	**213,793**	**214,690**	
годовой темп, %	*-0,61*	*0,34*	*1,31*	*0,76*	*0,87*	*1,02*	*0,39*	*0,42*	*0,73*
ЭС Алтайского кр.	**10,935**	**10,765**	**10,808**	**10,808**	**10,819**	**10,830**	**10,862**	**10,884**	
годовой темп, %	*0,87*	*-1,55*	*0,40*	*0,00*	*0,10*	*0,10*	*0,30*	*0,20*	*-0,07*
ЭС Республики Бурятия	**5,409**	**5,411**	**5,438**	**5,438**	**5,449**	**5,454**	**5,459**	**5,470**	
годовой темп, %	*-1,37*	*0,04*	*0,50*	*0,00*	*0,20*	*0,09*	*0,09*	*0,20*	*0,16*
ЭС Иркутской обл.	**52,820**	**52,621**	**52,831**	**53,042**	**53,944**	**55,778**	**56,336**	**56,843**	
годовой темп, %	*-1,11*	*-0,38*	*0,40*	*0,40*	*1,70*	*3,40*	*1,00*	*0,90*	*1,05*
ЭС Красноярского кр.	**41,942**	**43,710**	**45,814**	**46,914**	**47,571**	**47,619**	**47,667**	**47,858**	
годовой темп, %	*-0,47*	*4,22*	*4,81*	*2,40*	*1,40*	*0,10*	*0,10*	*0,40*	*1,90*
ЭС Республики Тыва	**0,730**	**0,774**	**0,822**	**0,924**	**1,066**	**1,194**	**1,225**	**1,246**	
годовой темп, %	*2,96*	*6,03*	*6,20*	*12,41*	*15,37*	*12,01*	*2,60*	*1,71*	*7,94*
ЭС Новосибирской обл.	**15,786**	**15,770**	**15,896**	**15,944**	**15,976**	**15,992**	**16,008**	**16,008**	
годовой темп, %	*2,88*	*-0,10*	*0,80*	*0,30*	*0,20*	*0,10*	*0,10*	*0,00*	*0,20*
ЭС Омской обл.	**10,992**	**10,866**	**10,899**	**10,921**	**10,976**	**11,020**	**11,053**	**11,075**	
годовой темп, %	*0,96*	*-1,15*	*0,30*	*0,20*	*0,50*	*0,40*	*0,30*	*0,20*	*0,11*
ЭС Томской обл.	**8,924**	**8,682**	**8,708**	**8,708**	**8,708**	**8,717**	**8,717**	**8,734**	
годовой темп, %	*0,27*	*-2,71*	*0,30*	*0,00*	*0,00*	*0,10*	*0,00*	*0,20*	*-0,31*
ЭС Забайкальского кр.	**7,835**	**7,719**	**7,765**	**7,788**	**7,850**	**7,905**	**7,984**	**8,008**	
годовой темп, %	*-1,73*	*-1,48*	*0,60*	*0,30*	*0,80*	*0,70*	*1,00*	*0,30*	*0,31*
ЭС Республики Хакасия	**16,509**	**16,633**	**16,650**	**16,650**	**16,650**	**16,650**	**16,650**	**16,700**	
годовой темп, %	*-0,10*	*0,75*	*0,10*	*0,00*	*0,00*	*0,00*	*0,00*	*0,30*	*0,16*
ЭС Кемеровской обл.	**32,183**	**31,800**	**31,800**	**31,864**	**31,800**	**31,800**	**31,832**	**31,864**	
годовой темп, %	*-2,77*	*-1,19*	*0,00*	*0,20*	*-0,20*	*0,00*	*0,10*	*0,10*	*-0,14*

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

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

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, %
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	
ЭС Амурской обл.	**7,984**	**7,934**	**7,966**	**8,046**	**8,118**	**8,175**	**8,240**	**8,306**	
годовой темп, %	*0,06*	*-0,63*	*0,40*	*1,00*	*0,89*	*0,70*	*0,80*	*0,80*	*0,57*
ЭС Приморского кр.	**12,545**	**12,730**	**12,743**	**12,968**	**13,362**	**13,782**	**13,862**	**15,709**	
годовой темп, %	*-0,25*	*1,47*	*0,10*	*1,77*	*3,04*	*3,14*	*0,58*	*13,32*	*3,27*
ЭС Хабаровского кр.	**9,606**	**9,710**	**9,720**	**9,739**	**9,758**	**9,924**	**10,003**	**10,083**	
годовой темп, %	*2,77*	*1,08*	*0,10*	*0,20*	*0,20*	*1,70*	*0,80*	*0,80*	*0,69*
Южный, Центральный и Западный энергорайоны Республики Якутия*	**1,667**	**1,678**	**4,317**	**7,438**	**7,676**	**7,822**	**7,916**	**7,956**	
годовой темп прироста, %	*-2,23*	*0,66*	*157,27*	*72,30*	*3,20*	*1,90*	*1,20*	*0,51*	*25,02*
Западный ЭР	**0,000**	**0,000**	**1,786**	**3,917**	**4,073**	**4,102**	**4,102**	**4,102**	
годовой темп, %				*119,32*	*3,98*	*0,71*	*0,00*	*0,00*	*18,09***
Центральный ЭР	**0,000**	**0,000**	**0,834**	**1,794**	**1,835**	**1,848**	**1,848**	**1,848**	
годовой темп, %				*115,11*	*2,29*	*0,71*	*0,00*	*0,00*	*17,25***
Южный ЭР	**1,667**	**1,678**	**1,697**	**1,727**	**1,768**	**1,872**	**1,966**	**2,006**	
годовой темп, %	*-2,23*	*0,66*	*1,13*	*1,77*	*2,37*	*5,88*	*5,02*	*2,03*	*2,68*
ОЭС Востока*	**31,802**	**32,052**	**34,746**	**38,191**	**38,914**	**39,703**	**40,021**	**42,054**	
годовой темп прироста, %	*0,61*	*0,79*	*8,41*	*9,91*	*1,89*	*2,03*	*0,80*	*5,08*	*4,07*

*с учетом присоединения к Южно-Якутскому энергорайону Центрального и Западного энергорайонов Республики Саха (Якутия) с 2016 г.

Приложение № 2
к Схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015-2021 гг.

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС ЕЭС России на период 2015-2021 годов. Умеренно-оптимистичный вариант

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

	Факт	Умеренно-Оптимистичный вариант							Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, %
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	
ОЭС Северо-Запада	**90,770**	**90,321**	**92,166**	**92,924**	**93,746**	**94,805**	**95,471**	**96,050**	
годовой темп прироста, %	*0,53*	*-0,49*	*2,04*	*0,82*	*0,88*	*1,13*	*0,70*	*0,61*	*0,81*
ЭС Архангельской обл.	**7,390**	**7,308**	**7,473**	**7,482**	**7,493**	**7,502**	**7,512**	**7,522**	
годовой темп прироста, %	*-0,98*	*-1,11*	*2,26*	*0,12*	*0,15*	*0,12*	*0,13*	*0,13*	*0,25*
ЭС Калининградской обл.	**4,415**	**4,375**	**4,516**	**4,557**	**4,750**	**4,847**	**4,933**	**5,009**	
годовой темп прироста, %	*0,07*	*-0,91*	*3,22*	*0,91*	*4,24*	*2,04*	*1,77*	*1,54*	*1,82*
ЭС Респ. Карелия	**7,690**	**7,672**	**7,730**	**7,749**	**7,769**	**7,788**	**7,808**	**7,828**	
годовой темп прироста, %	*0,59*	*-0,23*	*0,76*	*0,25*	*0,26*	*0,24*	*0,26*	*0,26*	*0,25*
ЭС Мурманской обл.	**12,225**	**12,188**	**12,327**	**12,344**	**12,414**	**12,444**	**12,452**	**12,460**	
годовой темп прироста, %	*-0,57*	*-0,30*	*1,14*	*0,14*	*0,57*	*0,24*	*0,06*	*0,06*	*0,27*
ЭС Респ. Коми	**8,953**	**8,897**	**9,044**	**9,100**	**9,227**	**9,355**	**9,416**	**9,448**	
годовой темп прироста, %	*0,61*	*-0,63*	*1,65*	*0,62*	*1,40*	*1,39*	*0,65*	*0,34*	*0,77*
ЭС г.Санкт-Петербург и Ленинградской обл.	**43,854**	**43,593**	**44,656**	**45,139**	**45,515**	**46,261**	**46,710**	**47,112**	
годовой темп прироста, %	*1,55*	*-0,60*	*2,44*	*1,08*	*0,83*	*1,64*	*0,97*	*0,86*	*1,03*
ЭС Новгородской обл.	**4,081**	**4,125**	**4,204**	**4,323**	**4,334**	**4,351**	**4,368**	**4,385**	
годовой темп прироста, %	*-2,13*	*1,08*	*1,92*	*2,83*	*0,25*	*0,39*	*0,39*	*0,39*	*1,03*
ЭС Псковской обл.	**2,162**	**2,163**	**2,216**	**2,230**	**2,244**	**2,257**	**2,272**	**2,286**	
годовой темп прироста, %	*-2,70*	*0,05*	*2,45*	*0,63*	*0,63*	*0,58*	*0,66*	*0,62*	*0,80*

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

	Факт	Умеренно-Оптимистичный вариант							Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, %
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	
ОЭС Центра	**232,930**	**233,398**	**237,553**	**240,399**	**243,664**	**245,402**	**247,585**	**249,901**	
годовой темп, %	*1,08*	*0,20*	*1,78*	*1,20*	*1,36*	*0,71*	*0,89*	*0,94*	*1,01*
ЭС Белгородской обл.	**14,906**	**15,015**	**15,091**	**15,247**	**15,371**	**15,268**	**15,393**	**15,540**	
годовой темп, %	*0,66*	*0,73*	*0,51*	*1,03*	*0,81*	*-0,67*	*0,82*	*0,95*	*0,60*
ЭС Брянской обл.	**4,509**	**4,527**	**4,551**	**4,588**	**4,613**	**4,639**	**4,668**	**4,734**	
годовой темп, %	*0,45*	*0,40*	*0,53*	*0,81*	*0,54*	*0,56*	*0,63*	*1,41*	*0,70*
ЭС Владимирской обл.	**6,904**	**6,959**	**7,010**	**7,013**	**7,028**	**7,028**	**7,036**	**7,047**	
годовой темп, %	*-1,22*	*0,80*	*0,73*	*0,04*	*0,21*	*0,00*	*0,11*	*0,16*	*0,29*
ЭС Вологодской обл.	**13,532**	**13,533**	**13,605**	**13,637**	**13,688**	**13,696**	**13,737**	**13,779**	
годовой темп, %	*0,81*	*0,01*	*0,53*	*0,24*	*0,37*	*0,06*	*0,30*	*0,31*	*0,26*
ЭС Воронежской обл.	**10,540**	**10,591**	**11,108**	**11,218**	**11,432**	**11,676**	**11,725**	**11,784**	
годовой темп, %	*1,97*	*0,48*	*4,88*	*0,99*	*1,91*	*2,13*	*0,42*	*0,50*	*1,61*
ЭС Ивановской обл.	**3,584**	**3,550**	**3,617**	**3,630**	**3,636**	**3,641**	**3,645**	**3,660**	
годовой темп, %	*-2,37*	*-0,95*	*1,89*	*0,36*	*0,17*	*0,14*	*0,11*	*0,41*	*0,30*
ЭС Калужской обл.	**6,322**	**6,331**	**6,655**	**6,868**	**7,104**	**7,352**	**7,521**	**7,727**	
годовой темп, %	*10,37*	*0,14*	*5,12*	*3,20*	*3,44*	*3,49*	*2,30*	*2,74*	*2,91*
ЭС Костромской обл.	**3,617**	**3,573**	**3,644**	**3,655**	**3,660**	**3,660**	**3,669**	**3,681**	
годовой темп, %	*0,42*	*-1,22*	*1,99*	*0,30*	*0,14*	*0,00*	*0,25*	*0,33*	*0,25*
ЭС Курской обл.	**8,503**	**8,509**	**8,589**	**8,571**	**8,824**	**8,795**	**8,849**	**8,952**	
годовой темп, %	*5,46*	*0,07*	*0,94*	*-0,21*	*2,95*	*-0,33*	*0,61*	*1,16*	*0,74*
ЭС Липецкой обл.	**12,105**	**12,227**	**12,255**	**12,313**	**12,385**	**12,418**	**12,462**	**12,491**	
годовой темп, %	*1,41*	*1,01*	*0,23*	*0,47*	*0,58*	*0,27*	*0,35*	*0,23*	*0,45*

	Факт	Умеренно-Оптимистичный вариант							Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, %
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	
ЭС Орловской обл.	**2,798**	**2,810**	**2,827**	**2,847**	**2,885**	**2,909**	**2,933**	**2,957**	
годовой темп, %	*0,21*	*0,43*	*0,60*	*0,71*	*1,33*	*0,83*	*0,83*	*0,82*	*0,79*
ЭС Рязанской обл.	**6,629**	**6,548**	**6,793**	**6,831**	**6,857**	**6,883**	**6,911**	**6,938**	
годовой темп, %	*2,06*	*-1,22*	*3,74*	*0,56*	*0,38*	*0,38*	*0,41*	*0,39*	*0,65*
ЭС Смоленской обл.	**6,304**	**6,328**	**6,153**	**6,376**	**6,542**	**6,410**	**6,420**	**6,537**	
годовой темп, %	*0,99*	*0,38*	*-2,77*	*3,62*	*2,60*	*-2,02*	*0,16*	*1,82*	*0,52*
ЭС Тамбовской обл.	**3,430**	**3,420**	**3,514**	**3,535**	**3,562**	**3,589**	**3,616**	**3,644**	
годовой темп, %	*-0,84*	*-0,29*	*2,75*	*0,60*	*0,76*	*0,76*	*0,75*	*0,77*	*0,87*
ЭС Тверской обл.	**8,209**	**8,378**	**8,246**	**8,453**	**8,587**	**8,517**	**8,532**	**8,607**	
годовой темп, %	*-0,50*	*2,06*	*-1,58*	*2,51*	*1,59*	*-0,82*	*0,18*	*0,88*	*0,68*
ЭС Тульской обл.	**9,869**	**9,780**	**9,963**	**10,132**	**10,425**	**10,608**	**10,743**	**10,838**	
годовой темп, %	*-0,14*	*-0,90*	*1,87*	*1,70*	*2,89*	*1,76*	*1,27*	*0,88*	*1,35*
ЭС Ярославской обл.	**7,972**	**8,122**	**8,232**	**8,307**	**8,349**	**8,390**	**8,453**	**8,474**	
годовой темп, %	*-2,46*	*1,88*	*1,35*	*0,91*	*0,51*	*0,49*	*0,75*	*0,25*	*0,88*
ЭС г. Москвы и Московской обл.	**103,197**	**103,197**	**105,700**	**107,178**	**108,716**	**109,923**	**111,272**	**112,511**	
годовой темп, %	*1,08*	*0,00*	*2,43*	*1,40*	*1,43*	*1,11*	*1,23*	*1,11*	*1,24*

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

	Факт	Умеренно-Оптимистичный вариант							Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, %
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	
ОЭС Средней Волги	**106,683**	**105,429**	**108,405**	**108,937**	**109,476**	**110,123**	**110,753**	**111,118**	
годовой темп, %	*-1,94*	*-1,18*	*2,82*	*0,49*	*0,49*	*0,59*	*0,57*	*0,33*	*0,58*
ЭС Нижегородской обл.	**20,526**	**20,011**	**20,727**	**20,735**	**20,794**	**20,827**	**20,858**	**20,899**	
годовой темп, %	*-6,84*	*-2,51*	*3,58*	*0,04*	*0,28*	*0,16*	*0,15*	*0,20*	*0,26*
ЭС Самарской обл.	**23,901**	**23,748**	**24,063**	**24,082**	**24,151**	**24,218**	**24,297**	**24,340**	
годовой темп, %	*-1,68*	*-0,64*	*1,33*	*0,08*	*0,29*	*0,28*	*0,33*	*0,18*	*0,26*
ЭС Республики Марий-Эл	**2,635**	**2,615**	**2,686**	**2,698**	**2,710**	**2,728**	**2,744**	**2,759**	
годовой темп, %	*-17,03*	*-0,76*	*2,72*	*0,45*	*0,44*	*0,66*	*0,59*	*0,55*	*0,66*
ЭС Республики Мордовия	**3,464**	**3,257**	**3,503**	**3,507**	**3,520**	**3,533**	**3,546**	**3,560**	
годовой темп, %	*0,43*	*-5,98*	*7,55*	*0,11*	*0,37*	*0,37*	*0,37*	*0,39*	*0,39*
ЭС Пензенской обл.	**4,973**	**4,973**	**5,084**	**5,107**	**5,131**	**5,155**	**5,179**	**5,204**	
годовой темп, %	*2,39*	*0,00*	*2,23*	*0,45*	*0,47*	*0,47*	*0,47*	*0,48*	*0,65*
ЭС Саратовской обл.	**12,960**	**13,064**	**13,331**	**13,425**	**13,537**	**13,790**	**13,978**	**14,030**	
годовой темп, %	*1,08*	*0,80*	*2,04*	*0,71*	*0,83*	*1,87*	*1,36*	*0,37*	*1,14*
ЭС Ульяновской обл.	**6,010**	**5,902**	**6,116**	**6,156**	**6,194**	**6,213**	**6,222**	**6,229**	
годовой темп, %	*-1,85*	*-1,80*	*3,63*	*0,65*	*0,62*	*0,31*	*0,14*	*0,11*	*0,51*
ЭС Республики Чувашия	**5,094**	**4,900**	**5,137**	**5,150**	**5,175**	**5,200**	**5,225**	**5,249**	
годовой темп, %	*-3,17*	*-3,81*	*4,84*	*0,25*	*0,49*	*0,48*	*0,48*	*0,46*	*0,43*
ЭС Республики Татарстан	**27,120**	**26,959**	**27,758**	**28,077**	**28,264**	**28,459**	**28,704**	**28,848**	
годовой темп, %	*1,34*	*-0,59*	*2,96*	*1,15*	*0,67*	*0,69*	*0,86*	*0,50*	*0,89*

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

	Факт	Умеренно-Оптимистичный вариант							Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, %
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	
ОЭС Юга*	**86,938**	**87,826**	**92,443**	**97,624**	**101,728**	**103,829**	**105,359**	**106,768**	
годовой темп, %	*1,58*	*1,02*	*5,26*	*5,60*	*4,20*	*2,07*	*1,47*	*1,34*	*2,98*
ЭС Астраханской обл.	**4,376**	**4,393**	**4,436**	**4,489**	**4,541**	**4,587**	**4,634**	**4,680**	
годовой темп, %	*3,84*	*0,39*	*0,98*	*1,19*	*1,16*	*1,01*	*1,02*	*0,99*	*0,96*
ЭС Волгоградской обл.	**15,786**	**15,070**	**15,860**	**16,076**	**16,277**	**16,506**	**16,571**	**16,595**	
годовой темп, %	*-9,95*	*-4,54*	*5,24*	*1,36*	*1,25*	*1,41*	*0,39*	*0,14*	*0,72*
ЭС Чеченской Республики	**2,540**	**2,593**	**2,673**	**2,735**	**2,782**	**2,829**	**2,872**	**2,914**	
годовой темп, %	*6,77*	*2,09*	*3,09*	*2,32*	*1,72*	*1,69*	*1,52*	*1,46*	*1,98*
ЭС Республики Дагестан	**5,860**	**6,174**	**6,248**	**6,310**	**6,367**	**6,463**	**6,521**	**6,541**	
годовой темп, %	*7,05*	*5,36*	*1,20*	*0,99*	*0,90*	*1,51*	*0,90*	*0,31*	*1,58*
ЭС Каб-Балкарской Респ.	**1,604**	**1,634**	**1,679**	**1,706**	**1,727**	**1,747**	**1,768**	**1,798**	
годовой темп, %	*2,82*	*1,87*	*2,75*	*1,61*	*1,23*	*1,16*	*1,20*	*1,70*	*1,64*
ЭС Республики Калмыкия	**0,500**	**0,510**	**0,557**	**0,599**	**0,617**	**0,621**	**0,625**	**0,630**	
годовой темп, %	*5,04*	*2,00*	*9,22*	*7,54*	*3,01*	*0,65*	*0,64*	*0,80*	*3,36*
ЭС Краснодарского края и Респ.Адыгея	**24,750**	**25,300**	**26,064**	**27,406**	**27,863**	**28,441**	**29,058**	**29,555**	
годовой темп, %	*6,29*	*2,22*	*3,02*	*5,15*	*1,67*	*2,07*	*2,17*	*1,71*	*2,57*
ЭС Ростовской обл.	**17,850**	**18,172**	**18,561**	**18,815**	**19,513**	**20,188**	**20,436**	**20,774**	
годовой темп, %	*3,50*	*1,80*	*2,14*	*1,37*	*3,71*	*3,46*	*1,23*	*1,65*	*2,19*
ЭС Республики Сев.Осетия	**2,138**	**2,170**	**2,246**	**2,310**	**2,369**	**2,419**	**2,470**	**2,512**	
годовой темп, %	*4,39*	*1,50*	*3,50*	*2,85*	*2,55*	*2,11*	*2,11*	*1,70*	*2,33*

	Факт	Умеренно-Оптимистичный вариант							Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, %
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	
ЭС Кар-Черкесской Респ.	**1,276**	**1,274**	**1,434**	**1,453**	**1,473**	**1,480**	**1,506**	**1,533**	
годовой темп, %	*-0,31*	*-0,16*	*12,56*	*1,32*	*1,38*	*0,48*	*1,76*	*1,79*	*2,66*
ЭС Ставропольского края	**9,603**	**9,860**	**9,949**	**10,009**	**10,126**	**10,251**	**10,378**	**10,506**	
годовой темп, %	*1,46*	*2,68*	*0,90*	*0,60*	*1,17*	*1,23*	*1,24*	*1,23*	*1,29*
ЭС Республики Ингушетия	**0,655**	**0,676**	**0,696**	**0,716**	**0,729**	**0,744**	**0,758**	**0,774**	
годовой темп, %	*4,63*	*3,21*	*2,96*	*2,87*	*1,82*	*2,06*	*1,88*	*2,11*	*2,41*
ЭС Республики Крым и г. Севастополя	**0,000**	**0,000**	**2,040**	**5,000**	**7,344**	**7,553**	**7,762**	**7,956**	
годовой темп, %	*0,00*	*0,00*	*0,00*	*0,00*	*46,88*	*2,85*	*2,77*	*2,50*	*31,28***

*ОЭС Юга с учетом присоединения энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя с 2016 г.;
**среднегодовой темп прироста за 2017-2021 гг., %.

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

	Факт	Умеренно-Оптимистичный вариант							Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, %
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	
ОЭС Урала	**260,670**	**259,116**	**264,854**	**266,975**	**269,254**	**270,891**	**272,781**	**274,531**	
годовой темп, %	*1,12*	*-0,60*	*2,21*	*0,80*	*0,85*	*0,61*	*0,70*	*0,64*	*0,74*
ЭС Республики Башкортостан	**26,368**	**26,398**	**26,790**	**26,961**	**27,143**	**27,291**	**27,508**	**27,669**	
годовой темп, %	*2,56*	*0,11*	*1,48*	*0,64*	*0,68*	*0,55*	*0,80*	*0,59*	*0,69*
ЭС Кировской обл.	**7,508**	**7,366**	**7,555**	**7,639**	**7,712**	**7,754**	**7,786**	**7,828**	
годовой темп, %	*1,43*	*-1,89*	*2,57*	*1,11*	*0,96*	*0,54*	*0,41*	*0,54*	*0,60*
ЭС Курганской обл.	**4,601**	**4,485**	**4,627**	**4,637**	**4,651**	**4,664**	**4,679**	**4,696**	
годовой темп, %	*1,84*	*-2,52*	*3,17*	*0,22*	*0,30*	*0,28*	*0,32*	*0,36*	*0,29*
ЭС Оренбургской обл.	**15,625**	**15,702**	**15,788**	**15,867**	**15,991**	**16,055**	**16,152**	**16,218**	
годовой темп, %	*0,28*	*0,49*	*0,55*	*0,50*	*0,78*	*0,40*	*0,60*	*0,41*	*0,53*
ЭС Пермского края	**23,561**	**23,374**	**23,978**	**24,584**	**25,062**	**25,243**	**25,497**	**25,756**	
годовой темп, %	*0,36*	*-0,79*	*2,58*	*2,53*	*1,94*	*0,72*	*1,01*	*1,02*	*1,28*
ЭС Свердловской обл.	**43,819**	**43,038**	**44,371**	**44,540**	**44,687**	**44,839**	**44,983**	**45,120**	
годовой темп, %	*-2,12*	*-1,78*	*3,10*	*0,38*	*0,33*	*0,34*	*0,32*	*0,30*	*0,42*
ЭС Удмуртской Респ.	**9,518**	**9,431**	**9,587**	**9,649**	**9,695**	**9,737**	**9,779**	**9,831**	
годовой темп, %	*1,29*	*-0,91*	*1,65*	*0,65*	*0,48*	*0,43*	*0,43*	*0,53*	*0,46*
ЭС Челябинской обл.	**36,141**	**35,782**	**36,461**	**36,708**	**37,049**	**37,170**	**37,316**	**37,422**	
годовой темп, %	*1,07*	*-0,99*	*1,90*	*0,68*	*0,93*	*0,33*	*0,39*	*0,28*	*0,50*
ЭС Тюменской обл.	**93,529**	**93,540**	**95,697**	**96,390**	**97,264**	**98,138**	**99,081**	**99,991**	
годовой темп, %	*2,58*	*0,01*	*2,31*	*0,72*	*0,91*	*0,90*	*0,96*	*0,92*	*0,96*

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

	Факт	Умеренно-Оптимистичный вариант							Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, %
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	
ОЭС Сибири*	**204,065**	**204,751**	**210,411**	**213,235**	**218,322**	**221,934**	**223,099**	**224,617**	
годовой темп, %	*-0,61*	*0,34*	*2,76*	*1,34*	*2,39*	*1,65*	*0,52*	*0,68*	*1,38*
ЭС Алтайского кр.	**10,935**	**10,765**	**11,061**	**11,058**	**11,071**	**11,091**	**11,102**	**11,143**	
годовой темп, %	*0,87*	*-1,55*	*2,75*	*-0,03*	*0,12*	*0,18*	*0,10*	*0,37*	*0,27*
ЭС Республики Бурятия	**5,409**	**5,411**	**5,460**	**5,499**	**5,518**	**5,539**	**5,559**	**5,579**	
годовой темп, %	*-1,37*	*0,04*	*0,91*	*0,71*	*0,35*	*0,38*	*0,36*	*0,36*	*0,44*
ЭС Иркутской обл.	**52,820**	**52,621**	**53,236**	**53,931**	**55,743**	**58,307**	**58,571**	**58,906**	
годовой темп, %	*-1,11*	*-0,38*	*1,17*	*1,31*	*3,36*	*4,60*	*0,45*	*0,57*	*1,57*
ЭС Красноярского кр.	**41,942**	**43,710**	**46,514**	**47,794**	**50,161**	**50,516**	**50,839**	**51,432**	
годовой темп, %	*-0,47*	*4,22*	*6,42*	*2,75*	*4,95*	*0,71*	*0,64*	*1,17*	*2,96*
ЭС Республики Тыва	**0,730**	**0,774**	**0,839**	**1,213**	**1,652**	**1,775**	**1,880**	**1,925**	
годовой темп, %	*2,96*	*6,03*	*8,40*	*44,58*	*36,19*	*7,45*	*5,92*	*2,39*	*14,86*
ЭС Новосибирской обл.	**15,786**	**15,770**	**16,174**	**16,278**	**16,367**	**16,469**	**16,560**	**16,644**	
годовой темп, %	*2,88*	*-0,10*	*2,56*	*0,64*	*0,55*	*0,62*	*0,55*	*0,51*	*0,76*
ЭС Омской обл.	**10,992**	**10,866**	**11,268**	**11,429**	**11,520**	**11,621**	**11,687**	**11,729**	
годовой темп, %	*0,96*	*-1,15*	*3,70*	*1,43*	*0,80*	*0,88*	*0,57*	*0,36*	*0,93*
ЭС Томской обл.	**8,924**	**8,682**	**9,014**	**9,017**	**9,022**	**9,037**	**9,045**	**9,092**	
годовой темп, %	*0,27*	*-2,71*	*3,82*	*0,03*	*0,06*	*0,17*	*0,09*	*0,52*	*0,27*
ЭС Забайкальского кр.	**7,835**	**7,719**	**7,968**	**8,052**	**8,142**	**8,237**	**8,353**	**8,505**	
годовой темп, %	*-1,73*	*-1,48*	*3,23*	*1,05*	*1,12*	*1,17*	*1,41*	*1,82*	*1,18*
ЭС Республики Хакасия	**16,509**	**16,633**	**16,650**	**16,650**	**16,652**	**16,678**	**16,704**	**16,730**	
годовой темп, %	*-0,10*	*0,75*	*0,10*	*0,00*	*0,01*	*0,16*	*0,16*	*0,16*	*0,19*
ЭС Кемеровской обл.	**32,183**	**31,800**	**32,227**	**32,314**	**32,474**	**32,664**	**32,799**	**32,932**	
годовой темп, %	*-2,77*	*-1,19*	*1,34*	*0,27*	*0,50*	*0,59*	*0,41*	*0,41*	*0,33*

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

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

	Факт	Умеренно-Оптимистичный вариант							Ср.год. прирост за 2015 - 2021 годы, %
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	
ЭС Амурской обл.	**7,984**	**7,934**	**8,308**	**8,606**	**8,830**	**8,984**	**9,232**	**9,352**	
годовой темп, %	*0,06*	*-0,63*	*4,71*	*3,59*	*2,60*	*1,74*	*2,76*	*1,30*	*2,29*
ЭС Приморского кр.	**12,545**	**12,730**	**12,769**	**13,017**	**14,147**	**15,376**	**16,469**	**16,612**	
годовой темп, %	*-0,25*	*1,47*	*0,31*	*1,94*	*8,68*	*8,69*	*7,11*	*0,87*	*4,09*
ЭС Хабаровского кр.	**9,606**	**9,710**	**10,377**	**10,582**	**10,732**	**11,027**	**11,228**	**11,443**	
годовой темп, %	*2,77*	*1,08*	*6,87*	*1,98*	*1,42*	*2,75*	*1,82*	*1,91*	*2,53*
Южный, Центральный и Западный энергорайоны Республики Якутия*	**1,667**	**1,678**	**4,389**	**7,560**	**7,837**	**8,056**	**8,190**	**8,274**	
годовой темп прироста, %	*-2,23*	*0,66*	*161,56*	*72,25*	*3,66*	*2,79*	*1,66*	*1,03*	*25,72*
ОЭС Востока*	**31,802**	**32,052**	**35,843**	**39,765**	**41,546**	**43,443**	**45,119**	**45,681**	
годовой темп прироста, %	*0,61*	*0,79*	*11,83*	*10,94*	*4,48*	*4,57*	*3,86*	*1,25*	*5,31*

*с учетом присоединения к Южно-Якутскому энергорайону Центрального и Западного энергорайонов Республики Саха (Якутия) с 2016 г.

Приложение № 3
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015-2021 годы

Объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
ОЭС Северо-Запада											
Энергосистема Калининградской области											
Гусевская ТЭЦ	ОАО "Калининградская генерирующая компания"										
2 Р-9-29		Мазут	окончательный		8,5						8,5
Энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области											
Ленинградская АЭС	ОАО "Концерн Росэнергоатом"										
1 РБМК-1000		нет топлива	окончательный				1000,0				1000,0
2 РБМК-1000		нет топлива	окончательный						1000,0		1000,0
Всего по станции							1000,0		1000,0		2000,0
Центральная ТЭЦ (г.СПб)	ОАО "ТГК-1"										
11 Р-2-29		Газ природный	окончательный			2,0					2,0
ТЭЦ-15 Автовская	ОАО "ТГК-1"										
4 Т-20-90		Газ природный	окончательный			20,0					20,0
5 Т-22-90		Газ природный	окончательный		22,0						22,0
Всего по станции					22,0	20,0					42,0
ОЭС Северо-Запада, всего											
Демонтаж всего					30,5	22,0	1000,0		1000,0		2052,5
АЭС							1000,0		1000,0		2000,0
ТЭС-всего					30,5	22,0					52,5
ТЭЦ					30,5	22,0					52,5
ОЭС Центра											
Энергосистема Белгородской области											
Белгородская ТЭЦ	ОАО "Квадра"										
7 ГТУ-30 (Т)		Газ природный	окончательный		30,0						30,0
Губкинская ТЭЦ	ОАО "Квадра"										
1 Р-9-35		Газ природный	окончательный	9,0							9,0
2 Р-10-35		Газ природный	окончательный	10,0							10,0
3 Р-10-35		Газ природный	окончательный	10,0							10,0
Всего по станции				29,0							29,0
ГТ ТЭЦ "Луч"	ОАО "Квадра"										
1 ГТУ-30 (Т)		Газ природный	окончательный		30,0						30,0
2 ГТУ-30 (Т)		Газ природный	окончательный		30,0						30,0
Всего по станции					60,0						60,0

Объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
Энергосистема Воронежской области											
Нововоронежская АЭС	ОАО "Концерн Росэнергоатом"										
3 ВВЭР-417		нет топлива	окончательный		417,0						417,0
***ТЭЦ ЮВЖД МПС(г.Лиски)**	Эл/ст пром.предприятий										
1 АР-3,6		Газ природный	окончательный	4,0							4,0
2 АТ-4-35		Газ природный	окончательный	3,6							3,6
Всего по станции				7,6							7,6
Энергосистема Ивановской области											
Ивановская ТЭЦ-1(кот.)	ПАО "Т Плюс"										
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"										
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 Курской области											
Курская ТЭЦ-1	ОАО "Квадра"										
3 ПТ-60-90		Газ природный	окончательный			60,0					60,0
4 ПТ-65-90		Газ природный	окончательный			65,0					65,0
5 ПТ-50-90		Газ природный	окончательный			50,0					50,0
Всего по станции						175,0					175,0
Курская ТЭЦ-4	ОАО "Квадра"										
1 Р-5-35		Газ природный	окончательный	4,8							4,8
Энергосистема Липецкой области											
Елецкая ТЭЦ	ОАО "Квадра"										
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"										
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"										
1 ПТ-135-130		Газ природный	окончательный		135,0						135,0
3 ПТ-80-130		Газ природный	окончательный		80,0						80,0
5 Т-110-130		Газ природный	окончательный		110,0						110,0
Всего по станции					325,0						325,0

Объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
Энергосистема г.Москвы и Московской области											
ТЭЦ-20 Мосэнерго	ПАО "Мосэнерго"										
1 Т-30-90		Газ природный	окончательный			30,0					30,0
2 Т-30-90		Газ природный	окончательный			30,0					30,0
Всего по станции						60,0					60,0
ТЭЦ-16 Мосэнерго	ПАО "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					105,0						105,0
ТЭЦ-17 Мосэнерго	ПАО "Мосэнерго"										
2 Т-40-90		Газ природный	окончательный						40,0		40,0
ГЭС-1 им.Смидовича	ПАО "Мосэнерго"										
7 Р-10-35		Газ природный	окончательный	10,0							10,0
ТЭЦ МЭИ	Эл/ст пром.предприятий										
2 П-4-29		Газ природный	окончательный	4,0							4,0
Энергосистема Орловской области											
Ливенская ТЭЦ	ОАО "Квадра"										
1 К-6-35		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	ОАО "Квадра"										
3 ПТ-60-130		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 Смоленской области											
Дорогобужская ТЭЦ	ОАО "Квадра"										
1 Р-18-90		Уголь Подмосковный	окончательный			18,0					18,0
2 Т-...-90		Газ природный	окончательный			38,0					38,0
4 ПТ-60-90		Газ природный	окончательный			60,0					60,0
5 ГТУ-6 (Т)		Газ природный	окончательный			6,0					6,0
6 ГТУ-6 (Т)		Газ природный	окончательный			6,0					6,0
Всего по станции						128,0					128,0
Энергосистема Тамбовской области											
Тамбовская ТЭЦ	ОАО "Квадра"										
5 ПТ-40-90		Газ природный	окончательный		40,0						40,0
6 ПТ-25-90		Газ природный	окончательный		25,0						25,0
Всего по станции					65,0						65,0

Объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
Энергосистема Тульской области											
ГРЭС Черепетская	АО "ИНТЕР РАО - Электрогенерация"										
1 К-140-130		Уголь Кузнецкий	окончательный	140,0							140,0
2 К-140-130		Уголь Кузнецкий	окончательный	140,0							140,0
3 К-140-130		Уголь Кузнецкий	окончательный	140,0							140,0
5 К-300-240		Уголь Кузнецкий	под замену		300,0						300,0
6 К-300-240		Уголь Кузнецкий	под замену		300,0						300,0
Всего по станции				420,0	600,0						1020,0
ГРЭС Новомосковская	ОАО "Квадра"										
1 Т-90-90		Газ природный	окончательный	90,0							90,0
4 Р-14-29		Газ природный	окончательный	14,0							14,0
7 Р-32-90		Газ природный	окончательный	32,0							32,0
Всего по станции				136,0							136,0
Ефремовская ТЭЦ	ОАО "Квадра"										
4 ПР-25-90		Газ природный	окончательный		25,0						25,0
5 ПР-25-90		Газ природный	окончательный		25,0						25,0
6 ПТ-60-90		Газ природный	окончательный		60,0						60,0
7 Р-50-130		Газ природный	окончательный		50,0						50,0
Всего по станции					160,0						160,0
Алексинская ТЭЦ	ОАО "Квадра"										
2 ПР-12-90		Газ природный	окончательный	12,0							12,0
3 Т-50-90		Газ природный	окончательный	50,0							50,0
Всего по станции				62,0							62,0
ОЭС Центра, всего											
Демонтаж всего				710,4	1896,0	363,0			40,0		3009,4
АЭС					417,0						417,0
ТЭС-всего				710,4	1479,0	363,0			40,0		2592,4
ТЭЦ				290,4	873,0	363,0			40,0		1566,4
КЭС				420,0	606,0						1026,0
Демонтаж под замену					600,0						600,0
ТЭС-всего					600,0						600,0
КЭС					600,0						600,0
ОЭС Средней Волги											
Энергосистема Нижегородской области											
Саровская ТЭЦ	ЗАО "Саровская генерирующая компания"										
51 ТЭЦ разные		Газ природный	окончательный					16,0			16,0
Энергосистема Саратовской области											
Саратовская ТЭЦ-2	ПАО "Т Плюс"										
4 ПТ-25-90		Газ природный	окончательный		25,0						25,0
Саратовская ТЭЦ-1	ПАО "Т Плюс"										
1 ПР-9-90		Газ природный	окончательный	9,0							9,0
2 ПР-9-90		Газ природный	окончательный	9,0							9,0

Объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
Всего по станции				18,0							18,0
Энергосистема Республики Татарстан											
Казанская ТЭЦ-2	ОАО "Генерирующая компания"										
6 Р-25-90		Уголь Кузнецкий	окончательный			25,0					25,0
7 ПТ-65-130		Газ природный	окончательный			65,0					65,0
8 Р-50-130		Газ природный	окончательный			50,0					50,0
9 Т-50-130		Газ природный	окончательный			50,0					50,0
Всего по станции						190,0					190,0
Казанская ТЭЦ-3											
1 ПТ-60-130	ОАО "ТГК-16"	Газ природный	под замену	60,0							60,0
ОЭС Средней Волги, всего											
Демонтаж всего				78,0	25,0	190,0		16,0			309,0
ТЭС-всего				78,0	25,0	190,0		16,0			309,0
ТЭЦ				78,0	25,0	190,0		16,0			309,0
Демонтаж под замену				60,0							60,0
ТЭС-всего				60,0							60,0
ТЭЦ				60,0							60,0
ОЭС Юга											
Энергосистема Астраханской области											
***ТЭЦ-Северная**	Эл/ст пром.предприятий										
1 ПР-6-35		Газ природный	под замену	6,0							6,0
2 ПР-6-35		Газ природный	под замену	6,0							6,0
Всего по станции				12,0							12,0
Энергосистема Волгоградской области											
Волгоградская ГРЭС	ООО "ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго"										
1 Т-20-29		Газ природный	окончательный	20,0							20,0
3 Р-12-90		Газ природный	окончательный	12,0							12,0
7 Р-22-90		Газ природный	окончательный	22,0							22,0
8 Р-18-29		Газ природный	окончательный	18,0							18,0
Всего по станции				72,0							72,0
Волгоградская ТЭЦ-2	ООО "ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго"										
2 ПТ-25-90		Газ природный	окончательный		25,0						25,0
Камышинская ТЭЦ	ООО "ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго"										
1 ПТ-11-35		Газ природный	окончательный		11,0						11,0
Энергосистема Ставропольского края	ПАО "Энел Россия"										
Невинномысская ГРЭС											
12 К-145-130		Газ природный	окончательный	145,0							145,0
13 ГТ-25		Газ природный	окончательный	25,0							25,0
Всего по станции				170,0							170,0
ОЭС Юга, всего											

Объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
Демонтаж всего				254,0	36,0						290,0
ТЭС-всего				254,0	36,0						290,0
ТЭЦ				84,0	36,0						120,0
КЭС				170,0							170,0
Демонтаж под замену				12,0							12,0
ТЭС-всего				12,0							12,0
ТЭЦ				12,0							12,0
ОЭС Урала											
Энергосистема Республики Башкортостан											
Стерлитамакская ТЭЦ	ООО "БГК"										
3 ПТ-25-90		Газ природный	окончательный	25,0							25,0
Энергосистема Кировской области											
Кировская ТЭЦ-1	ПАО "Т Плюс"										
2 Р-5-35		Газ природный	под замену	5,0							5,0
Энергосистема Оренбургской области											
Медногорская ТЭЦ	ПАО "Т Плюс"										
2 ГТ-10(т)		Газ природный	окончательный	10,0							10,0
Энергосистема Пермского края											
Закамская ТЭЦ-5	ПАО "Т Плюс"										
2 Р-15-29		Газ природный	окончательный	15,0							15,0
Энергосистема Свердловской области											
Верхнетагильская ГРЭС	АО "ИНТЕР РАО - Электрогенерация"										
1 Т-88-90		Газ природный	окончательный	88,0							88,0
Серовская ГРЭС	ПАО "ОГК-2"										
5 Т-88-90		Уголь Экибастузский	окончательный		88,0						88,0
6 К-100-90		Газ природный	окончательный		100,0						100,0
7 К-100-90		Газ природный	окончательный	100,0							100,0
8 К-100-90		Уголь Экибастузский	окончательный	100,0							100,0
Всего по станции				200,0	188,0						388,0
Среднеуральская ГРЭС	ПАО "Энел Россия"										
1 Р-16-29		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	ПАО "Т Плюс"										
8 Т-88-90		Газ природный	окончательный		88,0						88,0
10 Т-88-90		Газ природный	окончательный		88,0						88,0
Всего по станции					176,0						176,0
Энергосистема Челябинской области											

Объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
Троицкая ГРЭС	ПАО "ОГК-2"										
1 Т-85-90		Уголь Экибастузский	окончательный		85,0						85,0
2 Т-85-90		Уголь Экибастузский	окончательный		85,0						85,0
3 Т-85-90		Уголь Экибастузский	окончательный		85,0						85,0
Всего по станции					255,0						255,0
Южно-Уральская ГРЭС	АО "ИНТЕР РАО - Электрогенерация"										
8 Т-82-90		Газ природный	окончательный			82,0					82,0
Челябинская ГРЭС	ОАО "Фортум"										
1 Р-...-29		Газ природный	окончательный		11,0						11,0
2 Р-...-29		Газ природный	окончательный		11,0						11,0
3 Р-12-35		Газ природный	окончательный		12,0						12,0
4 Р-12-29		Газ природный	окончательный	12,0							12,0
5 Р-12-29		Газ природный	окончательный	12,0							12,0
6 Р-14-29		Газ природный	окончательный	14,0							14,0
7 Р-5-29		Газ природный	окончательный		5,0						5,0
8 Р-5-29		Газ природный	окончательный	5,0							5,0
Всего по станции				43,0	39,0						82,0
Челябинская ТЭЦ-1	ОАО "Фортум"										
1 Р-26-29		Газ природный	окончательный	25,5							25,5
2 Р-24-29		Газ природный	окончательный	23,5							23,5
5 Р-...-29		Газ природный	окончательный	46,0							46,0
7 Р-25-29		Газ природный	окончательный			25,0					25,0
8 Р-25-29		Газ природный	окончательный			25,0					25,0
9 Р-4-29		Газ природный	окончательный			4,0					4,0
Всего по станции				95,0		54,0					149,0
ОЭС Урала, всего											
Демонтаж всего				481,0	736,0	136,0					1353,0
ТЭС-всего				481,0	736,0	136,0					1353,0
ТЭЦ				281,0	636,0	136,0					1053,0
КЭС				200,0	100,0						300,0
Демонтаж под замену				5,0							5,0
ТЭС-всего				5,0							5,0
ТЭЦ				5,0							5,0
ОЭС Сибири											
Энергосистема Забайкальского края											
Читинская ТЭЦ-1	ПАО "ТГК-14"										
1 ПТ-60-90		Уголь Читинский	под замену			60,0					60,0
3 Т-80-90		Уголь Читинский	окончательный				80,0				80,0
4 Т-87-90		Уголь Читинский	окончательный				87,0				87,0
5 Т-87-90		Уголь Читинский	окончательный			87,0					87,0
Всего по станции						147,0	167,0				314,0
Энергосистема Омской области											
Омская ТЭЦ-4	АО "ТГК-11"										

Объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
5 Р-50-130		Газ природный	окончательный	50,0							50,0
Энергосистема Томской области											
ТЭЦ ФГУП "СХК" (Северская)	АО "СХК"										
14 ТЭЦ разные		Уголь Кузнецкий	окончательный	100,0							100,0
ОЭС Сибири, всего											
Демонтаж всего				150,0		147,0	167,0				464,0
ТЭС-всего				150,0		147,0	167,0				464,0
ТЭЦ				150,0		147,0	167,0				464,0
Демонтаж под замену						60,0					60,0
ТЭС-всего						60,0					60,0
ТЭЦ						60,0					60,0
ОЭС Востока											
Энергосистема Приморского края											
Партизанская ГРЭС	ПАО "РАО ЭС Востока"										
3 К-...-90		Уголь Нерюнгринский	окончательный		41,0						41,0
ОЭС Востока, всего											
Демонтаж всего					41,0						41,0
ТЭС-всего					41,0						41,0
КЭС					41,0						41,0
ЕЭС России - всего											
Демонтаж всего				1673,4	2764,5	858,0	1167,0	16,0	1040,0		7518,9
АЭС					417,0		1000,0		1000,0		2417,0
ТЭС-всего				1673,4	2347,5	858,0	167,0	16,0	40,0		5101,9
ТЭЦ				883,4	1600,5	858,0	167,0	16,0	40,0		3564,9
КЭС				790,0	747,0						1537,0
Демонтаж под замену				77,0	600,0	60,0					737,0
ТЭС-всего				77,0	600,0	60,0					737,0
ТЭЦ				77,0		60,0					137,0
КЭС					600,0						600,0

Приложение № 4
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015-2021 годы

Дополнительные объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
ОЭС Северо-Запада											
Энергосистема Архангельской области											
***ТЭЦ-1 Архангельского ЦБК**	ОАО"АрхангельскийЦБК"										
1 П-6-29		Уголь Интинский	окончательный	6,0							6,0
Энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области											
ТЭЦ-14 Первомайская (г.СПб)	ОАО "ТГК-1"										
3 ПТ-...-130		Газ природный	окончательный		58,0						58,0
4 ПТ-60-130		Газ природный	окончательный		60,0						60,0
5 Т-...-130		Газ природный	окончательный		46,0						46,0
Всего по станции					164,0						164,0
Центральная ТЭЦ (г.СПб)	ОАО "ТГК-1"										
5 Т-23-90		Газ природный	окончательный			23,0					23,0
7 Т-30-90		Газ природный	окончательный			30,0					30,0
Всего по станции						53,0					53,0
ТЭЦ-15 Автовская	ОАО "ТГК-1"										
1 Т-22-90		Газ природный	окончательный					22,0			22,0
2 ПТ-30-90		Газ природный	окончательный						30,0		30,0
3 ПТ-30-90		Газ природный	окончательный						30,0		30,0
Всего по станции								22,0	60,0		82,0
БТЭЦ-2 ЗАО "ГРС ТЭЦ"	ЗАО "УК"ТСР ЭНЕРГО"										
1 П-20-29		Газ природный	окончательный					20,0			20,0
Энергосистема Мурманской области											
Кольская АЭС	ОАО "КонцернРосэнергоатом"										
1 ВВЭР-440		нет топлива	окончательный				440,0				440,0
2 ВВЭР-440		нет топлива	окончательный					440,0			440,0
Всего по станции							440,0	440,0			880,0
ОЭС Северо-Запада, всего											
Демонтаж всего				6,0	164,0	53,0	440,0	482,0	60,0		1205,0
АЭС							440,0	440,0			880,0
ТЭС-всего				6,0	164,0	53,0		42,0	60,0		325,0
ТЭЦ				6,0	164,0	53,0		42,0	60,0		325,0
ОЭС Центра											
Энергосистема Белгородской области											
Белгородская ТЭЦ	ОАО "Квадра"										
6 ГТУ-30 (Т)		Газ природный	окончательный		30,0						30,0
Воронежская ТЭЦ-1	ОАО "Квадра"										

Дополнительные объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
4 ПТ-30-90		Газ природный	окончательный	30,0							30,0
5 ПТ-30-90		Газ природный	окончательный	30,0							30,0
6 ПТ-30-90		Газ природный	окончательный	30,0							30,0
7 Р-14-90		Уголь Донецкий	окончательный	14,0							14,0
8 Р-14-90		Газ природный	окончательный	14,0							14,0
9 ПР-20-90		Газ природный	окончательный	20,0							20,0
Всего по станции				138,0							138,0
Энергосистема Липецкой области											
Липецкая ТЭЦ-2	ОАО "Квадра"										
2 ПТ-80-130		Газ природный	окончательный		80,0						80,0
4 Т-110-130		Газ природный	окончательный		110,0						110,0
Всего по станции					190,0						190,0
Энергосистема г.Москвы и Московской области											
ГРЭС-4 Каширская	АО "ИНТЕР РАО - Электрогенерация"										
4 К-300-240		Газ природный	под замену					300,0			300,0
ТЭЦ-20 Мосэнерго	ПАО "Мосэнерго"										
3 Т-30-90		Газ природный	окончательный			30,0					30,0
ТЭЦ-21 Мосэнерго	ПАО "Мосэнерго"										
6 Т-100-130		Газ природный	окончательный			100,0					100,0
ТЭЦ-23 Мосэнерго	ПАО "Мосэнерго"										
3 Т-100-130		Газ природный	окончательный					100,0			100,0
4 Т-100-130		Газ природный	окончательный					100,0			100,0
Всего по станции								200,0			200,0
ТЭЦ-16 Мосэнерго	ПАО "Мосэнерго"										
4 Т-25-90		Газ природный	окончательный		25,0						25,0
ТЭЦ-8 фил.ТЭЦ-9 Мосэнерго	ПАО "Мосэнерго"										
5 Р-25-130		Газ природный	окончательный				25,0				25,0
10 Р-35-130		Газ природный	окончательный				35,0				35,0
Всего по станции							60,0				60,0
ГЭС-1 им.Смидовича	ПАО "Мосэнерго"										
26 Р-10-35		Газ природный	окончательный				10,0				10,0
27 Р-10-35		Газ природный	окончательный				10,0				10,0
28 Р-10-35		Газ природный	окончательный				10,0				10,0
29 Р-12-35		Газ природный	окончательный				12,0				12,0
30 Р-...-35		Газ природный	окончательный				18,0				18,0
31 ПТ-...-35		Газ природный	окончательный				16,0				16,0
Всего по станции							76,0				76,0
ТЭЦ-17 Мосэнерго	ПАО "Мосэнерго"										
1 ПТ-20-90		Уголь Подмосковный	окончательный						20,0		20,0
3 ПТ-...-90		Газ природный	окончательный						32,0		32,0

Дополнительные объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
4 Т-75-90		Газ природный	окончательный						75,0		75,0
6 ПР-25-90		Газ природный	окончательный						25,0		25,0
Всего по станции									152,0		152,0
Энергосистема Рязанской области											
Рязанская ГРЭС	ПАО "ОГК-2"										
5 К-800-240		Газ природный	под замену					800,0			800,0
6 К-800-240		Газ природный	под замену							800,0	800,0
Всего по станции								800,0		800,0	1600,0
Новорязанская ТЭЦ	ООО "Ново-Рязанская ТЭЦ"										
4 Р-25-90		Газ природный	под замену	25,0							25,0
Энергосистема Тамбовской области											
Котовская ТЭЦ	ОАО "Квадра"										
4 ПТ-80-130		Газ природный	окончательный	80,0							80,0
Тамбовская ТЭЦ	ОАО "Квадра"										
7 ПТ-60-130		Газ природный	окончательный		60,0						60,0
8 Т-110-130		Газ природный	окончательный		110,0						110,0
Всего по станции					170,0						170,0
ОЭС Центра, всего											
Демонтаж всего				243,0	415,0	130,0	136,0	1300,0	152,0	800,0	3176,0
ТЭС-всего				243,0	415,0	130,0	136,0	1300,0	152,0	800,0	3176,0
ТЭЦ				243,0	415,0	130,0	136,0	200,0	152,0		1276,0
КЭС								1100,0		800,0	1900,0
Демонтаж под замену				25,0				1100,0		800,0	1925,0
ТЭС-всего				25,0				1100,0		800,0	1925,0
ТЭЦ				25,0							25,0
КЭС								1100,0		800,0	1900,0
ОЭС Средней Волги											
Энергосистема Республики Мордовия											
Саранская ТЭЦ-2	ПАО "Т Плюс"										
3 ПТ-60-90		Газ природный	окончательный		60,0						60,0
Энергосистема Самарской области											
Новокуйбышевская ТЭЦ-1	ПАО "Т Плюс"										
7 ПТ-25-90		Газ природный	окончательный					25,0			25,0
Безымянская ТЭЦ	ПАО "Т Плюс"										
7 Т-25-90		Газ природный	окончательный	25,0							25,0
ТЭЦ ОАО "Куйбышевский НПЗ"	ОАО "НК"Роснефть"										
1 Р-6-35		Мазут	окончательный		6,0						6,0
2 Р-6-35		Мазут	окончательный		6,0						6,0
Всего по станции					12,0						12,0
Энергосистема Саратовской области											

Дополнительные объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
Саратовская ТЭЦ-2	ПАО "Т Плюс"										
1 ПТ-30-90		Газ природный	окончательный	30,0							30,0
Энгельсская ТЭЦ-3	ПАО "Т Плюс"										
4 Р-50-130		Газ природный	окончательный		50,0						50,0
Энергосистема Республики Татарстан											
Казанская ТЭЦ-1	ОАО "Генерирующая компания"										
1 ГТУ-25 (Т)		Газ природный	окончательный			25,0					25,0
2 ГТУ-25 (Т)		Газ природный	окончательный			25,0					25,0
5 ПТ-60-130		Газ природный	окончательный			60,0					60,0
6 ПТ-60-130		Газ природный	окончательный			60,0					60,0
7 Р-50-130		Газ природный	окончательный			50,0					50,0
Всего по станции						220,0					220,0
ОЭС Средней Волги, всего											
Демонтаж всего				55,0	122,0	220,0		25,0			422,0
ТЭС-всего				55,0	122,0	220,0		25,0			422,0
ТЭЦ				55,0	122,0	220,0		25,0			422,0
ОЭС Юга											
Энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея											
Краснодарская ТЭЦ	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
4 ПТ-50-90		Газ природный	окончательный		50,0						50,0
Всего по станции					95,0						95,0
Энергосистема Ставропольского края											
Ставропольская ГРЭС	ПАО "ОГК-2"										
1 К-300-240		Газ природный	под замену				300,0				300,0
2 К-300-240		Газ природный	под замену					300,0			300,0
3 К-300-240		Газ природный	под замену							300,0	300,0
4 К-300-240		Газ природный	под замену							300,0	300,0
Всего по станции							300,0	300,0		600,0	1200,0
ОЭС Юга, всего											
Демонтаж всего					95,0		300,0	300,0		600,0	1295,0
ТЭС-всего					95,0		300,0	300,0		600,0	1295,0
ТЭЦ					95,0						95,0
КЭС							300,0	300,0		600,0	1200,0
Демонтаж под замену							300,0	300,0		600,0	1200,0
ТЭС-всего							300,0	300,0		600,0	1200,0
КЭС							300,0	300,0		600,0	1200,0
ОЭС Урала											
Энергосистема Пермского края											
Пермская ТЭЦ-9	ПАО "Т Плюс"										
3 Р-25-90		Газ природный	окончательный		25,0						25,0

Дополнительные объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
Энергосистема Свердловской области											
Верхнетагильская ГРЭС	АО "ИНТЕР РАО - Электрогенерация"										
4 Т-88-90		Уголь Экибастузский	окончательный	88,0							88,0
5 К-100-90		Газ природный	окончательный	100,0							100,0
6 К-100-90		Уголь Экибастузский	окончательный	100,0							100,0
7 К-165-130		Уголь Экибастузский	окончательный				165,0				165,0
8 К-165-130		Газ природный	окончательный					165,0			165,0
Всего по станции				288,0			165,0	165,0			618,0
Нижнетуринская ГРЭС	ПАО "Т Плюс"										
4 Р-...-130		Газ природный	окончательный		15,0						15,0
Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО											
Сургутская ГРЭС-1	ПАО "ОГК-2"										
1 К-210-130		Газ попутный	под замену						210,0		210,0
2 К-210-130		Газ попутный	под замену						210,0		210,0
Всего по станции									420,0		420,0
***ГТЭС в Уренгое**	Эл/ст пром.предприятий										
1 ГТ-12		Газ природный	окончательный			12,0					12,0
2 ГТ-12		Газ природный	окончательный			12,0					12,0
3 ГТ-12		Газ природный	окончательный			12,0					12,0
4 ГТ-12		Газ природный	окончательный			12,0					12,0
5 ГТ-12		Газ природный	окончательный			12,0					12,0
6 ГТ-12		Газ природный	окончательный			12,0					12,0
Всего по станции						72,0					72,0
Тюменская ТЭЦ-1	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						282,0					282,0
***ГТЭС-72 "Ямбургская"**	Эл/ст пром.предприятий										
5 ГТ-12		Газ попутный	под замену	12,0							12,0
6 ГТ-12		Газ попутный	под замену	12,0							12,0
Всего по станции				24,0							24,0
Энергосистема Челябинской области											
Южно-Уральская ГРЭС	АО "ИНТЕР РАО - Электрогенерация"										
9 К-200-130		Газ природный	окончательный							200,0	200,0
10 К-200-130		Газ природный	окончательный							200,0	200,0
Всего по станции										400,0	400,0
***ТЭЦ Челяб.м.з.(Мечел)**	Эл/ст пром.предприятий										
4 Р-10-90		Газ природный	под замену				10,0				10,0
ОЭС Урала, всего											

Дополнительные объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
Демонтаж всего				312,0	40,0	354,0	175,0	165,0	420,0	400,0	1866,0
ТЭС-всего				312,0	40,0	354,0	175,0	165,0	420,0	400,0	1866,0
ТЭЦ				88,0	40,0	282,0	10,0				420,0
КЭС				224,0		72,0	165,0	165,0	420,0	400,0	1446,0
Демонтаж под замену				24,0		282,0	10,0		420,0		736,0
ТЭС-всего				24,0		282,0	10,0		420,0		736,0
ТЭЦ						282,0	10,0				292,0
КЭС				24,0					420,0		444,0
ОЭС Сибири											
Энергосистема Республики Бурятия											
Улан-Удэнская ТЭЦ-1	ПАО "ТГК-14"										
6 ПТ-30-90		Уголь Бурятский(Тугн.)	окончательный					30,0			30,0
Энергосистема Красноярского края											
Красноярская ГРЭС-2	ПАО "ОГК-2"										
5 ПТ-50-90		Уголь Канско-Ачинский	окончательный		50,0						50,0
Энергосистема Омской области											
Омская ТЭЦ-3	АО "ТГК-11"										
4 Р-25-90		Газ природный	окончательный			25,0					25,0
7 ПТ-25-90		Газ природный	окончательный			25,0					25,0
8 Р-25-90		Газ природный	окончательный			25,0					25,0
Всего по станции						75,0					75,0
Энергосистема Томской области											
Томская ГРЭС-2	АО "ТГК-11"										
6 ПТ-25-90		Газ природный	окончательный			25,0					25,0
Томская ТЭЦ-3	АО "ТГК-11"										
1 ПТ-140-130		Газ природный	окончательный			140,0					140,0
ОЭС Сибири, всего											
Демонтаж всего					50,0	240,0		30,0			320,0
ТЭС-всего					50,0	240,0		30,0			320,0
ТЭЦ					50,0	240,0		30,0			320,0
ОЭС Востока											
Энергосистема Амурской области											
Райчихинская ГРЭС	ПАО "РАО ЭС Востока"										
4 К-12-29		Уголь Райчихинский	окончательный			12,0					12,0
5 Р-7-29		Уголь Райчихинский	окончательный			7,0					7,0
Всего по станции						19,0					19,0
Энергосистема Приморского края											
Артемовская ТЭЦ	ПАО "РАО ЭС Востока"										
7 К-100-90		Уголь Приморский	окончательный					100,0			100,0
8 К-100-90		Уголь Ургальский	под замену						100,0		100,0
Всего по станции								100,0	100,0		200,0

Дополнительные объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
Партизанская ГРЭС	ПАО "РАО ЭС Востока"										
1 Т-80-90		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	ПАО "РАО ЭС Востока"										
3 ГТ КЭС		Моторное топливо	окончательный					22,5			22,5
4 ГТ КЭС		Моторное топливо	окончательный					22,5			22,5
Всего по станции								45,0			45,0
Энергосистема Хабаровского края											
Майская ГРЭС	ПАО "РАО ЭС Востока"										
1 К-12-35		Уголь Ургальский	окончательный				12,0				12,0
3 К-6-35		Уголь Ургальский	окончательный				6,0				6,0
4 К-12-35		Уголь Ургальский	окончательный				12,0				12,0
6 ГТ-12		Дизельное топливо	окончательный					12,0			12,0
7 ГТ-12		Дизельное топливо	окончательный					12,0			12,0
8 ГТ-12		Дизельное топливо	окончательный					12,0			12,0
9 ГТ-12		Дизельное топливо	окончательный					12,0			12,0
Всего по станции							30,0	48,0			78,0
Хабаровская ТЭЦ-1	ПАО "РАО ЭС Востока"										
1 ПР-25-90		Газ природный	окончательный				25,0				25,0
2 ПТ-30-90		Газ природный	окончательный				30,0				30,0
3 ПР-25-90		Газ природный	окончательный				25,0				25,0
Всего по станции							80,0				80,0
Комсомольская ТЭЦ-2	ПАО "РАО ЭС Востока"										
5 Т-28-90		Уголь Ургальский	окончательный			27,5					27,5
6 ПТ-60-90		Уголь Ургальский	окончательный			60,0					60,0
Всего по станции						87,5					87,5
Амурская ТЭЦ-1	ПАО "РАО ЭС Востока"										
1 ПР-25-90		Газ природный	окончательный					25,0			25,0
2 ПТ-60-90		Газ природный	окончательный					60,0			60,0
Всего по станции								85,0			85,0
Южно-Якутский энергорайон											
Чульманская ТЭЦ	ПАО "РАО ЭС Востока"										
3 ПТ-12-35		Уголь Нерюнгринский	окончательный			12,0					12,0
5 К-12-35		Уголь Нерюнгринский	окончательный			12,0					12,0
6 ПТ-12-35		Уголь Нерюнгринский	окончательный			12,0					12,0
7 ПТ-12-35		Уголь Нерюнгринский	окончательный			12,0					12,0
Всего по станции						48,0					48,0
Якутский центральный энергорайон											
Якутская ГРЭС-1	ПАО "РАО ЭС Востока"										
1 ГТ-45		Газ природный	окончательный		45,0						45,0
2 ГТ-45		Газ природный	окончательный				45,0				45,0
3 ГТ-45		Газ природный	окончательный		45,0						45,0

Дополнительные объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
5 ГТ-35		Газ природный	окончательный		35,0						35,0
6 ГТ-35		Газ природный	окончательный			35,0					35,0
7 ГТ-35		Газ природный	окончательный				35,0				35,0
8 ГТ-35		Газ природный	окончательный					35,0			35,0
Всего по станции					125,0	35,0	80,0	35,0			275,0
ОЭС Востока , всего											
Демонтаж всего					125,0	189,5	190,0	313,0	262,0		1079,5
ТЭС-всего					125,0	189,5	190,0	313,0	262,0		1079,5
ТЭЦ						130,5	80,0	85,0	80,0		375,5
КЭС					125,0	59,0	110,0	228,0	182,0		704,0
Демонтаж под замену									100,0		100,0
ТЭС-всего									100,0		100,0
КЭС									100,0		100,0
ЕЭС России - всего											
Демонтаж всего				616,0	1011,0	1186,5	1241,0	2615,0	894,0	1800,0	9363,5
АЭС							440,0	440,0			880,0
ТЭС-всего				616,0	1011,0	1186,5	801,0	2175,0	894,0	1800,0	8483,5
ТЭЦ				392,0	886,0	1055,5	226,0	382,0	292,0		3233,5
КЭС				224,0	125,0	131,0	575,0	1793,0	602,0	1800,0	5250,0
Демонтаж под замену				49,0		282,0	310,0	1400,0	520,0	1400,0	3961,0
ТЭС-всего				49,0		282,0	310,0	1400,0	520,0	1400,0	3961,0
ТЭЦ				25,0		282,0	10,0				317,0
КЭС				24,0			300,0	1400,0	520,0	1400,0	3644,0

Приложение № 5
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015-2021 годы

Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
ОЭС Северо-Запада											
Энергосистема Калининградской области											
Калининградская ТЭЦ-1	ОАО "Мобильные ГТЭС"										
1 ГТ КЭС		Моторное топливо	новое строительство	22,5							22,5
Энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области											
Ленинградская АЭС-2	ОАО "Концерн Росэнергоатом"										
1 ВВЭР-1200		нет топлива	новое строительство			1170,0					1170,0
2 ВВЭР-1200		нет топлива	новое строительство					1170,0			1170,0
Всего по станции						1170,0		1170,0			2340,0
Центральная ТЭЦ (г.СПб)	ОАО "ТГК-1"										
15 ГТ ТЭЦ		Газ природный	расширение		50,5						50,5
16 ГТ ТЭЦ		Газ природный	расширение		50,5						50,5
Всего по станции					101,0						101,0
Юго-Западная ТЭЦ	АО "Юго-Западная ТЭЦ"										
2 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство	304,3							304,3
Новоколпинская ТЭЦ	ЗАО "УК"ГСР ЭНЕРГО"										
2 ПГУ-110(Т)		Газ природный	новое строительство				110,0				110,0
ОЭС Северо-Запада, всего											
Вводы мощности - всего				326,8	101,0	1170,0	110,0	1170,0			2877,8
АЭС						1170,0		1170,0			2340,0
ТЭС-всего				326,8	101,0		110,0				537,8
ТЭЦ				304,3	101,0		110,0				515,3
КЭС				22,5							22,5
ОЭС Центра											
Энергосистема Белгородской области											
СЭС "Рудник"	ООО"КомплексИндустрия"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
Энергосистема Воронежской области											
Воронежская ТЭЦ-1	ОАО "Квадра"										
10 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство		223,0						223,0
Нововоронежская АЭС-2	ОАО "Концерн Росэнергоатом"										
1 ВВЭР-1200		нет топлива	новое строительство		1150,0						1150,0
2 ВВЭР-1200		нет топлива	новое строительство				1150,0				1150,0
Всего по станции					1150,0		1150,0				2300,0
Энергосистема Курской области											
Курская ТЭЦ-1	ОАО "Квадра"										

Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
6 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство		107,0						107,0
Энергосистема Липецкой области											
ГТРС ОАО "НЛМК"	ОАО "НЛМК"										
1 ГУБТ-20		Газ искусственный	новое строительство	20,0							20,0
СЭС "Казинка"	ООО"КомплексИндустрия"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		15,0						15,0
СЭС "Нива"	ООО"КомплексИндустрия"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		15,0						15,0
СЭС "Доброе"	ООО"КомплексИндустрия"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		15,0						15,0
Энергосистема г.Москвы и Московской области											
ТЭЦ-20 Мосэнерго	ПАО "Мосэнерго"										
11 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство	420,0							420,0
ТЭЦ-12 с фил.(ТЭЦ-7) Мосэнерго	ПАО "Мосэнерго"										
10 ПГУ-220(Т)		Газ природный	новое строительство	211,6							211,6
Загорская ГАЭС-2	ПАО "РусГидро"										
1 ГАЭС		нет топлива	новое строительство			210,0					210,0
2 ГАЭС		нет топлива	новое строительство			210,0					210,0
3 ГАЭС		нет топлива	новое строительство				210,0				210,0
4 ГАЭС		нет топлива	новое строительство				210,0				210,0
Всего по станции						420,0	420,0				840,0
ГТЭС "Городецкая" (Кожухово)	ООО "Росмикс"										
1 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство			226,0					226,0
Энергосистема Рязанской области											
Дягилевская ТЭЦ	ОАО "Квадра"										
5 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство	115,0							115,0
Энергосистема Тульской области											
ГРЭС Черепетская	АО "ИНТЕРРАО - Электрогенерация"										
9 К-225-130		Уголь Кузнецкий	новое строительство	225,0							225,0
Алексинская ТЭЦ	ОАО "Квадра"										
5 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство	115,0							115,0
Энергосистема Ярославской области											
Хуадянь-Тенинская ТЭЦ	ОАО "ТГК-2"										
1 ПГУ-450(Т)		Газ природный	новое строительство			450,0					450,0
Тутаевская ПГУ	АО "Тутаевская ПГУ"										
1 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство	52,0							52,0
ОЭС Центра, всего											
Вводы мощности - всего				1173,6	1525,0	1096,0	1570,0				5364,6
АЭС					1150,0		1150,0				2300,0

Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
ГАЭС						420,0	420,0				840,0
ТЭС-всего				1158,6	330,0	676,0					2164,6
ТЭЦ				913,6	330,0	676,0					1919,6
КЭС				225,0							225,0
ДГА				20,0							20,0
ВИЭ-всего				15,0	45,0						60,0
солнечные				15,0	45,0						60,0
ОЭС Средней Волги											
Энергосистема Самарской области											
Самарская солнечная электростанция №2	ООО "Солар Системс"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		25,0						25,0
2 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			25,0					25,0
3 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				25,0				25,0
Всего по станции					25,0	25,0	25,0				75,0
Энергосистема Саратовской области											
АСТ-Саратовская СЭС (№4)	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				15,0				15,0
АСТ-Саратовская СЭС (№6)	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			15,0					15,0
АСТ-Саратовская СЭС (№8)	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			10,0					10,0
Энергосистема Республики Татарстан											
Казанская ТЭЦ-3	ОАО "ТГК-16"										
1 Т-24-130		Газ природный	замена	24,0							24,0
Нижнекамская ТЭЦ-2	ОАО "Татнефть"										
6 Р-...-130		Газ природный	новое строительство	97,0							97,0
7 КЭС приключенные		Газ природный	новое строительство	108,0							108,0
8 КЭС приключенные		Газ природный	новое строительство	108,0							108,0
Всего по станции				313,0							313,0
Энергосистема Ульяновской области											
ВЭС "Ишеевка"	ООО"КомплексИндустрия"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство			15,0					15,0
ВЭС "Карсун"	ООО"КомплексИндустрия"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство			15,0					15,0
ВЭС "Новая Майна"	ООО"КомплексИндустрия"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство			15,0					15,0
ОЭС Средней Волги, всего											
Вводы мощности - всего				337,0	25,0	95,0	40,0				497,0
ТЭС-всего				337,0							337,0
ТЭЦ				121,0							121,0
КЭС				216,0							216,0
ВИЭ-всего					25,0	95,0	40,0				160,0
ветровые						45,0					45,0

Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
солнечные					25,0	50,0	40,0				115,0
Замена - всего				24,0							24,0
ТЭС-всего				24,0							24,0
ТЭЦ				24,0							24,0
ОЭС Юга											
Энергосистема Астраханской области											
***ТЭЦ-Северная**	Эл/ст пром.предприятий										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	замена	2,0							2,0
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	замена	2,0							2,0
Всего по станции				4,0							4,0
ПГУ-ТЭЦ г. Знаменск	ЗАО "ГК-4"										
1 ПГУ-44(Т)		Газ природный	новое строительство	44,0							44,0
Резиновая СЭС	ООО"МРЦ Энергохолдинг"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
СЭС "Володаровка" (МРЦЭнергохолдинг)	ООО"МРЦ Энергохолдинг"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
СЭС "Промстройматериалы"	ООО"МРЦ Энергохолдинг"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
СЭС "Енотаевка"	ООО"МРЦ Энергохолдинг"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
СЭС "Заводская"	ООО"КомплексИндустрия"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
СЭС "Володаровка" (КомплексИндустрия)	ООО"КомплексИндустрия"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
ВЭС "Фунтово"	ООО"КомплексИндустрия"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство			15,0					15,0
ВЭС "Аксарайская"	ООО"КомплексИндустрия"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство		15,0						15,0
Энергосистема Волгоградской области											
СЭС "Бубновская"	ООО"МРЦ Энергохолдинг"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		15,0						15,0
СЭС "Ерзовка"	ООО"МРЦ Энергохолдинг"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		15,0						15,0
СЭС "Суровикино"	ООО"МРЦ Энергохолдинг"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			15,0					15,0
СЭС "Урюпинское"	ООО"МРЦ Энергохолдинг"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			15,0					15,0

Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
СЭС "Михайловская"	ООО"КомплексИндустрия"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			15,0					15,0
Волгоградская СЭС №1	ООО "Солар Системс"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				25,0				25,0
Энергосистема Республики Дагестан											
Гоцатлинская ГЭС к-д Зирани	ПАО"РусГидро"										
1 гидроагрегат		нет топлива	новое строительство	50,0							50,0
2 гидроагрегат		нет топлива	новое строительство	50,0							50,0
Всего по станции				100,0							100,0
СЭС Каспийская	ООО "МЭК-Инжиниринг"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	5,0							5,0
СЭС "Хунзах-1"	ООО "МЭК-Инжиниринг"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	5,0							5,0
Энергосистема Республики Кабардино-Балкария											
Зарагижская МГЭС	ПАО"РусГидро"										
1 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство	10,2							10,2
2 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство	10,2							10,2
3 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство	10,2							10,2
Всего по станции				30,6							30,6
Энергосистема Республики Калмыкия											
ВЭС ООО "АЛТЭН' (Приютненская)	ООО "АЛТЭН"										
1 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство	51,0							51,0
СЭС "Элиста Западная"	ООО"МРЦ Энергохолдинг"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			15,0					15,0
СЭС "Элиста Северная"	ООО"МРЦ Энергохолдинг"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			15,0					15,0
СЭС "Элиста Восточная"	ООО"МРЦ Энергохолдинг"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			15,0					15,0
Энергосистема Республики Карачаево-Черкессия											
Зеленчукская ГЭС-ГАЭС (к-д Зеленчукский)	ПАО"РусГидро"										
1 ГАЭС		нет топлива	новое строительство	70,0							70,0
2 ГАЭС		нет топлива	новое строительство	70,0							70,0
Всего по станции				140,0							140,0
МГЭС Усть-Джегутинская	ПАО"РусГидро"										
51 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство			5,0					5,0
МГЭС Б.Зеленчук	ПАО"РусГидро"										
1 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство	0,6							0,6
2 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство	0,6							0,6
Всего по станции				1,2							1,2

Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
Энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея											
***ГТУ ТЭС ООО "РН-Туапсинский НПЗ"**	ОАО "НК"Роснефть"										
8 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство		47,0						47,0
9 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство		47,0						47,0
10 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство		47,0						47,0
Всего по станции					141,0						141,0
Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя											
Симферопольская ТЭЦ	ОАО «ВО «Технопромэкспорт»										
8 ПГУ-235(Т)		Газ природный	расширение			235,0					235,0
9 ПГУ-235(Т)		Газ природный	расширение				235,0				235,0
Всего по станции						235,0	235,0				470,0
Новая ТЭС в г.Севастополе	ОАО «ВО «Технопромэкспорт»										
1 ПГУ-235(Т)		Газ природный	новое строительство			235,0					235,0
2 ПГУ-235(Т)		Газ природный	новое строительство				235,0				235,0
Всего по станции						235,0	235,0				470,0
Энергосистема Ростовской области											
Ростовская АЭС	ОАО "Концерн Росэнергоатом"										
4 ВВЭР-1000		нет топлива	новое строительство			1100,0					1100,0
Новочеркасская ГРЭС	ПАО "ОГК-2"										
9 К-330-240		Уголь Донецкий	новое строительство	330,0							330,0
Энергосистема Ставропольского края											
Буденновская ТЭС	ООО "ЛУКОЙЛ-Ставропольэнерго"										
1 ПГУ-153(Т)		Газ природный	новое строительство	153,0							153,0
Барсучковская МГЭС	ПАО "РусГидро"										
1 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство			2,5					2,5
2 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство			2,5					2,5
Всего по станции						5,0					5,0
МГЭС Бекешевская	ПАО "РусГидро"										
51 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство			1,0					1,0
МГЭС Сенгилеевская -2	ПАО "РусГидро"										
51 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство				9,9				9,9
МГЭС Егорлыкская-3	ПАО "РусГидро"										
51 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство		3,5						3,5
МГЭС Ставропольская	ПАО "РусГидро"										
51 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство			1,9					1,9
СЭС "Александровская"	ООО"МРЦ Энергохолдинг"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		15,0						15,0
Старомарьевская СЭС	ООО "Солар Системс"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			50,0					50,0

Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
2 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				25,0				25,0
Всего по станции						50,0	25,0				75,0
Энергосистема Чеченской Республики											
Грозненская ТЭС	ПАО"ОГК-2"										
1 ПГУ-180(Т)		Газ природный	новое строительство				180,0				180,0
2 ПГУ-180(Т)		Газ природный	новое строительство				180,0				180,0
Всего по станции							360,0				360,0
ОЭС Юга, всего											
Вводы мощности - всего				953,8	204,5	1737,9	889,9				3786,2
АЭС						1100,0					1100,0
ГЭС				131,8	3,5	12,9	9,9				158,2
ГАЭС				140,0							140,0
ТЭС-всего				531,0	141,0	470,0	830,0				1972,0
ТЭЦ				201,0	141,0	470,0	830,0				1642,0
КЭС				330,0							330,0
ВИЭ-всего				151,0	60,0	155,0	50,0				416,0
ветровые				51,0	15,0	15,0					81,0
солнечные				100,0	45,0	140,0	50,0				335,0
Замена - всего				4,0							4,0
ТЭС-всего				4,0							4,0
ТЭЦ				4,0							4,0
ОЭС Урала											
Энергосистема Республики Башкортостан											
Уфимская ТЭЦ-2	ООО "БГК"										
3 Т-13-29		Газ природный	замена	12,9							12,9
Уфимская ТЭЦ-5 (Затонская ТЭЦ)	ООО "БГК"										
1 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство		210,0						210,0
2 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство		210,0						210,0
Всего по станции					420,0						420,0
Баймакская СЭС	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	10,0							10,0
Исянгуловская СЭС	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		9,0						9,0
Акъярская СЭС	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		5,0						5,0
Юлдыбаевская СЭС	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		10,0						10,0
Матраевская СЭС	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	5,0							5,0
АСТ-Башкирская СЭС (№5)	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				10,0				10,0
АСТ-Башкирская СЭС (№10)	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										

Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				10,0				10,0
Энергосистема Оренбургской области											
Соль-Илецкая СЭС	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		25,0						25,0
Переволоцкая СЭС	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	5,0							5,0
Грачевская СЭС	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		10,0						10,0
Первомайская СЭС	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			5,0					5,0
Державинская СЭС	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			5,0					5,0
Сакмарская СЭС	ПАО"Т Плюс"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	25,0							25,0
ВЭС "Новосергиевская"	ООО"КомплексИндустрия"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство			15,0					15,0
ВЭС "Аэропорт"	ООО"КомплексИндустрия"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство			15,0					15,0
АСТ-Оренбургские СЭС (№3)	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		10,0						10,0
АСТ-Оренбургская СЭС (№4)	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				10,0				10,0
АСТ-Оренбургская СЭС (№5)	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			10,0					10,0
АСТ-Оренбургская СЭС (№6)	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				15,0				15,0
Энергосистема Пермского края											
Пермская ГРЭС	АО "ИНТЕРРАО - Электрогенерация"										
4 ПГУ-800		Газ природный	расширение			800,0					800,0
ООО "Лукойл-Пермнефтеоргсинтез"(С.Н.)	ООО "ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез"										
1 ГТ КЭС		Газ природный	новое строительство	25,0							25,0
2 ГТ КЭС		Газ природный	новое строительство	25,0							25,0
3 ГТ КЭС		Газ природный	новое строительство	25,0							25,0
4 ГТ КЭС		Газ природный	новое строительство	25,0							25,0
5 ГТ КЭС		Газ природный	новое строительство	25,0							25,0
6 ГТ КЭС		Газ природный	новое строительство	25,0							25,0
7 ГТ КЭС		Газ природный	новое строительство	25,0							25,0
8 ГТ КЭС		Газ природный	новое строительство	25,0							25,0
Всего по станции				200,0							200,0

Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
Энергосистема Свердловской области											
Белоярская АЭС	ОАО "КонцернРосэнергоатом"										
4 БН-880		нет топлива	новое строительство	880,0							880,0
Серовская ГРЭС	ПАО"ОГК-2"										
9 ПГУ-420		Газ природный	новое строительство	420,0							420,0
10 ПГУ-420		Газ природный	новое строительство			420,0					420,0
Всего по станции				420,0		420,0					840,0
Нижнетуринская ГРЭС	ПАО"Т Плюс"										
12 ПГУ-230		Газ природный	новое строительство		230,0						230,0
13 ПГУ-230		Газ природный	новое строительство		230,0						230,0
Всего по станции					460,0						460,0
Академическая ТЭЦ-1 (кот.Академэнерго)	ПАО"Т Плюс"										
1 ПГУ-230(Т)		Газ природный	новое строительство		230,0						230,0
Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО											
***ГТЭС-72 "Ямбургская"**	Эл/ст пром.предприятий										
7 ГТ КЭС		Газ попутный	новое строительство	20,0							20,0
8 ГТ КЭС		Газ попутный	новое строительство	20,0							20,0
Всего по станции				40,0							40,0
ТЭС Полярная	ООО "ЭК "Урал Промышленный- Урал Полярный"										
1 ГТУ-25 (Т)		Газ природный	новое строительство	24,5							24,5
Энергосистема Челябинской области											
Троицкая ГРЭС	ПАО"ОГК-2"										
10 К-660-240		Уголь Экибастузский	новое строительство	660,0							660,0
Челябинская ГРЭС	ОАО "Фортум"										
9 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство	247,5							247,5
10 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство	247,5							247,5
Всего по станции				495,0							495,0
Аргаяшская ТЭЦ	ОАО "Фортум"										
4 Т-…-90		Газ природный	замена	65,0							65,0
Октябрьская СЭС	ООО"КомплексИндустрия"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			15,0					15,0
Чесменская СЭС	ООО"МРЦ Энергохолдинг"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				15,0				15,0
Бородиновская СЭС	ООО"МРЦ Энергохолдинг"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				15,0				15,0
Песчаная СЭС	ООО"МРЦ Энергохолдинг"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				15,0				15,0
ОЭС Урала, всего											

Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
Вводы мощности - всего				2842,4	1179,0	1285,0	90,0				5396,4
АЭС				880,0							880,0
ТЭС-всего				1917,4	1110,0	1220,0					4247,4
ТЭЦ				597,4	650,0						1247,4
КЭС				1320,0	460,0	1220,0					3000,0
ВИЭ-всего				45,0	69,0	65,0	90,0				269,0
ветровые						30,0					30,0
солнечные				45,0	69,0	35,0	90,0				239,0
Замена - всего				77,9							77,9
ТЭС-всего				77,9							77,9
ТЭЦ				77,9							77,9
ОЭС Сибири											
Энергосистема Алтайского края и Республики Алтай											
Кош-Агачская СЭС-1	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	нет топлива	новое строительство	1,3							1,3
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	1,3							1,3
2 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	1,3							1,3
3 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	1,3							1,3
4 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	5,0							5,0
Кош-Агачская СЭС-2	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	5,0							5,0
АСТ-Алтайская СЭС (№6)	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
56 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		5,0						5,0
Энергосистема Республики Бурятия											
АСТ-Бурятские СЭС (№6)	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				15,0				15,0
АСТ-Бурятская СЭС (№9)	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			10,0					10,0
СЭС Тарбагатай	ООО"КомплексИндустрия"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				15,0				15,0
СЭС Кабанская	ООО"КомплексИндустрия"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				15,0				15,0
СЭС БВС	ООО"КомплексИндустрия"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				15,0				15,0
Энергосистема Забайкальского края											
АСТ-Забайкальская СЭС (№3)	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			10,0					10,0
Балей СЭС	ООО"КомплексИндустрия"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				15,0				15,0
СЭС Орловский ГОК	ООО"КомплексИндустрия"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				15,0				15,0
Энергосистема Иркутской области											

Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
Заря СЭС	ООО"МРЦ Энергохолдинг"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				15,0				15,0
Энергосистема Красноярского края											
Березовская ГРЭС-1	ОАО "Э.ОН Россия "										
3 К-800-240		Уголь Канско-Ачинский	новое строительство	800,0							800,0
Энергосистема Омской области											
Омская ТЭЦ-3	АО "ТГК-11"										
10 Т-120-130		Газ природный	замена		120,0						120,0
АСТ-Омская СЭС (№3)	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			10,0					10,0
Энергосистема Республики Хакасия											
Абаканская СЭС	ПАО "Красноярская ГЭС"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	5,2							5,2
ОЭС Сибири, всего											
Вводы мощности - всего				815,2	125,0	30,0	105,0				1075,2
ТЭС-всего				800,0	120,0						920,0
ТЭЦ					120,0						120,0
КЭС				800,0							800,0
ВИЭ-всего				15,2	5,0	30,0	105,0				155,2
солнечные				15,2	5,0	30,0	105,0				155,2
Замена - всего					120,0						120,0
ТЭС-всего					120,0						120,0
ТЭЦ					120,0						120,0
ОЭС Востока											
Энергосистема Амурской области											
Благовещенская ТЭЦ-1	ПАО "РАО ЭС Востока"										
4 Т-120-130		Уголь Ерковецкий	расширение	120,0							120,0
Нижне-Бурейская ГЭС	ПАО "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					320,0						320,0
Энергосистема Приморского края											
ТЭС ЗАО "ВНХК"	ОАО "НК"Роснефть"										
1 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство						155,0		155,0
2 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство						155,0		155,0
3 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство						155,0		155,0
4 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство						155,0		155,0
5 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство						155,0		155,0
Всего по станции									775,0		775,0
ГТУ-ТЭЦ на площадке ЦПВБ	ПАО "РАО ЭС Востока"										
1 ГТ ТЭЦ		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

Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
Всего по станции				139,5							139,5
Мини-ТЭЦ "Северная" (о.Русский)	АО "ДВЭУК"										
1 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство	1,8							1,8
2 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство	1,8							1,8
Всего по станции				3,6							3,6
Мини-ТЭЦ "Центральная" (о.Русский)	АО "ДВЭУК"										
1 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство	6,6							6,6
2 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство	6,6							6,6
3 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство	6,6							6,6
4 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство	6,6							6,6
5 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство	6,6							6,6
Всего по станции				33,0							33,0
Мини-ТЭЦ "Океанариум" (о.Русский)	АО "ДВЭУК"										
1 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство	6,6							6,6
2 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство	6,6							6,6
Всего по станции				13,2							13,2
ТЭС СПГ-Владивосток	ОАО "Газпром"										
1 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство				47,0				47,0
2 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство				47,0				47,0
3 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство				47,0				47,0
Всего по станции							141,0				141,0
Энергосистема Хабаровского края											
Совгаванская ТЭЦ	ПАО "РАО ЭС Востока"										
1 Т-60-130		Уголь Ургальский	новое строительство		60,0						60,0
2 Т-60-130		Уголь Ургальский	новое строительство		60,0						60,0
Всего по станции					120,0						120,0
ОЭС Востока, всего											
Вводы мощности - всего				309,3	440,0		141,0		775,0		1665,3
ГЭС					320,0						320,0
ТЭС-всего				309,3	120,0		141,0		775,0		1345,3
ТЭЦ				309,3	120,0		141,0		775,0		1345,3
ЕЭС России - всего											
Вводы мощности - всего				6758,0	3599,5	5413,9	2945,9	1170,0	775,0		20662,4
АЭС				880,0	1150,0	2270,0	1150,0	1170,0			6620,0
ГЭС				131,8	323,5	12,9	9,9				478,2
ГАЭС				140,0		420,0	420,0				980,0
ТЭС-всего				5380,0	1922,0	2366,0	1081,0		775,0		11524,0
ТЭЦ				2446,5	1462,0	1146,0	1081,0		775,0		6910,5
КЭС				2913,5	460,0	1220,0					4593,5
ДГА				20,0							20,0
ВИЭ-всего				226,2	204,0	345,0	285,0				1060,2
ветровые				51,0	15,0	90,0					156,0
солнечные				175,2	189,0	255,0	285,0				904,2
Замена - всего				105,9	120,0						225,9
ТЭС-всего				105,9	120,0						225,9
ТЭЦ				105,9	120,0						225,9

Приложение № 6
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015-2021 годы

Дополнительные объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
ОЭС Северо -Запада											
Энергосистема Калининградской области											
Калининградская ГРЭС-2 (Светловская)	ОАО "Калининградскаягенерирующаякомпания"										
5 ГТУ-6 (Т)		Газ природный	новое строительство				6,0				6,0
6 ГТУ-6 (Т)		Газ природный	новое строительство				6,0				6,0
7 ГТУ-6 (Т)		Газ природный	новое строительство				6,0				6,0
8 ГТУ-6 (Т)		Газ природный	новое строительство				6,0				6,0
Всего по станции							24,0				24,0
Калининградская ТЭЦ-1(котельная)	ОАО "Калининградскаягенерирующаякомпания"										
1 Р-12-90		Газ природный	новое строительство	12,0							12,0
2 ГТ-12(Т)		Газ природный	замена		12,0						12,0
Всего по станции				12,0	12,0						24,0
Гусевская ТЭЦ	ОАО "Калининградскаягенерирующаякомпания"										
3 ГТУ-6 (Т)		Газ природный	новое строительство		6,0						6,0
4 ГТУ-6 (Т)		Газ природный	новое строительство		6,0						6,0
5 ГТУ-6 (Т)		Газ природный	новое строительство		6,0						6,0
6 ГТУ-6 (Т)		Газ природный	новое строительство		6,0						6,0
Всего по станции					24,0						24,0
ТЭС в г. Светлом	Заказчик не определен										
1 Т-50-90		Уголь Кузнецкий	новое строительство			50,0					50,0
2 Т-50-90		Уголь Кузнецкий	новое строительство			50,0					50,0
3 Т-50-90		Уголь Кузнецкий	новое строительство			50,0					50,0
Всего по станции						150,0					150,0
ТЭС в г. Гусеве	Заказчик не определен										
1 ПГУ-80 (Т)		Газ природный	новое строительство			80,0					80,0
2 ПГУ-80 (Т)		Газ природный	новое строительство			80,0					80,0
Всего по станции						160,0					160,0
РТС Южная	ОАО "Калининградскаягенерирующаякомпания"										
1 ГТ-24(Т)		Газ природный	новое строительство			24,0					24,0
ТЭС в г. Калининграде	Заказчик не определен										
1 ПГУ-110(Т)		Газ природный	новое строительство			110,0					110,0
2 ПГУ-110(Т)		Газ природный	новое строительство			110,0					110,0
3 ПГУ-110(Т)		Газ природный	новое строительство			110,0					110,0
4 ПГУ-110(Т)		Газ природный	новое строительство			110,0					110,0
Всего по станции						440,0					440,0
ТЭС в г. Советске	Заказчик не определен										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18,3					18,3
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18,3					18,3

Дополнительные объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18,3					18,3
4 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18,3					18,3
5 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18,3					18,3
6 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18,3					18,3
7 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18,3					18,3
8 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18,3					18,3
9 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18,3					18,3
10 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18,3					18,3
11 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18,3					18,3
12 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18,3					18,3
13 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18,3					18,3
14 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18,3					18,3
Всего по станции						256,5					256,5
Энергосистема Республики Коми											
Энергоцентр "УСА"	ООО "ЛУКОЙЛ-Коми"										
1 ГТУ-25 (Т)		Газ природный	новое строительство		25,0						25,0
2 ГТУ-25 (Т)		Газ природный	новое строительство		25,0						25,0
3 ГТУ-25 (Т)		Газ природный	новое строительство		25,0						25,0
4 ГТУ-25 (Т)		Газ природный	новое строительство		25,0						25,0
Всего по станции					100,0						100,0
Энергоцентр "Ярега"	ООО "ЛУКОЙЛ-Коми"										
1 ГТУ-25 (Т)		Газ природный	новое строительство			25,0					25,0
2 ГТУ-25 (Т)		Газ природный	новое строительство			25,0					25,0
3 ГТУ-25 (Т)		Газ природный	новое строительство			25,0					25,0
4 ГТУ-25 (Т)		Газ природный	новое строительство			25,0					25,0
Всего по станции						100,0					100,0
Котельная г.Ухта	ПАО "Т Плюс"										
1 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство		8,0						8,0
Энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области											
ГРЭС-19 Киришская	ПАО "ОГК-2"										
15 ПГУ-180(Т)		Газ природный	новое строительство					180,0			180,0
Центральная ТЭЦ (г.СПб)	ОАО "ТГК-1"										
17 Р-12-29		Газ природный	новое строительство			12,0					12,0
Пулковская ТЭЦ	ООО "Пулковская ТЭЦ"										
1 ПГУ-120(Т)		Газ природный	новое строительство			120,0					120,0
ОЭС Северо-Запада, всего											
Вводы мощности - всего				12,0	144,0	1262,5	24,0	180,0			1622,5
ТЭС-всего				12,0	144,0	1262,5	24,0	180,0			1622,5
ТЭЦ				12,0	144,0	1262,5	24,0	180,0			1622,5
Замена - всего					12,0						12,0
ТЭС-всего					12,0						12,0
ТЭЦ					12,0						12,0

Дополнительные объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
ОЭС Центра											
Энергосистема Курской области											
Курская АЭС-2	ОАО "КонцернРосэнергоатом"										
1 ВВЭР		нет топлива	новое строительство						1255,0		1255,0
Энергосистема г.Москвы и Московской области											
ГТЭС "Молжаниновка"	ООО "Ресад"										
1 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство				130,0				130,0
ГТЭС Щербинка	ООО "ЭнергоПромИнвест"										
1 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство		125,0						125,0
2 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство			125,0					125,0
3 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство				125,0				125,0
Всего по станции					125,0	125,0	125,0				375,0
Энергосистема Рязанской области											
Новорязанская ТЭЦ	ООО "Ново-Рязанская ТЭЦ"										
4 Р-30-90		Газ природный	замена		30,0						30,0
ОЭС Центра, всего											
Вводы мощности - всего					155,0	125,0	255,0		1255,0		1790,0
АЭС									1255,0		1255,0
ТЭС-всего					155,0	125,0	255,0				535,0
ТЭЦ					155,0	125,0	255,0				535,0
Замена - всего					30,0						30,0
ТЭС-всего					30,0						30,0
ТЭЦ					30,0						30,0
ОЭС Средней Волги											
Энергосистема Нижегородской области											
Нижегородская ТЭЦ	ОАО "ВВГК"										
1 ПГУ-450(Т)		Газ природный	новое строительство				450,0				450,0
2 ПГУ-450(Т)		Газ природный	новое строительство				450,0				450,0
Всего по станции							900,0				900,0
Саровская ТЭЦ	ЗАО "Саровская генерирующаякомпания"										
8 ПТ-25-90		Газ природный	новое строительство		25,0						25,0
9 ПТ-25-90		Газ природный	новое строительство			25,0					25,0
Всего по станции					25,0	25,0					50,0
Энергосистема Пензенской области											
Котельная Арбеково	ПАО "Т Плюс"										
1 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство		8,0						8,0
Энергосистема Самарской области											
ТЭЦ ОАО "Куйбышевский НПЗ"	ОАО "НК"Роснефть"										
7 Р-12-35		Газ природный	новое строительство		12,0						12,0
8 Р-12-35		Газ природный	новое строительство		12,0						12,0

Дополнительные объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
9 ПР-6-35		Газ природный	новое строительство		6,0						6,0
Всего по станции					30,0						30,0
Энергосистема Республики Татарстан											
Казанская ТЭЦ-3	ОАО "ТГК-16"										
7 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство			388,6					388,6
ОЭС Средней Волги, всего											
Вводы мощности - всего					63,0	413,6	900,0				1376,6
ТЭС-всего					63,0	413,6	900,0				1376,6
ТЭЦ					63,0	413,6	900,0				1376,6
ОЭС Юга											
Энергосистема Астраханской области											
Наримановская ВЭС	ЗАО "ВГК"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство				24,0				24,0
ВЭС порт Оля	ЗАО "ВГК"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство					24,0			24,0
Энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея											
Береговая ВЭС	ЗАО "ВГК"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство			90,0					90,0
ТЭС НПЗ Антей	ЗАО "Антей"										
1 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство						180,0		180,0
Таманская ВЭС	ЗАО "ВГК"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство					50,0			50,0
Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя											
Симферопольская ТЭЦ	Крымтеплоэлектроцентр										
5 ПГУ(Т)		Газ природный	расширение			84,0					84,0
6 ПГУ(Т)		Газ природный	расширение			84,0					84,0
7 ПГУ(Т)		Газ природный	расширение			84,0					84,0
Всего по станции						252,0					252,0
Камыш-Бурунская ТЭЦ	Крымтеплоэлектроцентр										
6 ПГУ(Т)		Газ природный	расширение			84,0					84,0
7 ПГУ(Т)		Газ природный	расширение					42,0			42,0
Всего по станции						84,0		42,0			126,0
Сакская ТЭЦ (Сакские тепловые сети)	Крымтеплоэлектроцентр										
3 ПГУ(Т)		Газ природный	расширение			84,0					84,0
Энергосистема Ростовской области											
ВЭС Беглица	ЗАО "ВГК"										

Дополнительные объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство				16,5				16,5
ОЭС Юга, всего											
Вводы мощности- всего						510,0	40,5	116,0	180,0		846,5
ТЭС-всего						420,0		42,0	180,0		642,0
ТЭЦ						420,0		42,0	180,0		642,0
ВИЭ-всего						90,0	40,5	74,0			204,5
ветровые						90,0	40,5	74,0			204,5
ОЭС Урала											
Энергосистема Республики Башкортостан											
Ново-Салаватская ТЭЦ	ООО "Ново-Салаватская ТЭЦ"										
8 ПГУ-410(Т)		Газ природный	расширение	410,0							410,0
Бугульчанская СЭС	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	5,0							5,0
Бугульчанская СЭС-2	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		5,0						5,0
Бурибайская СЭС	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
1 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		10,0						10,0
Бурибайская СЭС-2	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	10,0							10,0
Энергосистема Курганской области											
Курганская ТЭЦ	ООО "Курганская ТЭЦ"										
10 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство					111,0			111,0
Энергосистема Оренбургской области											
ОАО "Оренбургнефть "(Покровский УКПГ)	ОАО "ТНК-ВР"										
1 ТЭЦ ГПА-9		Газ попутный	новое строительство	8,6							8,6
Первомайская СЭС-2	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			5,0					5,0
Энергосистема Пермского края											
Ново-Березниковская ТЭЦ	ПАО "Т Плюс"										
1 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство	115,0							115,0
2 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство	115,0							115,0
Всего по станции				230,0							230,0
НГСП-1035 (ООО "ЛУКОЙЛ-Пермь")	ООО "ЛУКОЙЛ-Пермь"										
1 ГТ КЭС		Газ попутный	новое строительство		12,0						12,0
Энергосистема Свердловской области											
ТЭЦ "Среднеуральский медеплавильный з-	ООО "УГМК-Холдинг"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство	4,3							4,3
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство	4,3							4,3

Дополнительные объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство	4,3							4,3
4 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство	4,3							4,3
5 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство	4,3							4,3
Всего по станции				21,5							21,5
Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО											
Сургутская ГРЭС-1	ПАО "ОГК-2"										
17 ПГУ-420		Газ попутный	новое строительство						420,0		420,0
Ноябрьская ПГЭ	ООО "Ноябрьская ПГЭ"										
3 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство					61,0			61,0
Тюменская ТЭЦ-1	ОАО "Фортум"										
3 Т-...-240		Газ природный	пристройка				295,0				295,0
***ГТЭС-72 "Ямбургская"**	Эл/ст пром.предприятий										
9 ГТ-12		Газ попутный	нов.стр.			12,0					12,0
10 ГТ-12		Газ попутный	нов.стр.			12,0					12,0
Всего по станции						24,0					24,0
ТЭС Полярная	ООО "ЭК "Урал Промышленный- Урал Полярный"										
4 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство		242,0						242,0
Энергосистема Челябинской области											
Челябинская ГРЭС	ОАО "Фортум"										
11 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство		247,5						247,5
Челябинская ТЭЦ-1	ОАО "Фортум"										
12 Р-25-29		Газ природный	новое строительство		25,0						25,0
13 ПГУ-110(Т)		Газ природный	новое строительство				110,0				110,0
14 ПГУ-110(Т)		Газ природный	новое строительство					110,0			110,0
Всего по станции					25,0		110,0	110,0			245,0
***ТЭЦ Челяб.м.з.(Мечел)**	Эл/ст пром.предприятий										
1 ПТ-29-35		Газ природный	замена			29,0					29,0
4 Р-12-90		Газ природный	замена					12,0			12,0
Всего по станции						29,0		12,0			41,0
Челябинская ТЭЦ-5	ОАО "Фортум"										
1 ПГУ-230(Т)		Газ природный	новое строительство							230,0	230,0
2 ПГУ-230(Т)		Газ природный	новое строительство							230,0	230,0
Всего по станции										460,0	460,0
ОЭС Урала, всего											
Вводы мощности - всего				685,1	541,5	58,0	405,0	294,0	420,0	460,0	2863,6
ТЭС-всего				670,1	526,5	53,0	405,0	294,0	420,0	460,0	2828,6
ТЭЦ				670,1	514,5	29,0	405,0	294,0		460,0	2372,6
КЭС					12,0	24,0			420,0		456,0
ВИЭ-всего				15,0	15,0	5,0					35,0

Дополнительные объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
солнечные				15,0	15,0	5,0					35,0
Замена - всего						29,0	295,0	12,0			336,0
ТЭС-всего						29,0	295,0	12,0			336,0
ТЭЦ						29,0	295,0	12,0			336,0
ОЭС Сибири											
Энергосистема Алтайского края и Республики Алтай											
Алтайская КЭС (Мунайская ТЭС)	ООО "Алтайская КЭС"										
1 К-330-240		Уголь Мунайский	новое строительство					330,0			330,0
2 К-330-240		Уголь Мунайский	новое строительство						330,0		330,0
Всего по станции								330,0	330,0		660,0
Энергосистема Иркутской области											
Ново-Зиминская ТЭЦ	ПАО "Иркутскэнерго"										
4 К-160-130		Уголь Иркутский	расширение						160,0		160,0
5 К-225-130		Уголь Иркутский	расширение							225,0	225,0
Всего по станции									160,0	225,0	385,0
Ленская ТЭС (газовая ТЭС в Усть-Куте)	ПАО "Иркутскэнерго"										
1 ПГУ-230		Газ природный	новое строительство					230,0			230,0
2 ПГУ КЭС		Газ природный	новое строительство						419,0		419,0
3 ПГУ КЭС		Газ природный	новое строительство							419,0	419,0
Всего по станции								230,0	419,0	419,0	1068,0
Энергосистема Красноярского края											
ТЭЦ ОАО "АНПЗ ВНК"	ОАО "НК"Роснефть"										
3 ПТ-24-90		Газ попутный	расширение		24,0						24,0
ГТЭС ЗАО "Ванкорнефть "	ОАО "НК"Роснефть"										
51 ГТ КЭС		Газ попутный	новое строительство				150,0				150,0
ОЭС Сибири, всего											
Вводы мощности- всего					24,0		150,0	560,0	909,0	644,0	2287,0
ТЭС-всего					24,0		150,0	560,0	909,0	644,0	2287,0
ТЭЦ					24,0						24,0
КЭС							150,0	560,0	909,0	644,0	2263,0
ОЭС Востока											
Энергосистема Приморского края											
Артемовская ТЭЦ	ПАО "РАО ЭС Востока"										
1 Т-120-130		Уголь Приморский	новое строительство					120,0			120,0
2 Т-120-130		Уголь Приморский	новое строительство						120,0		120,0
9 Кт-...-130		Уголь Приморский	расширение							215,0	215,0
Всего по станции								120,0	120,0	215,0	455,0
Владивостокская ТЭЦ-2	ПАО "РАО ЭС Востока"										
7 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство			210,0					210,0
8 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство				210,0				210,0
Всего по станции						210,0	210,0				420,0

Дополнительные объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
Уссурийская ТЭЦ	ПАО "РАО ЭС Востока"										
1 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство			113,0					113,0
2 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство			113,0					113,0
Всего по станции						226,0					226,0
Мини-ТЭЦ Артем	ПАО "РАО ЭС Востока"										
1 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство			7,4					7,4
2 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство			7,4					7,4
3 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство			7,4					7,4
4 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство				7,4				7,4
5 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство				7,4				7,4
6 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство				7,4				7,4
7 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство				7,4				7,4
8 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство				7,4				7,4
Всего по станции						22,3	37,2				59,5
Мини-ТЭЦ Владивосток	ПАО "РАО ЭС Востока"										
1 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство			7,4					7,4
2 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство			7,4					7,4
3 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство			7,4					7,4
4 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство				7,4				7,4
5 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство				7,4				7,4
6 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство				7,4				7,4
Всего по станции						22,3	22,3				44,6
Энергосистема Хабаровского края											
Хабаровская ТЭЦ-4	ПАО "РАО ЭС Востока"										
1 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство			172,0					172,0
2 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство					172,0			172,0
Всего по станции						172,0		172,0			344,0

Дополнительные объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
Якутский центральный энергорайон											
Якутская ГРЭС-2	ПАО "РАО ЭС Востока"										
5 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство			48,4					48,4
6 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство			48,4					48,4
7 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство			48,4					48,4
Всего по станции						145,1					145,1
ОЭС Востока , всего											
Вводы мощности- всего						797,8	269,5	292,0	120,0	215,0	1694,3
ТЭС-всего						797,8	269,5	292,0	120,0	215,0	1694,3
ТЭЦ						797,8	269,5	292,0	120,0	215,0	1694,3
ЕЭС России - всего											
Вводы мощности- всего				697,1	927,5	3166,8	2044,0	1442,0	2884,0	1319,0	12480,5
АЭС									1255,0		1255,0
ТЭС-всего				682,1	912,5	3071,8	2003,5	1368,0	1629,0	1319,0	10986,0
ТЭЦ				682,1	900,5	3047,8	1853,5	808,0	300,0	675,0	8267,0
КЭС					12,0	24,0	150,0	560,0	1329,0	644,0	2719,0
ВИЭ-всего				15,0	15,0	95,0	40,5	74,0			239,5
ветровые						90,0	40,5	74,0			204,5
солнечные				15,0	15,0	5,0					35,0
Замена - всего					42,0	29,0	295,0	12,0			378,0
ТЭС-всего					42,0	29,0	295,0	12,0			378,0
ТЭЦ					42,0	29,0	295,0	12,0			378,0

Приложение № 7
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015-2021 годы

Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
ОЭС Центра											
Энергосистема г.Москвы и Московской											
ТЭЦ-22 Мосэнерго	ПАО "Мосэнерго"										
9 Т-240-240		Газ	до модернизации				240,0				240,0
9 Т-265-240		Газ	после модернизации				265,0				265,0
			изменение				25,0				25,0
Энергосистема Рязанской области											
Рязанская ГРЭС	ПАО "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	ПАО "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
3 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации			55,0					55,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации			65,0					65,0
			изменение			10,0					10,0
5 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации							55,0	55,0
5 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации							65,0	65,0
			изменение							10,0	10,0
Всего по станции											
До модернизации						55,0		55,0		55,0	165,0
После модернизации						65,0		65,0		65,0	195,0
Изменение мощности						10,0		10,0		10,0	30,0
ОЭС Центра, всего											
До модернизации				270,0		55,0	240,0	55,0		55,0	675,0
ГЭС						55,0		55,0		55,0	165,0
ТЭС-всего				270,0			240,0				510,0
ТЭЦ							240,0				240,0
КЭС				270,0							270,0
После модернизации				330,0		65,0	265,0	65,0		65,0	790,0
ГЭС						65,0		65,0		65,0	195,0
ТЭС-всего				330,0			265,0				595,0
ТЭЦ							265,0				265,0
КЭС				330,0							330,0
Изменение мощности				60,0		10,0	25,0	10,0		10,0	115,0
ГЭС						10,0		10,0		10,0	30,0
ТЭС-всего				60,0			25,0				85,0
ТЭЦ							25,0				25,0

Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
КЭС				60,0							60,0
ОЭС Средней Волги											
Энергосистема Нижегородской области											
Нижегородская ГЭС	ПАО "РусГидро"										
1 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации						65,0		65,0
1 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации						68,0		68,0
			изменение						3,0		3,0
2 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации				65,0				65,0
2 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации				68,0				68,0
			изменение				3,0				3,0
7 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации							65,0	65,0
7 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации							68,0	68,0
			изменение							3,0	3,0
Всего по станции											
До модернизации							65,0		65,0	65,0	195,0
После модернизации							68,0		68,0	68,0	204,0
Изменение мощности							3,0		3,0	3,0	9,0
Энергосистема Самарской области											
Жигулевская ГЭС	ПАО "РусГидро"										
7 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации			115,0					115,0
7 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации			125,5					125,5
			изменение			10,5					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
20 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации					115,0			115,0
20 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации					125,5			125,5

Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
			изменение					10,5			10,5
Всего по станции											
До модернизации				230,0	345,0	230,0	230,0	115,0			1150,0
После модернизации				251,0	376,5	251,0	251,0	125,5			1255,0
Изменение мощности				21,0	31,5	21,0	21,0	10,5			105,0
Энергосистема Саратовской области											
Саратовская ГЭС	ПАО "РусГидро"										
3 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации						60,0		60,0
3 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации						66,0		66,0
			изменение						6,0		6,0
4 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации		60,0						60,0
4 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации		66,0						66,0
			изменение		6,0						6,0
6 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации							60,0	60,0
6 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации							66,0	66,0
			изменение							6,0	6,0
7 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации					60,0			60,0
7 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации					66,0			66,0
			изменение					6,0			6,0
8 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации		60,0						60,0
8 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации		66,0						66,0
			изменение		6,0						6,0
10 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации	60,0							60,0
10 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации	66,0							66,0
			изменение	6,0							6,0
11 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации				60,0				60,0
11 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации				66,0				66,0
			изменение				6,0				6,0
12 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации					60,0			60,0
12 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации					66,0			66,0
			изменение					6,0			6,0
13 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации			60,0					60,0
13 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации			66,0					66,0
			изменение			6,0					6,0
14 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации	60,0							60,0
14 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации	66,0							66,0
			изменение	6,0							6,0
18 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации				60,0				60,0
18 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации				66,0				66,0
			изменение				6,0				6,0
19 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации						60,0		60,0
19 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации						66,0		66,0
			изменение						6,0		6,0
20 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации							60,0	60,0
20 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации							66,0	66,0
			изменение							6,0	6,0
21 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации			60,0					60,0
21 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации			66,0					66,0
			изменение			6,0					6,0

Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
24 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации	10,0							10,0
24 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации	11,0							11,0
			изменение	1,0							1,0
Всего по станции											
До модернизации				130,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	850,0
После модернизации				143,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	935,0
Изменение мощности				13,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	85,0
ОЭС Средней Волги, всего											
До модернизации				360,0	465,0	350,0	415,0	235,0	185,0	185,0	2195,0
ГЭС				360,0	465,0	350,0	415,0	235,0	185,0	185,0	2195,0
После модернизации				394,0	508,5	383,0	451,0	257,5	200,0	200,0	2394,0
ГЭС				394,0	508,5	383,0	451,0	257,5	200,0	200,0	2394,0
Изменение мощности				34,0	43,5	33,0	36,0	22,5	15,0	15,0	199,0
ГЭС				34,0	43,5	33,0	36,0	22,5	15,0	15,0	199,0
ОЭС Юга											
Энергосистема Астраханской области											
Астраханская ГРЭС											
1 ПГУ(Т)	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Газ	до модернизации	117,0							117,0
1 ПГУ(Т)		Газ	после модернизации	121,0							121,0
			изменение	4,0							4,0
Энергосистема Волгоградской области											
Волжская ГЭС	ПАО "РусГидро"										
1 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации				115,0				115,0
1 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации				125,5				125,5
			изменение				10,5				10,5
2 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации			115,0					115,0
2 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации			125,5					125,5
			изменение			10,5					10,5
6 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации			115,0					115,0
6 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации			125,5					125,5
			изменение			10,5					10,5
7 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации					115,0			115,0
7 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации					125,5			125,5
			изменение					10,5			10,5
10 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации					115,0			115,0
10 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации					125,5			125,5
			изменение					10,5			10,5
13 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации		115,0						115,0
13 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации		125,5						125,5
			изменение		10,5						10,5
14 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации						115,0		115,0
14 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации						125,5		125,5
			изменение						10,5		10,5
15 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации				115,0				115,0
15 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации				125,5				125,5
			изменение				10,5				10,5
18 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации							115,0	115,0

Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
18 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации							125,5	125,5
			изменение							10,5	10,5
21 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации	115,0							115,0
21 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации	125,5							125,5
			изменение	10,5							10,5
Всего по станции											
До модернизации				115,0	115,0	230,0	230,0	230,0	115,0	115,0	1150,0
После модернизации				125,5	125,5	251,0	251,0	251,0	125,5	125,5	1255,0
Изменение мощности				10,5	10,5	21,0	21,0	21,0	10,5	10,5	105,0
Энергосистема Ростовской области											
Ростовская ТЭЦ-2	ООО "ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго"										
1 ПТ-80-130		Газ	до модернизации	80,0							80,0
1 ПТ-100-130		Газ	после модернизации	100,0							100,0
			изменение	20,0							20,0
2 ПТ-80-130		Газ	до модернизации	80,0							80,0
2 ПТ-100-130		Газ	после модернизации	100,0							100,0
			изменение	20,0							20,0
Всего по станции											
До модернизации				160,0							160,0
После модернизации				200,0							200,0
Изменение мощности				40,0							40,0
Энергосистема Ставропольского края											
Кубанская ГЭС-2	ПАО "РусГидро"										
1 г/а рад.-осевой		нет топлива	до модернизации					46,0			46,0
1 г/а рад.-осевой		нет топлива	после модернизации					48,0			48,0
			изменение					2,0			2,0
Сенгилеевская ГЭС	ПАО "РусГидро"										
1 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	до модернизации				4,5				4,5
1 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	после модернизации				6,0				6,0
			изменение				1,5				1,5
3 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	до модернизации				4,5				4,5
3 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	после модернизации				6,0				6,0
			изменение				1,5				1,5
Всего по станции											
До модернизации							9,0				9,0
После модернизации							12,0				12,0
Изменение мощности							3,0				3,0
Кубанская ГАЭС	ПАО "РусГидро"										
1 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	до модернизации					2,7			2,7
1 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	после модернизации					3,1			3,1
			изменение					0,4			0,4
2 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	до модернизации					2,7			2,7
2 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	после модернизации					3,1			3,1
			изменение					0,4			0,4
3 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	до модернизации					2,7			2,7
3 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	после модернизации					3,1			3,1

Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
			изменение					0,4			0,4
4 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	до модернизации					2,7			2,7
4 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	после модернизации					3,1			3,1
			изменение					0,4			0,4
5 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	до модернизации					2,7			2,7
5 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	после модернизации					3,1			3,1
			изменение					0,4			0,4
6 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	до модернизации					2,7			2,7
6 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	после модернизации					3,1			3,1
			изменение					0,4			0,4
Всего по станции											
До модернизации								15,9			15,9
После модернизации								18,3			18,3
Изменение мощности								2,4			2,4
ОЭС Юга, всего											
До модернизации				392,0	115,0	230,0	239,0	291,9	115,0	115,0	1497,9
ГЭС				115,0	115,0	230,0	239,0	291,9	115,0	115,0	1220,9
ТЭС-всего				277,0							277,0
ТЭЦ				277,0							277,0
После модернизации				446,5	125,5	251,0	263,0	317,3	125,5	125,5	1654,3
ГЭС				125,5	125,5	251,0	263,0	317,3	125,5	125,5	1333,3
ТЭС-всего				321,0							321,0
ТЭЦ				321,0							321,0
Изменение мощности				54,5	10,5	21,0	24,0	25,4	10,5	10,5	156,4
ГЭС				10,5	10,5	21,0	24,0	25,4	10,5	10,5	112,4
ТЭС-всего				44,0							44,0
ТЭЦ				44,0							44,0
ОЭС Урала											
Энергосистема Республики Башкортостан											
Кармановская ГРЭС	ООО "БГК"										
1 К-...-240		Газ	до модернизации					303,2			303,2
1 К-...-240		Газ	после модернизации					324,7			324,7
			изменение					21,5			21,5
Энергосистема Оренбургской области											
Ириклинская ГРЭС	АО "Интер РАО - Электрогенерация"										
1 К-300-240		Газ	до модернизации			300,0					300,0
1 К-330-240		Газ	после модернизации			330,0					330,0
			изменение			30,0					30,0
2 К-300-240		Газ	до модернизации	300,0							300,0
2 К-330-240		Газ	после модернизации	330,0							330,0
			изменение	30,0							30,0
4 К-300-240		Газ	до модернизации					300,0			300,0
4 К-330-240		Газ	после модернизации					330,0			330,0
			изменение					30,0			30,0
Всего по станции											
До модернизации				300,0		300,0		300,0			900,0
После модернизации				330,0		330,0		330,0			990,0

Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
Изменение мощности				30,0		30,0		30,0			90,0
Энергосистема Пермского края											
Воткинская ГЭС	ПАО "РусГидро"										
4 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации			100,0					100,0
4 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации			110,0					110,0
			изменение			10,0					10,0
5 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации					100,0			100,0
5 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации					110,0			110,0
			изменение					10,0			10,0
7 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации							100,0	100,0
7 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации							110,0	110,0
			изменение							10,0	10,0
Всего по станции											
До модернизации						100,0		100,0		100,0	300,0
После модернизации						110,0		110,0		110,0	330,0
Изменение мощности						10,0		10,0		10,0	30,0
Камская ГЭС	ПАО "РусГидро"										
4 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации		21,0						21,0
4 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации		24,0						24,0
			изменение		3,0						3,0
13 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации	21,0							21,0
13 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации	24,0							24,0
			изменение	3,0							3,0
19 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации	21,0							21,0
19 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации	24,0							24,0
			изменение	3,0							3,0
Всего по станции											
До модернизации				42,0	21,0						63,0
После модернизации				48,0	24,0						72,0
Изменение мощности				6,0	3,0						9,0
Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО											
Сургутская ГРЭС-2	ОАО "Э.ОН Россия"										
1 К-800-240		Газ	до модернизации	800,0							800,0
1 К-...-240		Газ	после модернизации	810,0							810,0
			изменение	10,0							10,0
2 К-800-240		Газ	до модернизации	800,0							800,0
2 К-...-240		Газ	после модернизации	810,0							810,0
			изменение	10,0							10,0
3 К-800-240		Газ	до модернизации	800,0							800,0
3 К-...-240		Газ	после модернизации	810,0							810,0
			изменение	10,0							10,0
4 К-800-240		Газ	до модернизации	800,0							800,0
4 К-...-240		Газ	после модернизации	810,0							810,0
			изменение	10,0							10,0
5 К-800-240		Газ	до модернизации	800,0							800,0
5 К-...-240		Газ	после модернизации	810,0							810,0

Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
			изменение	10,0							10,0
6 К-800-240		Газ	до модернизации	800,0							800,0
6 К-...-240		Газ	после модернизации	810,0							810,0
			изменение	10,0							10,0
Всего по станции											
До модернизации				4800,0							4800,0
После модернизации				4860,0							4860,0
Изменение мощности				60,0							60,0
Уренгойская ГРЭС	АО "Интер РАО - Электрогенерация"										
3 ПГУ		Газ	до модернизации	460,0							460,0
3 ПГУ		Газ	после модернизации	474,0							474,0
			изменение	14,4							14,4
Энергосистема Челябинской области											
Челябинская ТЭЦ-3	ОАО "Фортум"										
3 ПГУ(Т)		Газ	до модернизации	216,3							216,3
3 ПГУ(Т)		Газ	после модернизации	232,0							232,0
			изменение	15,7							15,7
Южно-Уральская ГРЭС-2	АО "Интер РАО - Электрогенерация"										
1 ПГУ		Газ	до модернизации	408,0							408,0
1 ПГУ		Газ	после модернизации	417,4							417,4
			изменение	9,4							9,4
ОЭС Урала, всего											
До модернизации				6226,3	21,0	400,0		703,2		100,0	7450,5
ГЭС				42,0	21,0	100,0		100,0		100,0	363,0
ТЭС-всего				6184,3		300,0		603,2			7087,5
ТЭЦ				216,3							216,3
КЭС				5968,0		300,0		603,2			6871,2
После модернизации				6361,8	24,0	440,0		764,7		110,0	7700,5
ГЭС				48,0	24,0	110,0		110,0		110,0	402,0
ТЭС-всего				6313,8		330,0		654,7			7298,5
ТЭЦ				232,0							232,0
КЭС				6081,8		330,0		654,7			7066,5
Изменение мощности				135,5	3,0	40,0		61,5		10,0	250,0
ГЭС				6,0	3,0	10,0		10,0		10,0	39,0
ТЭС-всего				129,5		30,0		51,5			211,0
ТЭЦ				15,7							15,7
КЭС				113,8		30,0		51,5			195,3
ОЭС Сибири											
Энергосистема Иркутской области											
Иркутская ГЭС	ПАО "Иркутскэнерго"										
2 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации					82,8			82,8
2 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации					110,0			110,0
			изменение					27,2			27,2
4 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации		82,8						82,8
4 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации		110,0						110,0
			изменение		27,2						27,2
7 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации			82,8					82,8

Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
7 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации			110,0					110,0
			изменение			27,2					27,2
8 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации				82,8				82,8
8 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации				110,0				110,0
			изменение				27,2				27,2
Всего по станции											
До модернизации					82,8	82,8	82,8	82,8			331,2
После модернизации					110,0	110,0	110,0	110,0			440,0
Изменение мощности					27,2	27,2	27,2	27,2			108,8
Усть-Илимская ГЭС	ПАО "Иркутскэнерго"										
2 г/а рад.-осевой		нет топлива	до модернизации				240,0				240,0
2 г/а рад.-осевой		нет топлива	после модернизации				250,0				250,0
			изменение				10,0				10,0
4 г/а рад.-осевой		нет топлива	до модернизации		240,0						240,0
4 г/а рад.-осевой		нет топлива	после модернизации		250,0						250,0
			изменение		10,0						10,0
10 г/а рад.-осевой		нет топлива	до модернизации		240,0						240,0
10 г/а рад.-осевой		нет топлива	после модернизации		250,0						250,0
			изменение		10,0						10,0
12 г/а рад.-осевой		нет топлива	до модернизации			240,0					240,0
12 г/а рад.-осевой		нет топлива	после модернизации			250,0					250,0
			изменение			10,0					10,0
Всего по станции											
До модернизации					480,0	240,0	240,0				960,0
После модернизации					500,0	250,0	250,0				1000,0
Изменение мощности					20,0	10,0	10,0				40,0
Энергосистема Новосибирской области											
Новосибирская ГЭС	ПАО "РусГидро"										
2 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации						65,0		65,0
2 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации						70,0		70,0
			изменение						5,0		5,0
3 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации				65,0				65,0
3 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации				70,0				70,0
			изменение				5,0				5,0
4 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации			65,0					65,0
4 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации			70,0					70,0
			изменение			5,0					5,0
5 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации		65,0						65,0
5 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации		70,0						70,0
			изменение		5,0						5,0
6 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации	65,0							65,0
6 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации	70,0							70,0
			изменение	5,0							5,0
7 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации					65,0			65,0
7 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации					70,0			70,0
			изменение					5,0			5,0
Всего по станции											
До модернизации				65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0		390,0

Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
После модернизации				70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0		420,0
Изменение мощности				5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0		30,0
Энергосистема Омской области											
Омская ТЭЦ-4	АО "ТГК-11"										
6 Т-100-130		Уголь	до модернизации				100,0				100,0
6 Т-113-130		Уголь	после модернизации				113,0				113,0
			изменение				13,0				13,0
ОЭС Сибири, всего											
До модернизации				65,0	627,8	387,8	487,8	147,8	65,0		1781,2
ГЭС				65,0	627,8	387,8	387,8	147,8	65,0		1681,2
ТЭС-всего							100,0				100,0
ТЭЦ							100,0				100,0
После модернизации				70,0	680,0	430,0	543,0	180,0	70,0		1973,0
ГЭС				70,0	680,0	430,0	430,0	180,0	70,0		1860,0
ТЭС-всего							113,0				113,0
ТЭЦ							113,0				113,0
Изменение мощности				5,0	52,2	42,2	55,2	32,2	5,0		191,8
ГЭС				5,0	52,2	42,2	42,2	32,2	5,0		178,8
ТЭС-всего							13,0				13,0
ТЭЦ							13,0				13,0
ОЭС Востока											
Энергосистема Амурской области											
Райчихинская ГРЭС	ПАО "РАО ЭС Востока"										
6 К-50-90		Уголь	до модернизации		50,0						50,0
6 К-...-90		Уголь	после модернизации		33,0						33,0
			изменение		-17,0						-17,0
ОЭС Востока , всего											
До модернизации					50,0						50,0
ТЭС-всего					50,0						50,0
КЭС					50,0						50,0
После модернизации					33,0						33,0
ТЭС-всего					33,0						33,0
КЭС					33,0						33,0
Изменение мощности					-17,0						-17,0
ТЭС-всего					-17,0						-17,0
КЭС					-17,0						-17,0
ЕЭС России - всего											
До модернизации				7313,3	1278,8	1422,8	1381,8	1432,9	365,0	455,0	13649,6
ГЭС				582,0	1228,8	1122,8	1041,8	829,7	365,0	455,0	5625,1
ТЭС-всего				6731,3	50,0	300,0	340,0	603,2			8024,5
ТЭЦ				493,3			340,0				833,3
КЭС				6238,0	50,0	300,0		603,2			7191,2
После модернизации				7602,3	1371,0	1569,0	1522,0	1584,5	395,5	500,5	14544,8
ГЭС				637,5	1338,0	1239,0	1144,0	929,8	395,5	500,5	6184,3
ТЭС-всего				6964,8	33,0	330,0	378,0	654,7			8360,5

Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
ТЭЦ				553,0			378,0				931,0
КЭС				6411,8	33,0	330,0		654,7			7429,5
Изменение мощности				289,0	92,2	146,2	140,2	151,6	30,5	45,5	895,2
ГЭС				55,5	109,2	116,2	102,2	100,1	30,5	45,5	559,2
ТЭС-всего				233,5	-17,0	30,0	38,0	51,5			336,0
ТЭЦ				59,7			38,0				97,7
КЭС				173,8	-17,0	30,0		51,5			238,3

Приложение № 8
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015-2021 годы

Объемы и структура реконструкции генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
ОЭС Юга											
Энергосистема Ростовской области											
***ТЭЦ Ростсельмаш**	Эл/ст пром.предприятий										
51 ПТ-...-29		Газ	до реконструкции	6,2							6,2
51 Р-...-29		Газ	после реконструкции	6,0							6,0
			изменение	-0,2							-0,2
ОЭС Юга, всего											
До реконструкции				6,2							6,2
ТЭС-всего				6,2							6,2
ТЭЦ				6,2							6,2
После реконструкции				6,0							6,0
ТЭС-всего				6,0							6,0
ТЭЦ				6,0							6,0
Изменение мощности				-0,2							-0,2
ТЭС-всего				-0,2							-0,2
ТЭЦ				-0,2							-0,2
ОЭС Сибири											
Энергосистема Омской области											
Омская ТЭЦ-5	АО "ТГК-11"										
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
ОЭС Сибири, всего											
До реконструкции				80,0							80,0
ТЭС-всего				80,0							80,0
ТЭЦ				80,0							80,0
После реконструкции				98,0							98,0
ТЭС-всего				98,0							98,0
ТЭЦ				98,0							98,0
Изменение мощности				18,0							18,0
ТЭС-всего				18,0							18,0
ТЭЦ				18,0							18,0
ЕЭС России - всего											
До реконструкции				86,2							86,2
ТЭС-всего				86,2							86,2
ТЭЦ				86,2							86,2
После реконструкции				104,0							104,0
ТЭС-всего				104,0							104,0
ТЭЦ				104,0							104,0
Изменение мощности				17,8							17,8
ТЭС-всего				17,8							17,8
ТЭЦ				17,8							17,8

Приложение № 9
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015-2021 годы

Объемы и структура перемарировки генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
ОЭС Средней Волги											
Энергосистема Республики Татарстан											
Нижнекамская ТЭЦ-2	ОАО "Татнефть"										
4 Р-...-130		Газ	до перемаркировки	70,0							70,0
4 Р-97-130		Газ	после перемаркировки	97,0							97,0
			изменение	27,0							27,0
ОЭС Средней Волги - всего											
До перемаркировки				70,0							70,0
ТЭС-всего				70,0							70,0
ТЭЦ				70,0							70,0
После перемаркировки				97,0							97,0
ТЭС-всего				97,0							97,0
ТЭЦ				97,0							97,0
Изменение мощности				27,0							27,0
ТЭС-всего				27,0							27,0
ТЭЦ				27,0							27,0
ОЭС Урала											
Энергосистема Пермского края											
Березниковская ТЭЦ-4	ПАО "Т Плюс"										
1 Р-10-90		Газ	до перемаркировки	10,0							10,0
1 Р-6-90		Газ	после перемаркировки	5,8							5,8
			изменение	-4,2							-4,2
3 Р-13-90		Газ	до перемаркировки	12,8							12,8
3 Р-4-90		Газ	после перемаркировки	3,9							3,9
			изменение	-8,9							-8,9
7 Р-6-90		Газ	до перемаркировки	6,4							6,4
7 Р-...-90		Газ	после перемаркировки	2,1							2,1
			изменение	-4,3							-4,3
Всего по станции											
До перемаркировки				29,2							29,2
После перемаркировки				11,8							11,8
Изменение мощности				-17,4							-17,4
ОЭС Урала - всего											
До перемаркировки				29,2							29,2
ТЭС-всего				29,2							29,2
ТЭЦ				29,2							29,2
После перемаркировки				11,8							11,8
ТЭС-всего				11,8							11,8
ТЭЦ				11,8							11,8
Изменение мощности				-17,4							-17,4
ТЭС-всего				-17,4							-17,4

Объемы и структура перемарировки генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
ТЭЦ				-17,4							-17,4
ЕЭС России - всего											
До перемаркировки				99,2							99,2
ТЭС-всего				99,2							99,2
ТЭЦ				99,2							99,2
После перемаркировки				108,8							108,8
ТЭС-всего				108,8							108,8
ТЭЦ				108,8							108,8
Изменение мощности				9,6							9,6
ТЭС-всего				9,6							9,6
ТЭЦ				9,6							9,6

Приложение № 10
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015-2021 годы

Дополнительные объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
ОЭС Северо-Запада											
Энергосистема Республики Карелия											
Петрозаводская ТЭЦ	ОАО "ТГК-1"										
1 ПТ-60-130		Газ	до модернизации						60,0		60,0
		Газ	после модернизации						60,0		60,0
Энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области											
ТЭЦ-15 Автовская	ОАО "ТГК-1"										
6 Т-100-130		Газ	до модернизации				100,0				100,0
		Газ	после модернизации				100,0				100,0
7 Т-...-130		Газ	до модернизации			97,0					97,0
7 Т-100-130		Газ	после модернизации			100,0					100,0
			изменение			3,0					3,0
Всего по станции											
До модернизации						97,0	100,0				197,0
После модернизации						100,0	100,0				200,0
Изменение мощности						3,0					3,0
ТЭЦ-7 Василеостровская	ОАО "ТГК-1"										
4 ПТ-25-90		Газ	до модернизации			25,0					25,0
		Газ	после модернизации			25,0					25,0
5 ПТ-60-90		Газ	до модернизации				60,0				60,0
		Газ	после модернизации				60,0				60,0
Всего по станции											
До модернизации						25,0	60,0				85,0
После модернизации						25,0	60,0				85,0
Энергосистема Мурманской области											
Верхне-Туломская ГЭС	ОАО "ТГК-1"										
1 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации				67,0				67,0
1 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации				72,0				72,0
			изменение				5,0				5,0
2 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации						67,0		67,0
2 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации						72,0		72,0
			изменение						5,0		5,0
3 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации			67,0					67,0
3 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации			72,0					72,0
			изменение			5,0					5,0
4 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации					67,0			67,0
4 г/а пов-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации					72,0			72,0
			изменение					5,0			5,0
Всего по станции											
До модернизации						67,0	67,0	67,0	67,0		268,0

Дополнительные объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
После модернизации						72,0	72,0	72,0	72,0		288,0
Изменение мощности						5,0	5,0	5,0	5,0		20,0
ОЭС Северо -Запада, всего											
До модернизации						189,0	227,0	67,0	127,0		610,0
ГЭС						67,0	67,0	67,0	67,0		268,0
ТЭС-всего						122,0	160,0		60,0		342,0
ТЭЦ						122,0	160,0		60,0		342,0
После модернизации						197,0	232,0	72,0	132,0		633,0
ГЭС						72,0	72,0	72,0	72,0		288,0
ТЭС-всего						125,0	160,0		60,0		345,0
ТЭЦ						125,0	160,0		60,0		345,0
Изменение мощности						8,0	5,0	5,0	5,0		23,0
ГЭС						5,0	5,0	5,0	5,0		20,0
ТЭС-всего						3,0					3,0
ТЭЦ						3,0					3,0
ОЭС Центра											
Энергосистема г.Москвы и Московской области											
ГРЭС-4 Каширская	АО "ИНТЕР РАО-Электрогенерация"										
1 К-300-240		Газ/Уголь	до модернизации							300,0	300,0
1 К-330-240		Газ/Уголь	после модернизации							330,0	330,0
			изменение							30,0	30,0
ТЭЦ-22 Мосэнерго	ПАО "Мосэнерго"										
10 Т-240-240		Газ	до модернизации					240,0			240,0
10 Т-265-240		Газ	после модернизации					265,0			265,0
			изменение					25,0			25,0
11 Т-240-240		Газ	до модернизации						240,0		240,0
11 Т-265-240		Газ	после модернизации						265,0		265,0
			изменение						25,0		25,0
Всего по станции											
До модернизации								240,0	240,0		480,0
После модернизации								265,0	265,0		530,0
Изменение мощности								25,0	25,0		50,0
ТЭЦ-21 Мосэнерго	ПАО "Мосэнерго"										
8 Т-250-240		Газ	до модернизации							250,0	250,0
8 Т-265-240		Газ	после модернизации							265,0	265,0
			изменение							15,0	15,0
9 Т-250-240		Газ	до модернизации						250,0		250,0
9 Т-265-240		Газ	после модернизации						265,0		265,0
			изменение						15,0		15,0
Всего по станции											
До модернизации									250,0	250,0	500,0
После модернизации									265,0	265,0	530,0
Изменение мощности									15,0	15,0	30,0

Дополнительные объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
ТЭЦ-23 Мосэнерго	ПАО "Мосэнерго"										
5 Т-250-240		Газ	до модернизации							250,0	250,0
5 Т-265-240		Газ	после модернизации							265,0	265,0
			изменение							15,0	15,0
ОЭС Центра, всего											
До модернизации								240,0	490,0	800,0	1530,0
ТЭС-всего								240,0	490,0	800,0	1530,0
ТЭЦ								240,0	490,0	500,0	1230,0
КЭС										300,0	300,0
После модернизации								265,0	530,0	860,0	1655,0
ТЭС-всего								265,0	530,0	860,0	1655,0
ТЭЦ								265,0	530,0	530,0	1325,0
КЭС										330,0	330,0
Изменение мощности								25,0	40,0	60,0	125,0
ТЭС-всего								25,0	40,0	60,0	125,0
ТЭЦ								25,0	40,0	30,0	95,0
КЭС										30,0	30,0
ОЭС Урала											
Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО											
Няганская ТЭС	ОАО "Фортум"										
1 ПГУ КЭС		Газ	до модернизации	420,9							420,9
1 ПГУ-450		Газ	после модернизации	450,0							450,0
			изменение	29,1							29,1
2 ПГУ КЭС		Газ	до модернизации		424,2						424,2
2 ПГУ-450		Газ	после модернизации		450,0						450,0
			изменение		25,8						25,8
3 ПГУ КЭС		Газ	до модернизации			424,6					424,6
3 ПГУ-450		Газ	после модернизации			450,0					450,0
			изменение			25,4					25,4
Всего по станции											
До модернизации				420,9	424,2	424,6					1269,7
После модернизации				450,0	450,0	450,0					1350,0
Изменение мощности				29,1	25,8	25,4					80,3
ОЭС Урала, всего											
До модернизации				420,9	424,2	424,6					1269,7
ТЭС-всего				420,9	424,2	424,6					1269,7
КЭС				420,9	424,2	424,6					1269,7
После модернизации				450,0	450,0	450,0					1350,0
ТЭС-всего				450,0	450,0	450,0					1350,0
КЭС				450,0	450,0	450,0					1350,0
Изменение мощности				29,1	25,8	25,4					80,3
ТЭС-всего				29,1	25,8	25,4					80,3
КЭС				29,1	25,8	25,4					80,3
ОЭС Сибири											
Энергосистема Иркутской области											

Дополнительные объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
Ново-Иркутская ТЭЦ	ПАО "Иркутскэнерго"										
3 Т-175-130		Уголь	до модернизации			175,0					175,0
3 Т-...-130		Уголь	после модернизации			195,0					195,0
			изменение			20,0					20,0
4 Т-175-130		Уголь	до модернизации				175,0				175,0
4 Т-...-130		Уголь	после модернизации				195,0				195,0
			изменение				20,0				20,0
Всего по станции											
До модернизации						175,0	175,0				350,0
После модернизации						195,0	195,0				390,0
Изменение мощности						20,0	20,0				40,0
ОЭС Сибири, всего											
До модернизации						175,0	175,0				350,0
ТЭС-всего						175,0	175,0				350,0
ТЭЦ						175,0	175,0				350,0
После модернизации						195,0	195,0				390,0
ТЭС-всего						195,0	195,0				390,0
ТЭЦ						195,0	195,0				390,0
Изменение мощности						20,0	20,0				40,0
ТЭС-всего						20,0	20,0				40,0
ТЭЦ						20,0	20,0				40,0
ОЭС Востока											
Энергосистема Приморского края											
Владивостокская ТЭЦ-2	ПАО "РАО ЭС Востока"										
1 Т-80-130		Уголь	до модернизации			80,0					80,0
1 Т-100-130		Уголь	после модернизации			100,0					100,0
			изменение			20,0					20,0
5 Р-50-130		Уголь	до модернизации				50,0				50,0
5 Р-...-130		Уголь	после модернизации				80,0				80,0
			изменение				30,0				30,0
6 ПТ-55-130		Уголь	до модернизации					55,0			55,0
6 ПТ-80-130		Уголь	после модернизации					80,0			80,0
			изменение					25,0			25,0
Всего по станции											
До модернизации						80,0	50,0	55,0			185,0
После модернизации						100,0	80,0	80,0			260,0
Изменение мощности						20,0	30,0	25,0			75,0
Энергосистема Хабаровского края											
Хабаровская ТЭЦ-1	ПАО "РАО ЭС Востока"										
6 ПТ-50-90		Уголь	до модернизации				50,0				50,0
6 ПТ-80-90		Уголь	после модернизации				80,0				80,0
			изменение				30,0				30,0
7 Т-100-130		Уголь	до модернизации				100,0				100,0
		Уголь	после модернизации				100,0				100,0
8 Т-100-130		Уголь	до модернизации				100,0				100,0
8 Т-120-130		Уголь	после модернизации				120,0				120,0
			изменение				20,0				20,0

Дополнительные объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
9 Т-105-130		Уголь	до модернизации					105,0			105,0
9 Т-140-130		Уголь	после модернизации					140,0			140,0
			изменение					35,0			35,0
Всего по станции											
До модернизации							250,0	105,0			355,0
После модернизации							300,0	140,0			440,0
Изменение мощности							50,0	35,0			85,0
Комсомольская ТЭЦ-2	ПАО "РАО ЭС Востока"										
7 Т-55-130		Уголь	до модернизации			55,0					55,0
7 Т-60-130		Уголь	после модернизации			60,0					60,0
			изменение			5,0					5,0
8 Т-55-130		Уголь	до модернизации				55,0				55,0
8 Т-60-130		Уголь	после модернизации				60,0				60,0
			изменение				5,0				5,0
Всего по станции											
До модернизации						55,0	55,0				110,0
После модернизации						60,0	60,0				120,0
Изменение мощности						5,0	5,0				10,0
ОЭС Востока , всего											
До модернизации						135,0	355,0	160,0			650,0
ТЭС-всего						135,0	355,0	160,0			650,0
ТЭЦ						135,0	355,0	160,0			650,0
После модернизации						160,0	440,0	220,0			820,0
ТЭС-всего						160,0	440,0	220,0			820,0
ТЭЦ						160,0	440,0	220,0			820,0
Изменение мощности						25,0	85,0	60,0			170,0
ТЭС-всего						25,0	85,0	60,0			170,0
ТЭЦ						25,0	85,0	60,0			170,0
ЕЭС России - всего											
До модернизации				420,9	424,2	923,6	757,0	467,0	617,0	800,0	4409,7
ГЭС						67,0	67,0	67,0	67,0		268,0
ТЭС-всего				420,9	424,2	856,6	690,0	400,0	550,0	800,0	4141,7
ТЭЦ						432,0	690,0	400,0	550,0	500,0	2572,0
КЭС				420,9	424,2	424,6				300,0	1569,7
После модернизации				450,0	450,0	1002,0	867,0	557,0	662,0	860,0	4848,0
ГЭС						72,0	72,0	72,0	72,0		288,0
ТЭС-всего				450,0	450,0	930,0	795,0	485,0	590,0	860,0	4560,0
ТЭЦ						480,0	795,0	485,0	590,0	530,0	2880,0
КЭС				450,0	450,0	450,0				330,0	1680,0
Изменение мощности				29,1	25,8	78,4	110,0	90,0	45,0	60,0	438,3
ГЭС						5,0	5,0	5,0	5,0		20,0
ТЭС-всего				29,1	25,8	73,4	105,0	85,0	40,0	60,0	418,3
ТЭЦ						48,0	105,0	85,0	40,0	30,0	308,0
КЭС				29,1	25,8	25,4				30,0	110,3

Приложение № 11
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015-2021 годы

Дополнительные объемы и структура реконструкции генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
ОЭС Урала											
Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО											
Тюменская ТЭЦ-2	ОАО "Фортум"										
4 К-215-130		Газ	до реконструкции				215,0				215,0
4 Т-180-130		Газ	после реконструкции				180,0				180,0
			изменение				-35,0				-35,0
Энергосистема Челябинской области											
***Магнитогорская ЦЭС**	Эл/ст пром.предприятий										
5 Т-25-29		Газ	до реконструкции							25,0	25,0
5 ПТ-...-29		Газ	после реконструкции							40,0	40,0
			изменение							15,0	15,0
ОЭС Урала, всего											
До реконструкции							215,0			25,0	240,0
ТЭС-всего							215,0			25,0	240,0
ТЭЦ										25,0	25,0
КЭС							215,0				215,0
После реконструкции							180,0			40,0	220,0
ТЭС-всего							180,0			40,0	220,0
ТЭЦ							180,0			40,0	220,0
Изменение мощности							-35,0			15,0	-20,0
ТЭС-всего							-35,0			15,0	-20,0
ТЭЦ							180,0			15,0	195,0
КЭС							-215,0				-215,0
ЕЭС России - всего											
До реконструкции							215,0			25,0	240,0
ТЭС-всего							215,0			25,0	240,0
ТЭЦ										25,0	25,0
КЭС							215,0				215,0
После реконструкции							180,0			40,0	220,0
ТЭС-всего							180,0			40,0	220,0
ТЭЦ							180,0			40,0	220,0
КЭС											
Изменение мощности							-35,0			15,0	-20,0
ТЭС-всего							-35,0			15,0	-20,0
ТЭЦ							180,0			15,0	195,0
КЭС							-215,0				-215,0

Приложение № 12
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015-2021 годы

Дополнительные объемы и структура перемарировки генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
ОЭС Урала											
Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО											
Тюменская ТЭЦ-1	ОАО "Фортум"										
2 ПГУ-190(Т)		Газ	до перемаркировки		190,0						190,0
2 ПГУ(Т)		Газ	после перемаркировки		209,7						209,7
			изменение		19,7						19,7
ОЭС Урала, всего											
До перемаркировки					190,0						190,0
ТЭС-всего					190,0						190,0
ТЭЦ					190,0						190,0
После перемаркировки					209,7						209,7
ТЭС-всего					209,7						209,7
ТЭЦ					209,7						209,7
Изменение мощности					19,7						19,7
ТЭС-всего					19,7						19,7
ТЭЦ					19,7						19,7
ОЭС Сибири											
Энергосистема Иркутской области											
Иркутская ТЭЦ-11	ПАО "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

Дополнительные объемы и структура перемарировки генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015-2021 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2015-2021 годы
ТЭЦ				285,0							285,0
Изменение мощности				55,7							55,7
ТЭС-всего				55,7							55,7
ТЭЦ				55,7							55,7
ЕЭС России - всего											
До перемаркировки				229,3	190,0						419,3
ТЭС-всего				229,3	190,0						419,3
ТЭЦ				229,3	190,0						419,3
После перемаркировки				285,0	209,7						494,7
ТЭС-всего				285,0	209,7						494,7
ТЭЦ				285,0	209,7						494,7
Изменение мощности				55,7	19,7						75,4
ТЭС-всего				55,7	19,7						75,4
ТЭЦ				55,7	19,7						75,4

Приложение № 13
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015 – 2021 годы

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

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

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	1012893,0	1024963,0	1037179,0	1047419,0	1054696,0	1060550,0	1067518,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,2	1,2	1,0	0,7	0,6	0,7
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	2655,0	3575,0	4495,0	4495,0	4495,0	4495,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	154982,0	156789,0	158909,0	160232,0	161285,0	162184,0	162836,0
Число часов использования максимума	час	6519	6520	6504	6509	6511	6511	6528
Экспорт мощности	тыс.кВт	3885,0	3890,0	3890,0	3890,0	3890,0	3890,0	3890,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	31727,0	32108,0	32532,0	32777,0	32990,0	33183,0	33317,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**190594,0**	**192787,0**	**195331,0**	**196899,0**	**198165,0**	**199257,0**	**200043,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	238052,8	241558,0	246260,1	248179,2	249484,8	249250,3	249295,8
АЭС	тыс.кВт	27216,0	27949,0	30219,0	30369,0	31539,0	30539,0	30539,0
ГЭС	тыс.кВт	48030,1	49420,3	49969,4	50501,5	50601,6	50632,1	50677,6
ТЭС	тыс.кВт	162570,9	163430,1	164968,1	165920,1	165955,6	166690,6	166690,6
ВИЭ	тыс.кВт	235,8	758,6	1103,6	1388,6	1388,6	1388,6	1388,6
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	13457,5	14329,4	14620,2	14941,2	14943,6	15467,6	15467,6

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	658,9	2015,5	1786,4	295,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	6939,0	6779,0	6509,0	6035,0	5703,0	5652,0	5570,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**216997,5**	**218434,0**	**223344,4**	**226908,0**	**228838,2**	**228130,7**	**228258,2**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**26403,5**	**25647,0**	**28013,4**	**30009,0**	**30673,2**	**28873,7**	**28215,2**

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

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

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	980841,0	990217,0	998988,0	1008505,0	1014993,0	1020529,0	1025464,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,0	0,9	1,0	0,6	0,5	0,5
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	2655,0	3575,0	4495,0	4495,0	4495,0	4495,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	150204,0	150994,0	152992,0	154144,0	155139,0	155784,0	156416,0
Число часов использования максимума	час	6513	6540	6506	6513	6514	6522	6527
Экспорт мощности	тыс.кВт	3055,0	3060,0	3060,0	3060,0	3060,0	3060,0	3060,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	30627,0	30776,0	31170,0	31377,0	31577,0	31711,0	31841,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**183886,0**	**184830,0**	**187222,0**	**188581,0**	**189776,0**	**190555,0**	**191317,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	228685,8	230040,5	234742,7	236520,8	237826,4	236816,9	236862,4
АЭС	тыс.кВт	27216,0	27949,0	30219,0	30369,0	31539,0	30539,0	30539,0
ГЭС	тыс.кВт	44690,1	44802,8	45351,9	45884,0	45984,1	46014,6	46060,1
ТЭС	тыс.кВт	156543,9	156530,2	158068,2	158879,2	158914,7	158874,7	158874,7
ВИЭ	тыс.кВт	235,8	758,6	1103,6	1388,6	1388,6	1388,6	1388,6
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	13238,3	13959,1	14249,9	14539,9	14542,3	14542,3	14542,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	399,4	1575,5	1786,4	295,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	6939,0	6779,0	6509,0	6035,0	5703,0	5652,0	5570,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**208109,2**	**207726,9**	**212197,3**	**215650,9**	**217581,1**	**216622,6**	**216750,1**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**24223,2**	**22896,9**	**24975,3**	**27069,9**	**27805,1**	**26067,6**	**25433,1**

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

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

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	776090,0	782786,0	789987,0	797696,0	802034,0	806736,0	810774,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,9	0,9	1,0	0,5	0,6	0,5
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	2655,0	3575,0	4495,0	4495,0	4495,0	4495,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	120929,0	121687,0	123368,0	124147,0	124938,0	125510,0	126094,0
Число часов использования максимума	час	6396	6411	6375	6389	6383	6392	6394
Экспорт мощности	тыс.кВт	2795,0	2800,0	2800,0	2800,0	2800,0	2800,0	2800,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	24178,0	24321,0	24650,0	24778,0	24933,0	25051,0	25169,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**147902,0**	**148808,0**	**150818,0**	**151725,0**	**152671,0**	**153361,0**	**154063,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	176849,9	178027,4	182804,3	184589,3	185862,7	184848,2	184893,7
АЭС	тыс.кВт	27216,0	27949,0	30219,0	30369,0	31539,0	30539,0	30539,0
ГЭС	тыс.кВт	19413,7	19474,2	19981,1	20471,0	20538,9	20564,4	20609,9
ТЭС	тыс.кВт	129999,6	129865,9	131550,9	132515,9	132551,4	132511,4	132511,4
ВИЭ	тыс.кВт	220,6	738,4	1053,4	1233,4	1233,4	1233,4	1233,4
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	7021,9	7737,8	7998,6	8183,5	8185,9	8185,9	8185,9
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	399,4	1455,5	1786,4	295,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	3352,0	3153,0	3097,0	2985,0	2801,0	2790,0	2711,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**166076,6**	**165681,1**	**169922,3**	**173125,7**	**174875,7**	**173872,2**	**173996,7**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**18174,6**	**16873,1**	**19104,3**	**21400,7**	**22204,7**	**20511,2**	**19933,7**

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

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	90321,0	90789,0	91175,0	91666,0	92047,0	92495,0	92910,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,5	0,4	0,5	0,4	0,5	0,4
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	14579,0	14658,0	14717,0	14809,0	14871,0	14953,0	15020,0
Число часов использования максимума	час	6195	6194	6195	6190	6190	6186	6186
Экспорт мощности	тыс.кВт	1990,0	1990,0	1990,0	1990,0	1990,0	1990,0	1990,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	2776,0	2792,0	2803,0	2813,0	2825,0	2841,0	2853,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**19345,0**	**19440,0**	**19510,0**	**19612,0**	**19686,0**	**19784,0**	**19863,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	23612,7	23683,2	24831,2	23941,2	25111,2	24111,2	24111,2
АЭС	тыс.кВт	5760,0	5760,0	6930,0	5930,0	7100,0	6100,0	6100,0
ГЭС	тыс.кВт	2949,2	2949,2	2949,2	2949,2	2949,2	2949,2	2949,2
ТЭС	тыс.кВт	14897,1	14967,6	14945,6	15055,6	15055,6	15055,6	15055,6
ВИЭ	тыс.кВт	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1247,3	1243,3	1243,3	1243,3	1243,3	1243,3	1243,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	304,3	101,0	0,0	110,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	2111,0	1907,0	1900,0	1887,0	1878,0	1880,0	1877,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**19950,1**	**20431,9**	**21687,9**	**20700,9**	**21989,9**	**20987,9**	**20990,9**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**605,1**	**991,9**	**2177,9**	**1088,9**	**2303,9**	**1203,9**	**1127,9**

Баланс мощности ОЭС Центра с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	233398,0	234628,0	236152,0	238293,0	239438,0	241207,0	242981,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,5	0,6	0,9	0,5	0,7	0,7
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	2580,0	3500,0	4420,0	4420,0	4420,0	4420,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	38345,0	38192,0	38481,0	38766,0	38999,0	39259,0	39486,0
Число часов использования максимума	час	6020	6076	6046	6033	6026	6031	6042
Экспорт мощности	тыс.кВт	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	8449,0	8412,0	8472,0	8528,0	8579,0	8636,0	8686,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**47294,0**	**47104,0**	**47453,0**	**47794,0**	**48078,0**	**48395,0**	**48672,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	53414,9	53043,9	53786,9	55381,9	55391,9	55351,9	55361,9
АЭС	тыс.кВт	12834,0	13567,0	13567,0	14717,0	14717,0	14717,0	14717,0
ГЭС	тыс.кВт	1788,8	1788,8	2218,8	2638,8	2648,8	2648,8	2658,8
ТЭС	тыс.кВт	38777,1	37628,1	37941,1	37966,1	37966,1	37926,1	37926,1
ВИЭ	тыс.кВт	15,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1055,4	1027,4	1022,1	1022,1	1022,1	1022,1	1022,1
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	330,0	676,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**52359,5**	**51686,5**	**52088,8**	**54359,8**	**54369,8**	**54329,8**	**54339,8**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**5065,5**	**4582,5**	**4635,8**	**6565,8**	**6291,8**	**5934,8**	**5667,8**

Баланс мощности ОЭС Средней Волги с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	105429,0	105776,0	106300,0	106564,0	106927,0	107257,0	107350,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,3	0,5	0,2	0,3	0,3	0,1
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	16916,0	16987,0	17072,0	17109,0	17161,0	17194,0	17220,0
Число часов использования максимума	час	6233	6227	6227	6229	6231	6238	6234
Экспорт мощности	тыс.кВт	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	2799,0	2811,0	2821,0	2826,0	2831,0	2837,0	2841,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**19725,0**	**19808,0**	**19903,0**	**19945,0**	**20002,0**	**20041,0**	**20071,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	27252,8	27296,3	27234,3	27310,3	27316,8	27331,8	27346,8
АЭС	тыс.кВт	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ГЭС	тыс.кВт	6890,0	6933,5	6966,5	7002,5	7025,0	7040,0	7055,0
ТЭС	тыс.кВт	16290,8	16265,8	16075,8	16075,8	16059,8	16059,8	16059,8
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	25,0	120,0	160,0	160,0	160,0	160,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	2025,9	2050,9	2145,9	2185,9	2185,9	2185,9	2185,9
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**25226,9**	**25245,4**	**25088,4**	**25124,4**	**25130,9**	**25145,9**	**25160,9**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**5501,9**	**5437,4**	**5185,4**	**5179,4**	**5128,9**	**5104,9**	**5089,9**

Баланс мощности ОЭС Юга с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	87826,0	91315,0	95053,0	98336,0	99561,0	100440,0	101162,0
Рост потребления электрической энергии	%		4,0	4,1	3,5	1,2	0,9	0,7
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	0,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	14415,0	15066,0	16096,0	16283,0	16509,0	16634,0	16776,0
Число часов использования максимума	час	6093	6056	5901	6035	6026	6034	6026
Экспорт мощности	тыс.кВт	195,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	2814,0	2944,0	3145,0	3175,0	3219,0	3243,0	3271,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**17424,0**	**18210,0**	**19441,0**	**19658,0**	**19928,0**	**20077,0**	**20247,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	20924,0	21912,6	23671,5	24585,4	24610,8	24621,3	24631,8
АЭС	тыс.кВт	3070,0	3070,0	4170,0	4170,0	4170,0	4170,0	4170,0
ГЭС	тыс.кВт	5927,9	5941,9	5975,8	6009,7	6035,1	6045,6	6056,1
ТЭС	тыс.кВт	11774,2	12370,0	12840,0	13670,0	13670,0	13670,0	13670,0
ВИЭ	тыс.кВт	152,0	530,8	685,8	735,8	735,8	735,8	735,8
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1307,9	2006,1	2163,6	2218,6	2221,0	2221,0	2221,0
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	30,6	144,5	1110,4	185,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**19585,6**	**19761,9**	**20397,4**	**22181,9**	**22389,9**	**22400,4**	**22410,9**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**2161,6**	**1551,9**	**956,4**	**2523,9**	**2461,9**	**2323,4**	**2163,9**

Баланс мощности ОЭС Урала с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	259116,0	260278,0	261307,0	262837,0	264061,0	265337,0	266371,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,4	0,4	0,6	0,5	0,5	0,4
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	36674,0	36784,0	37002,0	37180,0	37398,0	37470,0	37592,0
Число часов использования максимума	час	7065	7076	7062	7069	7061	7081	7086
Экспорт мощности	тыс.кВт	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	7340,0	7362,0	7409,0	7436,0	7479,0	7494,0	7518,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**44114,0**	**44246,0**	**44511,0**	**44716,0**	**44977,0**	**45064,0**	**45210,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	51645,4	52091,4	53280,4	53370,4	53431,9	53431,9	53441,9
АЭС	тыс.кВт	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ГЭС	тыс.кВт	1857,7	1860,7	1870,7	1870,7	1880,7	1880,7	1890,7
ТЭС	тыс.кВт	48260,4	48634,4	49748,4	49748,4	49799,9	49799,9	49799,9
ВИЭ	тыс.кВт	47,2	116,2	181,2	271,2	271,2	271,2	271,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1385,4	1410,0	1423,6	1513,6	1513,6	1513,6	1513,6
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	64,5	880,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	1241,0	1246,0	1197,0	1098,0	923,0	910,0	834,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**48954,5**	**48555,4**	**50659,7**	**50758,7**	**50995,2**	**51008,2**	**51094,2**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**4840,5**	**4309,4**	**6148,7**	**6042,7**	**6018,2**	**5944,2**	**5884,2**

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения совмещенного максимума с ЕЭС с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	204751,0	207431,0	209001,0	210809,0	212959,0	213793,0	214690,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,3	0,8	0,9	1,0	0,4	0,4
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	29275,0	29307,0	29624,0	29997,0	30201,0	30274,0	30322,0
Число часов использования максимума	час	6994	7078	7055	7028	7051	7062	7080
Экспорт мощности	тыс.кВт	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	6449,0	6455,0	6520,0	6599,0	6644,0	6660,0	6672,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**35984,0**	**36022,0**	**36404,0**	**36856,0**	**37105,0**	**37194,0**	**37254,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	51835,9	52013,1	51938,3	51931,5	51963,7	51968,7	51968,7
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	25276,4	25328,6	25370,8	25413,0	25445,2	25450,2	25450,2
ТЭС	тыс.кВт	26544,3	26664,3	26517,3	26363,3	26363,3	26363,3	26363,3
ВИЭ	тыс.кВт	15,2	20,2	50,2	155,2	155,2	155,2	155,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	6216,4	6221,4	6251,4	6356,4	6356,4	6356,4	6356,4
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	120,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	3587,0	3626,0	3412,0	3050,0	2902,0	2862,0	2859,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**42032,6**	**42045,8**	**42275,0**	**42525,2**	**42705,4**	**42750,4**	**42753,4**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**6048,6**	**6023,8**	**5871,0**	**5669,2**	**5600,4**	**5556,4**	**5499,4**

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения собственного максимума с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	204751,0	207431,0	209001,0	210809,0	212959,0	213793,0	214690,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,3	0,8	0,9	1,0	0,4	0,4
Собственный максимум	тыс.кВт	30389,0	30566,0	30890,0	31265,0	31476,0	31534,0	31588,0
Число часов использования максимума	час	6738	6786	6766	6743	6766	6780	6797
Экспорт мощности	тыс.кВт	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	6685,0	6724,0	6795,0	6878,0	6924,0	6937,0	6949,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**37334,0**	**37550,0**	**37945,0**	**38403,0**	**38660,0**	**38731,0**	**38797,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	51835,9	52013,1	51938,3	51931,5	51963,7	51968,7	51968,7
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	25276,4	25328,6	25370,8	25413,0	25445,2	25450,2	25450,2
ТЭС	тыс.кВт	26544,3	26664,3	26517,3	26363,3	26363,3	26363,3	26363,3
ВИЭ	тыс.кВт	15,2	20,2	50,2	155,2	155,2	155,2	155,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	6216,4	6221,4	6251,4	6356,4	6356,4	6356,4	6356,4
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	120,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	2858,0	2875,0	2659,0	2279,0	2122,0	2077,0	2074,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**42761,6**	**42796,8**	**43028,0**	**43296,2**	**43485,4**	**43535,4**	**43538,4**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**5427,6**	**5246,8**	**5083,0**	**4893,2**	**4825,4**	**4804,4**	**4741,4**

Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения совмещенного максимума с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	32052,0	34746,0	38191,0	38914,0	39703,0	40021,0	42054,0
Рост потребления электрической энергии	%		8,4	9,9	1,9	2,0	0,8	5,1
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	4778,0	5795,0	5917,0	6088,0	6146,0	6400,0	6420,0
Число часов использования максимума	час	6708	5996	6454	6392	6460	6253	6550
Экспорт мощности	тыс.кВт	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	1100,0	1332,0	1362,0	1400,0	1413,0	1472,0	1476,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**6708,0**	**7957,0**	**8109,0**	**8318,0**	**8389,0**	**8702,0**	**8726,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	9367,0	11517,4	11517,4	11658,4	11658,4	12433,4	12433,4
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	3340,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	тыс.кВт	6027,0	6899,9	6899,9	7040,9	7040,9	7815,9	7815,9
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	219,2	370,3	370,3	401,3	401,3	925,3	925,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	259,5	440,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**8888,3**	**10707,1**	**11147,1**	**11257,1**	**11257,1**	**11508,1**	**11508,1**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**2180,3**	**2750,1**	**3038,1**	**2939,1**	**2868,1**	**2806,1**	**2782,1**

Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения собственного максимума с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	32052,0	34746,0	38191,0	38914,0	39703,0	40021,0	42054,0
Рост потребления электрической энергии	%		8,4	9,9	1,9	2,0	0,8	5,1
Собственный максимум	тыс.кВт	5535,0	6475,0	6609,0	6797,0	6862,0	7143,0	7165,0
Число часов использования максимума	час	5791	5366	5779	5725	5786	5603	5869
Экспорт мощности	тыс.кВт	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	1273,0	1489,0	1520,0	1563,0	1578,0	1642,0	1647,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**7638,0**	**8794,0**	**8959,0**	**9190,0**	**9270,0**	**9615,0**	**9642,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	9367,0	11517,4	11517,4	11658,4	11658,4	12433,4	12433,4
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	3340,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	тыс.кВт	6027,0	6899,9	6899,9	7040,9	7040,9	7815,9	7815,9
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	219,2	370,3	370,3	401,3	401,3	925,3	925,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	259,5	440,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**8888,3**	**10707,1**	**11147,1**	**11257,1**	**11257,1**	**11508,1**	**11508,1**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**1250,3**	**1913,1**	**2188,1**	**2067,1**	**1987,1**	**1893,1**	**1866,1**

Приложение №14
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015 – 2021 годы

Региональная структура перспективных балансов мощности с учётом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации. Базовый вариант электропотребления на 2015 – 2021 годы

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Северо-Запада с учётом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации.
Базовый вариант электропотребления

МВт

ОЭС Северо-Запада	2014 г. отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Максимум ОЭС, совмещенный с ЕЭС	**14695.0**	**14579.0**	**14658.0**	**14717.0**	**14809.0**	**14871.0**	**14953.0**	**15020.0**
ЭС Архангельской области								
Потребность (собственный максимум)	**1168.0**	**1193.0**	**1194.0**	**1194.0**	**1195.0**	**1195.0**	**1196.0**	**1196.0**
Покрытие (установленная мощность)	**1685.5**	**1685.5**	**1685.5**	**1685.5**	**1685.5**	**1685.5**	**1685.5**	**1685.5**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1685.5	1685.5	1685.5	1685.5	1685.5	1685.5	1685.5	1685.5
ВИЭ								
ЭС Калининградской области								
Потребность (собственный максимум)	**843.0**	**857.0**	**863.0**	**866.0**	**873.0**	**878.0**	**886.0**	**893.0**
Покрытие (установленная мощность)	**926.3**	**948.8**	**940.3**	**940.3**	**940.3**	**940.3**	**940.3**	**940.3**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
ТЭС	919.5	942.0	933.5	933.5	933.5	933.5	933.5	933.5
ВИЭ	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1
ЭС Республики Карелия								
Потребность (собственный максимум)	**1192.0**	**1192.0**	**1193.0**	**1193.0**	**1194.0**	**1194.0**	**1196.0**	**1198.0**
Покрытие (установленная мощность)	**1110.1**	**1110.1**	**1110.1**	**1110.1**	**1110.1**	**1110.1**	**1110.1**	**1110.1**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	640.1	640.1	640.1	640.1	640.1	640.1	640.1	640.1
ТЭС	470.0	470.0	470.0	470.0	470.0	470.0	470.0	470.0
ВИЭ								
ЭС Республики Коми								
Потребность (собственный максимум)	**1340.0**	**1340.0**	**1341.0**	**1341.0**	**1346.0**	**1349.0**	**1349.0**	**1349.0**
Покрытие (установленная мощность)	**2326.9**	**2326.9**	**2326.9**	**2326.9**	**2326.9**	**2326.9**	**2326.9**	**2326.9**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2326.9	2326.9	2326.9	2326.9	2326.9	2326.9	2326.9	2326.9
ВИЭ								
ЭС Ленинградской области и г.Санкт-Петербург								
Потребность (собственный максимум)	**7514.0**	**7609.0**	**7670.0**	**7716.0**	**7785.0**	**7832.0**	**7902.0**	**7957.0**
Покрытие (установленная мощность)	**12727.0**	**13031.3**	**13110.3**	**14258.3**	**13368.3**	**14538.3**	**13538.3**	**13538.3**
в том числе:								

АЭС	4000.0	4000.0	4000.0	5170.0	4170.0	5340.0	4340.0	4340.0
ГЭС	709.8	709.8	709.8	709.8	709.8	709.8	709.8	709.8
ТЭС	8017.2	8321.5	8400.5	8378.5	8488.5	8488.5	8488.5	8488.5
ВИЭ								
ЭС Мурманской области								
Потребность (собственный максимум)	**1852.0**	**1856.0**	**1860.0**	**1867.0**	**1876.0**	**1882.0**	**1882.0**	**1886.0**
Покрытие (установленная мощность)	**3641.9**	**3641.9**	**3641.9**	**3641.9**	**3641.9**	**3641.9**	**3641.9**	**3641.9**
в том числе:								
АЭС	1760.0	1760.0	1760.0	1760.0	1760.0	1760.0	1760.0	1760.0
ГЭС	1594.6	1594.6	1594.6	1594.6	1594.6	1594.6	1594.6	1594.6
ТЭС	286.0	286.0	286.0	286.0	286.0	286.0	286.0	286.0
ВИЭ	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
ЭС Новгородской области								
Потребность (собственный максимум)	**675.0**	**683.0**	**689.0**	**694.0**	**698.0**	**700.0**	**703.0**	**704.0**
Покрытие (установленная мощность)	**422.5**	**422.5**	**422.5**	**422.5**	**422.5**	**422.5**	**422.5**	**422.5**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	422.5	422.5	422.5	422.5	422.5	422.5	422.5	422.5
ВИЭ								
ЭС Псковской области								
Потребность (собственный максимум)	**418.0**	**420.0**	**421.0**	**421.0**	**421.0**	**422.0**	**424.0**	**425.0**
Покрытие (установленная мощность)	**445.7**	**445.7**	**445.7**	**445.7**	**445.7**	**445.7**	**445.7**	**445.7**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
ТЭС	442.7	442.7	442.7	442.7	442.7	442.7	442.7	442.7
ВИЭ								

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Центра с учётом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации. **Базовый вариант электропотребления**

МВт

ОЭС Центра	2014 г. отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Максимум ОЭС, совмещенный с ЕЭС	**38119.0**	**38345.0**	**38192.0**	**38481.0**	**38766.0**	**38999.0**	**39259.0**	**39486.0**
ЭС Белгородской области								
Потребность (собственный максимум)	**2179.0**	**2189.0**	**2189.0**	**2196.0**	**2214.0**	**2199.0**	**2217.0**	**2230.0**
Покрытие (установленная мощность)	**251.0**	**237.0**	**147.0**	**147.0**	**147.0**	**147.0**	**147.0**	**147.0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	251.0	222.0	132.0	132.0	132.0	132.0	132.0	132.0
ВИЭ		15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
ЭС Брянской области								
Потребность (собственный максимум)	**793.0**	**805.0**	**807.0**	**809.0**	**814.0**	**819.0**	**823.0**	**825.0**
Покрытие (установленная мощность)	**28.0**	**28.0**	**28.0**	**28.0**	**28.0**	**28.0**	**28.0**	**28.0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0
ВИЭ								
ЭС Владимирской области								
Потребность (собственный максимум)	**1209.0**	**1217.0**	**1222.0**	**1223.0**	**1223.0**	**1223.0**	**1225.0**	**1226.0**
Покрытие (установленная мощность)	**608.0**	**608.0**	**608.0**	**608.0**	**608.0**	**608.0**	**608.0**	**608.0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	608.0	608.0	608.0	608.0	608.0	608.0	608.0	608.0
ВИЭ								
ЭС Вологодской области								
Потребность (собственный максимум)	**2025.0**	**2032.0**	**2034.0**	**2034.0**	**2034.0**	**2036.0**	**2044.0**	**2050.0**
Покрытие (установленная мощность)	**1932.3**	**1932.3**	**1932.3**	**1932.3**	**1932.3**	**1932.3**	**1932.3**	**1932.3**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3
ТЭС	1906.0	1906.0	1906.0	1906.0	1906.0	1906.0	1906.0	1906.0
ВИЭ								
ЭС Воронежской области								
Потребность (собственный максимум)	**1826.0**	**1872.0**	**1891.0**	**1912.0**	**1967.0**	**1985.0**	**1993.0**	**2007.0**
Покрытие (установленная мощность)	**2106.6**	**2099.0**	**3055.0**	**3055.0**	**4205.0**	**4205.0**	**4205.0**	**4205.0**
в том числе:								
АЭС	1834.0	1834.0	2567.0	2567.0	3717.0	3717.0	3717.0	3717.0
ГЭС								
ТЭС	272.6	265.0	488.0	488.0	488.0	488.0	488.0	488.0
ВИЭ								
ЭС Ивановской области								
Потребность (собственный максимум)	**691.0**	**688.0**	**688.0**	**689.0**	**690.0**	**691.0**	**691.0**	**691.0**
Покрытие (установленная мощность)	**977.0**	**965.0**	**965.0**	**965.0**	**965.0**	**965.0**	**965.0**	**965.0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								

ТЭС	977.0	965.0	965.0	965.0	965.0	965.0	965.0	965.0
ВИЭ								

ЭС Калужской области								
Потребность (собственный максимум)	**1126.0**	**1135.0**	**1144.0**	**1160.0**	**1170.0**	**1221.0**	**1237.0**	**1253.0**
Покрытие (установленная мощность)	**117.8**	**117.8**	**105.8**	**105.8**	**105.8**	**105.8**	**105.8**	**105.8**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	117.8	117.8	105.8	105.8	105.8	105.8	105.8	105.8
ВИЭ								
ЭС Костромской области								
Потребность (собственный максимум)	**645.0**	**628.0**	**629.0**	**632.0**	**633.0**	**633.0**	**633.0**	**633.0**
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)	**1258.0**	**1278.0**	**1281.0**	**1285.0**	**1286.0**	**1286.0**	**1287.0**	**1302.0**
Покрытие (установленная мощность)	**4320.7**	**4315.9**	**4422.9**	**4247.9**	**4247.9**	**4247.9**	**4247.9**	**4247.9**
в том числе:								
АЭС	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0
ГЭС								
ТЭС	320.7	315.9	422.9	247.9	247.9	247.9	247.9	247.9
ВИЭ								
ЭС Липецкой области								
Потребность (собственный максимум)	**1798.0**	**1795.0**	**1802.0**	**1807.0**	**1812.0**	**1817.0**	**1819.0**	**1824.0**
Покрытие (установленная мощность)	**1070.5**	**1065.5**	**785.5**	**785.5**	**785.5**	**785.5**	**785.5**	**785.5**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1070.5	1065.5	740.5	740.5	740.5	740.5	740.5	740.5
ВИЭ			45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0
ЭС Московской области и г.Москва								
Потребность (собственный максимум)	**17620.3**	**17850.0**	**17904.0**	**18119.0**	**18300.0**	**18446.0**	**18630.0**	**18779.0**
Покрытие (установленная мощность)	**18600.0**	**19217.6**	**19112.6**	**19698.6**	**20143.6**	**20143.6**	**20103.6**	**20103.6**
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	17316.6	17934.2	17829.2	17995.2	18020.2	18020.2	17980.2	17980.2
ВИЭ								
ЭС Орловской области								
Потребность (собственный максимум)	**507.0**	**500.0**	**501.0**	**502.0**	**504.0**	**506.0**	**507.0**	**508.0**
Покрытие (установленная мощность)	**396.0**	**396.0**	**384.0**	**384.0**	**384.0**	**384.0**	**384.0**	**384.0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	396.0	396.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0
ВИЭ								
ЭС Рязанской области								
Потребность (собственный максимум)	**1155.0**	**1110.0**	**1114.0**	**1117.0**	**1118.0**	**1118.0**	**1119.0**	**1119.0**
Покрытие (установленная мощность)	**3641.0**	**3816.0**	**3706.0**	**3706.0**	**3706.0**	**3706.0**	**3706.0**	**3706.0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	3641.0	3816.0	3706.0	3706.0	3706.0	3706.0	3706.0	3706.0
ВИЭ								

ЭС Смоленской области								
Потребность (собственный максимум)	**1102.0**	**1067.0**	**1070.0**	**1074.0**	**1075.0**	**1077.0**	**1078.0**	**1078.0**
Покрытие (установленная мощность)	**4033.0**	**4033.0**	**4033.0**	**3905.0**	**3905.0**	**3905.0**	**3905.0**	**3905.0**
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	905.0	905.0	905.0	905.0	905.0
ВИЭ								
ЭС Тамбовской области								
Потребность (собственный максимум)	**636.0**	**631.0**	**632.0**	**633.0**	**633.0**	**633.0**	**633.0**	**635.0**
Покрытие (установленная мощность)	**381.0**	**381.0**	**316.0**	**316.0**	**316.0**	**316.0**	**316.0**	**316.0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	381.0	381.0	316.0	316.0	316.0	316.0	316.0	316.0
ВИЭ								
ЭС Тверской области								
Потребность (собственный максимум)	**1316.0**	**1347.0**	**1348.0**	**1352.0**	**1355.0**	**1359.0**	**1362.0**	**1363.0**
Покрытие (установленная мощность)	**6795.6**	**6795.6**	**6795.6**	**6795.6**	**6795.6**	**6795.6**	**6795.6**	**6795.6**
в том числе:								
АЭС	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0
ГЭС	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
ТЭС	2793.0	2793.0	2793.0	2793.0	2793.0	2793.0	2793.0	2793.0
ВИЭ								
ЭС Тульской области								
Потребность (собственный максимум)	**1660.0**	**1613.0**	**1619.0**	**1625.0**	**1635.0**	**1646.0**	**1659.0**	**1661.0**
Покрытие (установленная мощность)	**2692.2**	**2414.2**	**1654.2**	**1654.2**	**1654.2**	**1654.2**	**1654.2**	**1654.2**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2692.2	2414.2	1654.2	1654.2	1654.2	1654.2	1654.2	1654.2
ВИЭ								
ЭС Ярославской области								
Потребность (собственный максимум)	**1430.0**	**1406.0**	**1410.0**	**1413.0**	**1413.0**	**1420.0**	**1426.0**	**1432.0**
Покрытие (установленная мощность)	**1117.1**	**1169.1**	**1169.1**	**1629.1**	**1629.1**	**1639.1**	**1639.1**	**1649.1**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	476.6	476.6	476.6	486.6	486.6	496.6	496.6	506.6
ТЭС	640.5	692.5	692.5	1142.5	1142.5	1142.5	1142.5	1142.5
ВИЭ								

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Средней Волги с учётом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации.

Базовый вариант электропотребления

МВт

ОЭС Средней Волги	2014 г. отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Максимум ОЭС, совмещенный с ЕЭС	**17288.0**	**16916.0**	**16987.0**	**17072.0**	**17109.0**	**17161.0**	**17194.0**	**17220.0**
ЭС Республики Марий-Эл								
Потребность (собственный максимум)	**528.0**	**528.0**	**529.0**	**530.0**	**531.0**	**531.0**	**532.0**	**533.0**
Покрытие (установленная мощность)	**246.5**	**246.5**	**246.5**	**246.5**	**246.5**	**246.5**	**246.5**	**246.5**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	246.5	246.5	246.5	246.5	246.5	246.5	246.5	246.5
ВИЭ								
ЭС Республики Мордовия								
Потребность (собственный максимум)	**572.0**	**552.0**	**553.0**	**553.0**	**554.0**	**554.0**	**554.0**	**554.0**
Покрытие (установленная мощность)	**448.0**	**448.0**	**448.0**	**448.0**	**448.0**	**448.0**	**448.0**	**448.0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	448.0	448.0	448.0	448.0	448.0	448.0	448.0	448.0
ВИЭ								
ЭС Нижегородской области								
Потребность (собственный максимум)	**3591.0**	**3528.0**	**3535.0**	**3549.0**	**3553.0**	**3557.0**	**3561.0**	**3568.0**
Покрытие (установленная мощность)	**2782.3**	**2782.3**	**2782.3**	**2782.3**	**2785.3**	**2769.3**	**2772.3**	**2775.3**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	520.0	520.0	520.0	520.0	523.0	523.0	526.0	529.0
ТЭС	2262.3	2262.3	2262.3	2262.3	2262.3	2246.3	2246.3	2246.3
ВИЭ								
ЭС Пензенской области								
Потребность (собственный максимум)	**889.0**	**891.0**	**894.0**	**895.0**	**895.0**	**895.0**	**896.0**	**896.0**
Покрытие (установленная мощность)	**435.0**	**435.0**	**435.0**	**435.0**	**435.0**	**435.0**	**435.0**	**435.0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	435.0	435.0	435.0	435.0	435.0	435.0	435.0	435.0
ВИЭ								
ЭС Самарской области								
Потребность (собственный максимум)	**3765.0**	**3700.0**	**3711.0**	**3718.0**	**3722.0**	**3726.0**	**3730.0**	**3730.0**
Покрытие (установленная мощность)	**5983.8**	**6004.8**	**6061.3**	**6107.3**	**6153.3**	**6163.8**	**6163.8**	**6163.8**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	2383.0	2404.0	2435.5	2456.5	2477.5	2488.0	2488.0	2488.0
ТЭС	3600.8	3600.8	3600.8	3600.8	3600.8	3600.8	3600.8	3600.8
ВИЭ			25.0	50.0	75.0	75.0	75.0	75.0
ЭС Саратовской области								
Потребность (собственный максимум)	**2104.0**	**2124.0**	**2130.0**	**2145.0**	**2158.0**	**2184.0**	**2186.0**	**2186.0**
Покрытие (установленная мощность)	**6720.0**	**6715.0**	**6702.0**	**6739.0**	**6766.0**	**6778.0**	**6790.0**	**6802.0**
в том числе:								
АЭС	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0
ГЭС	1378.0	1391.0	1403.0	1415.0	1427.0	1439.0	1451.0	1463.0
ТЭС	1342.0	1324.0	1299.0	1299.0	1299.0	1299.0	1299.0	1299.0

ВИЭ				25.0	40.0	40.0	40.0	40.0

ЭС Республики Татарстан								
Потребность (собственный максимум)	**4214.0**	**4226.0**	**4268.0**	**4315.0**	**4328.0**	**4345.0**	**4367.0**	**4384.0**
Покрытие (установленная мощность)	**7165.7**	**7469.7**	**7469.7**	**7279.7**	**7279.7**	**7279.7**	**7279.7**	**7279.7**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1205.0	1205.0	1205.0	1205.0	1205.0	1205.0	1205.0	1205.0
ТЭС	5960.7	6264.7	6264.7	6074.7	6074.7	6074.7	6074.7	6074.7
ВИЭ								
ЭС Ульяновской области								
Потребность (собственный максимум)	**1052.0**	**1074.0**	**1078.0**	**1080.0**	**1082.0**	**1082.0**	**1082.0**	**1082.0**
Покрытие (установленная мощность)	**944.5**	**944.5**	**944.5**	**989.5**	**989.5**	**989.5**	**989.5**	**989.5**
в том числе:								
АЭС	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0
ГЭС								
ТЭС	872.5	872.5	872.5	872.5	872.5	872.5	872.5	872.5
ВИЭ				45.0	45.0	45.0	45.0	45.0
ЭС Чувашской Республики								
Потребность (собственный максимум)	**934.0**	**867.0**	**868.0**	**869.0**	**871.0**	**873.0**	**874.0**	**875.0**
Покрытие (установленная мощность)	**2207.0**	**2207.0**	**2207.0**	**2207.0**	**2207.0**	**2207.0**	**2207.0**	**2207.0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1370.0	1370.0	1370.0	1370.0	1370.0	1370.0	1370.0	1370.0
ТЭС	837.0	837.0	837.0	837.0	837.0	837.0	837.0	837.0
ВИЭ								

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	2014 г. отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Максимум ОЭС, совмещенный с ЕЭС	**14123.0**	**14415.0**	**15066.0**	**16096.0**	**16283.0**	**16509.0**	**16634.0**	**16776.0**
ЭС Астраханской области								
Потребность (собственный максимум)	**806.0**	**785.0**	**788.0**	**792.0**	**796.0**	**797.0**	**797.0**	**797.0**
Покрытие (установленная мощность)	**744.0**	**874.0**	**889.0**	**904.0**	**904.0**	**904.0**	**904.0**	**904.0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	744.0	784.0	784.0	784.0	784.0	784.0	784.0	784.0
ВИЭ		90.0	105.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0
ЭС Волгоградской области								
Потребность (собственный максимум)	**2599.0**	**2391.0**	**2415.0**	**2446.0**	**2473.0**	**2503.0**	**2513.0**	**2516.0**
Покрытие (установленная мощность)	**4062.8**	**4001.3**	**4005.8**	**4071.8**	**4117.8**	**4138.8**	**4149.3**	**4159.8**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	2661.5	2672.0	2682.5	2703.5	2724.5	2745.5	2756.0	2766.5
ТЭС	1401.3	1329.3	1293.3	1293.3	1293.3	1293.3	1293.3	1293.3
ВИЭ			30.0	75.0	100.0	100.0	100.0	100.0
ЭС Республики Дагестан								
Потребность (собственный максимум)	**1171.0**	**1213.0**	**1230.0**	**1251.0**	**1271.0**	**1290.0**	**1299.0**	**1318.0**
Покрытие (установленная мощность)	**1804.1**	**1914.1**	**1914.1**	**1914.1**	**1914.1**	**1914.1**	**1914.1**	**1914.1**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1786.1	1886.1	1886.1	1886.1	1886.1	1886.1	1886.1	1886.1
ТЭС	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0
ВИЭ		10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
ЭС Республики Ингушетия								
Потребность (собственный максимум)	**137.0**	**145.0**	**147.0**	**150.0**	**154.0**	**158.0**	**161.0**	**163.0**
Покрытие (установленная мощность)								
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС								
ВИЭ								
ЭС Кабардино-Балкарской Республики								
Потребность (собственный максимум)	**305.0**	**310.0**	**311.0**	**312.0**	**313.0**	**314.0**	**315.0**	**315.0**
Покрытие (установленная мощность)	**179.5**	**210.1**	**210.1**	**210.1**	**210.1**	**210.1**	**210.1**	**210.1**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	157.5	188.1	188.1	188.1	188.1	188.1	188.1	188.1
ТЭС	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0
ВИЭ								
ЭС Республики Калмыкия								
Потребность (собственный максимум)	**98.0**	**99.0**	**100.0**	**103.0**	**105.0**	**109.0**	**111.0**	**113.0**
Покрытие (установленная мощность)	**19.0**	**70.0**	**70.0**	**115.0**	**115.0**	**115.0**	**115.0**	**115.0**
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	52.0	52.0	97.0	97.0	97.0	97.0	97.0

ЭС Карачаево-Черкесской Республики								
Потребность (собственный максимум)	**216.0**	**224.0**	**225.0**	**225.0**	**226.0**	**226.0**	**227.0**	**227.0**
Покрытие (установленная мощность)	**183.8**	**325.0**	**325.0**	**330.0**	**330.0**	**330.0**	**330.0**	**330.0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	161.8	163.0	163.0	168.0	168.0	168.0	168.0	168.0
ГАЭС		140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0
ТЭС	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0
ВИЭ								
ЭС Краснодарского края и Республики Адыгея								
Потребность (собственный максимум)	**4129.0**	**4255.0**	**4315.0**	**4371.0**	**4428.0**	**4468.0**	**4504.0**	**4545.0**
Покрытие (установленная мощность)	**2470.1**	**2470.1**	**2611.1**	**2611.1**	**2611.1**	**2611.1**	**2611.1**	**2611.1**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	86.7	86.7	86.7	86.7	86.7	86.7	86.7	86.7
ТЭС	2383.4	2383.4	2524.4	2524.4	2524.4	2524.4	2524.4	2524.4
ВИЭ								
ЭС Республики Крым и г. Севастополя								
Потребность (собственный максимум)			**500***	**1408.0**	**1440.0**	**1481.0**	**1522.0**	**1560.0**
Покрытие (установленная мощность)			**809.5**	**1279.5**	**1749.5**	**1749.5**	**1749.5**	**1749.5**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС			490.8	960.8	1430.8	1430.8	1430.8	1430.8
ВИЭ			318.8	318.8	318.8	318.8	318.8	318.8
ЭС Ростовской области								
Потребность (собственный максимум)	**3024.0**	**3045.0**	**3091.0**	**3113.0**	**3138.0**	**3207.0**	**3210.0**	**3226.0**
Покрытие (установленная мощность)	**5966.8**	**6336.6**	**6336.6**	**7436.6**	**7436.6**	**7436.6**	**7436.6**	**7436.6**
в том числе:								
АЭС	3070.0	3070.0	3070.0	4170.0	4170.0	4170.0	4170.0	4170.0
ГЭС	211.5	211.5	211.5	211.5	211.5	211.5	211.5	211.5
ТЭС	2685.3	3055.1	3055.1	3055.1	3055.1	3055.1	3055.1	3055.1
ВИЭ								
ЭС Республики Северная Осетия - Алания								
Потребность (собственный максимум)	**407.0**	**413.0**	**422.0**	**432.0**	**443.0**	**454.0**	**460.0**	**465.0**
Покрытие (установленная мощность)	**106.9**	**106.9**	**106.9**	**106.9**	**106.9**	**106.9**	**106.9**	**106.9**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9
ТЭС	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
ВИЭ								
ЭС Ставропольского края								
Потребность (собственный максимум)	**1641.0**	**1672.0**	**1677.0**	**1687.0**	**1689.0**	**1701.0**	**1718.0**	**1735.0**
Покрытие (установленная мощность)	**4633.0**	**4616.0**	**4634.5**	**4692.4**	**4730.3**	**4734.7**	**4734.7**	**4734.7**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	479.5	479.5	483.0	490.9	503.8	508.2	508.2	508.2
ТЭС	4153.5	4136.5	4136.5	4136.5	4136.5	4136.5	4136.5	4136.5
ВИЭ			15.0	65.0	90.0	90.0	90.0	90.0
ЭС Чеченской Республики								
Потребность (собственный максимум)	**499.0**	**506.0**	**514.0**	**522.0**	**530.0**	**534.0**	**537.0**	**541.0**
Покрытие (установленная мощность)					**360.0**	**360.0**	**360.0**	**360.0**
в том числе:								
АЭС								

ГЭС								
ТЭС					360.0	360.0	360.0	360.0
ВИЭ								

*с 2016 года в ОЭС Юга учитывается присоединение энергосистемы Республики Крым и г.Севастополя, при этом на уровне 2016 года величина собственного максимума нагрузки энергосистемы Республики Крым и г.Севастополя составляет 1360 МВт

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Урала с учётом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации. **Базовый вариант электропотребления**

МВт

ОЭС Урала	2014 г. отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Максимум ОЭС, совмещенный с ЕЭС	**36563.0**	**36674.0**	**36784.0**	**37002.0**	**37180.0**	**37398.0**	**37470.0**	**37592.0**
ЭС Республики Башкортостан								
Потребность (собственный максимум)	**4049.0**	**4079.0**	**4103.0**	**4140.0**	**4161.0**	**4178.0**	**4191.0**	**4212.0**
Покрытие (установленная мощность)	**4764.2**	**4767.1**	**5211.1**	**5211.1**	**5231.1**	**5252.6**	**5252.6**	**5252.6**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	223.7	223.7	223.7	223.7	223.7	223.7	223.7	223.7
ТЭС	4538.3	4526.1	4946.1	4946.1	4946.1	4967.6	4967.6	4967.6
ВИЭ	2.2	17.2	41.2	41.2	61.2	61.2	61.2	61.2
Энергосистема Кировской области								
Потребность (собственный максимум)	**1244.0**	**1245.0**	**1249.0**	**1250.0**	**1253.0**	**1253.0**	**1256.0**	**1259.0**
Покрытие (установленная мощность)	**1198.3**	**1193.3**	**1193.3**	**1193.3**	**1193.3**	**1193.3**	**1193.3**	**1193.3**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1198.3	1193.3	1193.3	1193.3	1193.3	1193.3	1193.3	1193.3
ВИЭ								
ЭС Курганской области								
Потребность (собственный максимум)	**763.0**	**760.0**	**761.0**	**763.0**	**763.0**	**763.0**	**764.0**	**765.0**
Покрытие (установленная мощность)	**676.5**	**676.5**	**676.5**	**676.5**	**676.5**	**676.5**	**676.5**	**676.5**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	676.5	676.5	676.5	676.5	676.5	676.5	676.5	676.5
ВИЭ								
ЭС Оренбургской области								
Потребность (собственный максимум)	**2327.0**	**2310.0**	**2310.0**	**2322.0**	**2331.0**	**2333.0**	**2331.0**	**2326.0**
Покрытие (установленная мощность)	**3665.0**	**3715.0**	**3760.0**	**3840.0**	**3865.0**	**3895.0**	**3895.0**	**3895.0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
ТЭС	3635.0	3655.0	3655.0	3685.0	3685.0	3715.0	3715.0	3715.0
ВИЭ		30.0	75.0	125.0	150.0	150.0	150.0	150.0
ЭС Пермского края								
Потребность (собственный максимум)	**3702.0**	**3639.0**	**3664.0**	**3745.0**	**3764.0**	**3772.0**	**3783.0**	**3791.0**
Покрытие (установленная мощность)	**6813.4**	**6987.0**	**6990.0**	**7800.0**	**7800.0**	**7810.0**	**7810.0**	**7820.0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1591.0	1597.0	1600.0	1610.0	1610.0	1620.0	1620.0	1630.0
ТЭС	5222.4	5390.0	5390.0	6190.0	6190.0	6190.0	6190.0	6190.0
ВИЭ								
ЭС Свердловской области								
Потребность (собственный максимум)	**6629.0**	**6458.0**	**6464.0**	**6483.0**	**6496.0**	**6502.0**	**6515.0**	**6522.0**
Покрытие (установленная мощность)	**9355.4**	**10367.4**	**10615.4**	**11035.4**	**11035.4**	**11035.4**	**11035.4**	**11035.4**
в том числе:								
АЭС	600.0	1480.0	1480.0	1480.0	1480.0	1480.0	1480.0	1480.0
ГЭС	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
ТЭС	8748.4	8880.4	9128.4	9548.4	9548.4	9548.4	9548.4	9548.4

ВИЭ								

Приложение № 15
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015 – 2021 годы

Перспективные балансы мощности по ОЭС и ЕЭС России с учетом дополнительных вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

Баланс мощности ЕЭС России с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	1012893,0	1024963,0	1037179,0	1047419,0	1054696,0	1060550,0	1067518,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,2	1,2	1,0	0,7	0,6	0,7
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	2655,0	3575,0	4495,0	4495,0	4495,0	4495,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	154982,0	156789,0	158909,0	160232,0	161285,0	162184,0	162836,0
Число часов использования максимума	час	6519	6520	6504	6509	6511	6511	6528
Экспорт мощности	тыс.кВт	3885,0	3890,0	3890,0	3890,0	3890,0	3890,0	3890,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	31727,0	32108,0	32532,0	32777,0	32990,0	33183,0	33317,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**190594,0**	**192787,0**	**195331,0**	**196899,0**	**198165,0**	**199257,0**	**200043,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	238218,7	241685,8	248446,7	251243,8	251466,4	253266,9	252906,4
АЭС	тыс.кВт	27216,0	27949,0	30219,0	29929,0	30659,0	30914,0	30914,0
ГЭС	тыс.кВт	48030,1	49420,3	49974,4	50511,5	50616,6	50652,1	50697,6
ТЭС	тыс.кВт	162721,8	163528,0	167024,7	169249,2	168562,7	170072,7	169666,7
ВИЭ	тыс.кВт	250,8	788,6	1228,6	1554,1	1628,1	1628,1	1628,1
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	13447,5	14195,5	14960,0	15217,5	15252,0	15776,0	15747,2
Вводы мощности после прохождения	тыс.кВт	909,5	2384,5	4473,3	718,5	848,0	1885,0	215,0

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
максимума								
Запертая мощность	тыс.кВт	6994,0	6987,0	6761,0	6157,0	5745,0	6331,0	6896,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**216867,8**	**218118,8**	**222252,4**	**229150,9**	**229621,5**	**229275,0**	**230048,3**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**26273,8**	**25331,8**	**26921,4**	**32251,9**	**31456,5**	**30018,0**	**30005,3**

Примечание: в сводном балансе по ЕЭС России ОЭС Сибири и ОЭС Востока учтены на совмещенный максимум

Баланс мощности ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	980841,0	990217,0	998988,0	1008505,0	1014993,0	1020529,0	1025464,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,0	0,9	1,0	0,6	0,5	0,5
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	2655,0	3575,0	4495,0	4495,0	4495,0	4495,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	150204,0	150994,0	152992,0	154144,0	155139,0	155784,0	156416,0
Число часов использования максимума	час	6513	6540	6506	6513	6514	6522	6527
Экспорт мощности	тыс.кВт	3055,0	3060,0	3060,0	3060,0	3060,0	3060,0	3060,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	30627,0	30776,0	31170,0	31377,0	31577,0	31711,0	31841,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**183886,0**	**184830,0**	**187222,0**	**188581,0**	**189776,0**	**190555,0**	**191317,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	228851,7	230293,4	236421,0	238912,6	239096,2	240263,7	239688,2
АЭС	тыс.кВт	27216,0	27949,0	30219,0	29929,0	30659,0	30914,0	30914,0
ГЭС	тыс.кВт	44690,1	44802,8	45356,9	45894,0	45999,1	46034,6	46080,1
ТЭС	тыс.кВт	156694,8	156753,1	159616,5	161535,5	160810,0	161687,0	161066,0
ВИЭ	тыс.кВт	250,8	788,6	1228,6	1554,1	1628,1	1628,1	1628,1
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	13228,3	13860,2	14659,7	14921,2	14994,0	14994,0	14965,2
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	650,0	1944,5	3675,5	449,0	556,0	1765,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	6994,0	6987,0	6761,0	6157,0	5745,0	6331,0	6896,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**207979,5**	**207501,7**	**211324,8**	**217385,5**	**217801,3**	**217173,8**	**217827,1**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**24093,5**	**22671,7**	**24102,8**	**28804,5**	**28025,3**	**26618,8**	**26510,1**

Примечание: в сводном балансе по ЕЭС России ОЭС Сибири учтена на совмещенный максимум

Баланс мощности Европейской части России с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	776090,0	782786,0	789987,0	797696,0	802034,0	806736,0	810774,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,9	0,9	1,0	0,5	0,6	0,5
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	2655,0	3575,0	4495,0	4495,0	4495,0	4495,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	120929,0	121687,0	123368,0	124147,0	124938,0	125510,0	126094,0
Число часов использования максимума	час	6396	6411	6375	6389	6383	6392	6394
Экспорт мощности	тыс.кВт	2795,0	2800,0	2800,0	2800,0	2800,0	2800,0	2800,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	24178,0	24321,0	24650,0	24778,0	24933,0	25051,0	25169,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**147902,0**	**148808,0**	**150818,0**	**151725,0**	**152671,0**	**153361,0**	**154063,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	176960,1	178250,6	184673,0	187001,4	186622,8	186876,3	185656,8
АЭС	тыс.кВт	27216,0	27949,0	30219,0	29929,0	30659,0	30914,0	30914,0
ГЭС	тыс.кВт	19413,7	19474,2	19986,1	20481,0	20553,9	20584,4	20629,9
ТЭС	тыс.кВт	130094,8	130059,0	133289,5	135192,5	133937,0	133905,0	132640,0
ВИЭ	тыс.кВт	235,6	768,4	1178,4	1398,9	1472,9	1472,9	1472,9
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	7011,9	7638,8	8413,7	8570,1	8646,5	8646,5	8617,7
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	650,0	1800,5	3675,5	449,0	226,0	1435,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	3351,0	3306,0	3274,0	3011,0	2544,0	2591,0	2515,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**165947,2**	**165505,2**	**169309,8**	**174971,3**	**175206,3**	**174203,8**	**174524,1**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**18045,2**	**16697,2**	**18491,8**	**23246,3**	**22535,3**	**20842,8**	**20461,1**

Баланс мощности ОЭС Северо-Запада с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	90321,0	90789,0	91175,0	91666,0	92047,0	92495,0	92910,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,5	0,4	0,5	0,4	0,5	0,4
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	14579,0	14658,0	14717,0	14809,0	14871,0	14953,0	15020,0
Число часов использования максимума	час	6195	6194	6195	6190	6190	6186	6186
Экспорт мощности	тыс.кВт	1990,0	1990,0	1990,0	1990,0	1990,0	1990,0	1990,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2776,0	2792,0	2803,0	2813,0	2825,0	2841,0	2853,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**19345,0**	**19440,0**	**19510,0**	**19612,0**	**19686,0**	**19784,0**	**19863,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	23618,7	23669,2	26034,7	24733,7	25606,7	24551,7	24551,7
АЭС	тыс.кВт	5760,0	5760,0	6930,0	5490,0	6220,0	5220,0	5220,0
ГЭС	тыс.кВт	2949,2	2949,2	2954,2	2959,2	2964,2	2969,2	2969,2
ТЭС	тыс.кВт	14903,1	14953,6	16144,1	16278,1	16416,1	16356,1	16356,1
ВИЭ	тыс.кВт	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1247,3	1179,3	1604,3	1604,3	1604,3	1604,3	1604,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	316,3	137,0	1002,5	134,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	2105,0	2009,0	2107,0	1659,0	1367,0	1366,0	1366,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**19950,1**	**20343,9**	**21320,9**	**21336,4**	**22635,4**	**21581,4**	**21581,4**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**605,1**	**903,9**	**1810,9**	**1724,4**	**2949,4**	**1797,4**	**1718,4**

Баланс мощности ОЭС Центра с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	233398,0	234628,0	236152,0	238293,0	239438,0	241207,0	242981,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,5	0,6	0,9	0,5	0,7	0,7
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	2580,0	3500,0	4420,0	4420,0	4420,0	4420,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	38345,0	38192,0	38481,0	38766,0	38999,0	39259,0	39486,0
Число часов использования максимума	час	6020	6076	6046	6033	6026	6031	6042
Экспорт мощности	тыс.кВт	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	8449,0	8412,0	8472,0	8528,0	8579,0	8636,0	8686,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**47294,0**	**47104,0**	**47453,0**	**47794,0**	**48078,0**	**48395,0**	**48672,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	53171,9	52540,9	53278,9	54992,9	53727,9	54830,9	54100,9
АЭС	тыс.кВт	12834,0	13567,0	13567,0	14717,0	14717,0	15972,0	15972,0
ГЭС	тыс.кВт	1788,8	1788,8	2218,8	2638,8	2648,8	2648,8	2658,8
ТЭС	тыс.кВт	38534,1	37125,1	37433,1	37577,1	36302,1	36150,1	35410,1
ВИЭ	тыс.кВт	15,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1030,4	989,0	983,7	914,7	914,7	914,7	914,7
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	330,0	676,0	130,0	0,0	1255,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**52141,5**	**51222,0**	**51619,3**	**53948,3**	**52813,3**	**52661,3**	**53186,3**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**4847,5**	**4118,0**	**4166,3**	**6154,3**	**4735,3**	**4266,3**	**4514,3**

Баланс мощности ОЭС Средней Волги с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	105429,0	105776,0	106300,0	106564,0	106927,0	107257,0	107350,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,3	0,5	0,2	0,3	0,3	0,1
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	16916,0	16987,0	17072,0	17109,0	17161,0	17194,0	17220,0
Число часов использования максимума	час	6233	6227	6227	6229	6231	6238	6234
Экспорт мощности	тыс.кВт	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2799,0	2811,0	2821,0	2826,0	2831,0	2837,0	2841,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**19725,0**	**19808,0**	**19903,0**	**19945,0**	**20002,0**	**20041,0**	**20071,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	27197,8	27182,3	27313,9	28289,9	28271,4	28286,4	28301,4
АЭС	тыс.кВт	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ГЭС	тыс.кВт	6890,0	6933,5	6966,5	7002,5	7025,0	7040,0	7055,0
ТЭС	тыс.кВт	16235,8	16151,8	16155,4	17055,4	17014,4	17014,4	17014,4
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	25,0	120,0	160,0	160,0	160,0	160,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	2025,9	2034,4	2129,4	2169,4	2169,4	2169,4	2169,4
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	55,0	413,6	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**25171,9**	**25092,9**	**24770,9**	**26120,5**	**26102,0**	**26117,0**	**26132,0**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**5446,9**	**5284,9**	**4867,9**	**6175,5**	**6100,0**	**6076,0**	**6061,0**

Баланс мощности ОЭС Юга с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	87826,0	91315,0	95053,0	98336,0	99561,0	100440,0	101162,0
Рост потребления электрической энергии	%		4,0	4,1	3,5	1,2	0,9	0,7
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	0,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	14415,0	15066,0	16096,0	16283,0	16509,0	16634,0	16776,0
Число часов использования максимума	час	6093	6056	5901	6035	6026	6034	6026
Экспорт мощности	тыс.кВт	195,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2814,0	2944,0	3145,0	3175,0	3219,0	3243,0	3271,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**17424,0**	**18210,0**	**19441,0**	**19658,0**	**19928,0**	**20077,0**	**20247,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	20924,0	21817,6	24086,5	24740,9	24582,3	24772,8	24183,3
АЭС	тыс.кВт	3070,0	3070,0	4170,0	4170,0	4170,0	4170,0	4170,0
ГЭС	тыс.кВт	5927,9	5941,9	5975,8	6009,7	6035,1	6045,6	6056,1
ТЭС	тыс.кВт	11774,2	12275,0	13165,0	13695,0	13437,0	13617,0	13017,0
ВИЭ	тыс.кВт	152,0	530,8	775,8	866,3	940,3	940,3	940,3
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1307,9	2006,1	2253,6	2349,1	2425,5	2425,5	2425,5
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	30,6	144,5	1530,4	185,0	42,0	180,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**19585,6**	**19666,9**	**20302,4**	**22206,9**	**22114,9**	**22167,4**	**21757,9**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**2161,6**	**1456,9**	**861,4**	**2548,9**	**2186,9**	**2090,4**	**1510,9**

Баланс мощности ОЭС Урала с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	259116,0	260278,0	261307,0	262837,0	264061,0	265337,0	266371,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,4	0,4	0,6	0,5	0,5	0,4
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	36674,0	36784,0	37002,0	37180,0	37398,0	37470,0	37592,0
Число часов использования максимума	час	7065	7076	7062	7069	7061	7081	7086
Экспорт мощности	тыс.кВт	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	7340,0	7362,0	7409,0	7436,0	7479,0	7494,0	7518,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**44114,0**	**44246,0**	**44511,0**	**44716,0**	**44977,0**	**45064,0**	**45210,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	52047,6	53040,5	53958,9	54243,9	54434,4	54434,4	54519,4
АЭС	тыс.кВт	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ГЭС	тыс.кВт	1857,7	1860,7	1870,7	1870,7	1880,7	1880,7	1890,7
ТЭС	тыс.кВт	48647,6	49553,6	50392,0	50587,0	50767,5	50767,5	50842,5
ВИЭ	тыс.кВт	62,2	146,2	216,2	306,2	306,2	306,2	306,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1400,4	1430,0	1442,6	1532,6	1532,6	1532,6	1503,8
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	303,1	1134,0	53,0	0,0	184,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	1246,0	1297,0	1167,0	1352,0	1177,0	1225,0	1149,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**49098,1**	**49179,5**	**51296,3**	**51359,3**	**51540,8**	**51676,8**	**51866,6**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**4984,1**	**4933,5**	**6785,3**	**6643,3**	**6563,8**	**6612,8**	**6656,6**

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения совмещенного максимума с ЕЭС с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	204751,0	207431,0	209001,0	210809,0	212959,0	213793,0	214690,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,3	0,8	0,9	1,0	0,4	0,4
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	29275,0	29307,0	29624,0	29997,0	30201,0	30274,0	30322,0
Число часов использования максимума	час	6994	7078	7055	7028	7051	7062	7080
Экспорт мощности	тыс.кВт	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	6449,0	6455,0	6520,0	6599,0	6644,0	6660,0	6672,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**35984,0**	**36022,0**	**36404,0**	**36856,0**	**37105,0**	**37194,0**	**37254,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	51891,6	52042,8	51748,0	51911,2	52473,4	53387,4	54031,4
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	25276,4	25328,6	25370,8	25413,0	25445,2	25450,2	25450,2
ТЭС	тыс.кВт	26600,0	26694,0	26327,0	26343,0	26873,0	27782,0	28426,0
ВИЭ	тыс.кВт	15,2	20,2	50,2	155,2	155,2	155,2	155,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	6216,4	6221,4	6246,1	6351,1	6347,5	6347,5	6347,5
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	144,0	0,0	0,0	330,0	330,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	3643,0	3681,0	3487,0	3146,0	3201,0	3740,0	4381,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**42032,3**	**41996,5**	**42015,0**	**42414,2**	**42595,0**	**42970,0**	**43303,0**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**6048,3**	**5974,5**	**5611,0**	**5558,2**	**5490,0**	**5776,0**	**6049,0**

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения собственного максимума с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	204751,0	207431,0	209001,0	210809,0	212959,0	213793,0	214690,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,3	0,8	0,9	1,0	0,4	0,4
Собственный максимум	тыс.кВт	30389,0	30566,0	30890,0	31265,0	31476,0	31534,0	31588,0
Число часов использования максимума	час	6738	6786	6766	6743	6766	6780	6797
Экспорт мощности	тыс.кВт	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	6685,0	6724,0	6795,0	6878,0	6924,0	6937,0	6949,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**37334,0**	**37550,0**	**37945,0**	**38403,0**	**38660,0**	**38731,0**	**38797,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	51891,6	52042,8	51748,0	51911,2	52473,4	53387,4	54031,4
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	25276,4	25328,6	25370,8	25413,0	25445,2	25450,2	25450,2
ТЭС	тыс.кВт	26600,0	26694,0	26327,0	26343,0	26873,0	27782,0	28426,0
ВИЭ	тыс.кВт	15,2	20,2	50,2	155,2	155,2	155,2	155,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	6216,4	6221,4	6246,1	6351,1	6347,5	6347,5	6347,5
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	144,0	0,0	0,0	330,0	330,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	2914,0	2930,0	2734,0	2375,0	2421,0	2955,0	3596,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**42761,3**	**42747,5**	**42768,0**	**43185,2**	**43375,0**	**43755,0**	**44088,0**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**5427,3**	**5197,5**	**4823,0**	**4782,2**	**4715,0**	**5024,0**	**5291,0**

Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения совмещенного максимума с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	32052,0	34746,0	38191,0	38914,0	39703,0	40021,0	42054,0
Рост потребления электрической энергии	%		8,4	9,9	1,9	2,0	0,8	5,1
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	4778,0	5795,0	5917,0	6088,0	6146,0	6400,0	6420,0
Число часов использования максимума	час	6708	5996	6454	6392	6460	6253	6550
Экспорт мощности	тыс.кВт	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	1100,0	1332,0	1362,0	1400,0	1413,0	1472,0	1476,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**6708,0**	**7957,0**	**8109,0**	**8318,0**	**8389,0**	**8702,0**	**8726,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	9367,0	11392,4	12025,7	12331,2	12370,2	13003,2	13218,2
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	3340,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	тыс.кВт	6027,0	6774,9	7408,2	7713,7	7752,7	8385,7	8600,7
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	219,2	335,3	300,3	296,3	258,0	782,0	782,0
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	259,5	440,0	797,8	269,5	292,0	120,0	215,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**8888,3**	**10617,1**	**10927,6**	**11765,4**	**11820,2**	**12101,2**	**12221,2**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**2180,3**	**2660,1**	**2818,6**	**3447,4**	**3431,2**	**3399,2**	**3495,2**

Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения собственного максимума с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для базового варианта электропотребления

	Ед. измер.	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	32052,0	34746,0	38191,0	38914,0	39703,0	40021,0	42054,0
Рост потребления электрической энергии	%		8,4	9,9	1,9	2,0	0,8	5,1
Собственный максимум	тыс.кВт	5535,0	6475,0	6609,0	6797,0	6862,0	7143,0	7165,0
Число часов использования максимума	час	5791	5366	5779	5725	5786	5603	5869
Экспорт мощности	тыс.кВт	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	1273,0	1489,0	1520,0	1563,0	1578,0	1642,0	1647,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**7638,0**	**8794,0**	**8959,0**	**9190,0**	**9270,0**	**9615,0**	**9642,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	9367,0	11392,4	12025,7	12331,2	12370,2	13003,2	13218,2
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	3340,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	тыс.кВт	6027,0	6774,9	7408,2	7713,7	7752,7	8385,7	8600,7
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	219,2	335,3	300,3	296,3	258,0	782,0	782,0
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	259,5	440,0	797,8	269,5	292,0	120,0	215,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**8888,3**	**10617,1**	**10927,6**	**11765,4**	**11820,2**	**12101,2**	**12221,2**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**1250,3**	**1823,1**	**1968,6**	**2575,4**	**2550,2**	**2486,2**	**2579,2**

Приложение № 16
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015 – 2021 годы

Перспективные балансы мощности по ОЭС и ЕЭС России с учетом вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

Баланс мощности ЕЭС России с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	1012893,0	1041675,0	1059859,0	1077736,0	1090427,0	1100167,0	1108666,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,8	1,7	1,7	1,2	0,9	0,8
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	2655,0	3575,0	4495,0	4495,0	4495,0	4495,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	154982,0	159677,0	162775,0	165112,0	166912,0	168252,0	169504,0
Число часов использования максимума	час	6519	6507	6489	6500	6506	6512	6514
Экспорт мощности	тыс.кВт	3885,0	3890,0	3890,0	3890,0	3890,0	3890,0	3890,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	31727,0	32674,0	33308,0	33787,0	34167,0	34444,0	34707,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**190594,0**	**196241,0**	**199973,0**	**202789,0**	**204969,0**	**206586,0**	**208101,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	238052,8	241558,0	246260,1	248179,2	249484,8	249250,3	249295,8
АЭС	тыс.кВт	27216,0	27949,0	30219,0	30369,0	31539,0	30539,0	30539,0
ГЭС	тыс.кВт	48030,1	49420,3	49969,4	50501,5	50601,6	50632,1	50677,6
ТЭС	тыс.кВт	162570,9	163430,1	164968,1	165920,1	165955,6	166690,6	166690,6

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
ВИЭ	тыс.кВт	235,8	758,6	1103,6	1388,6	1388,6	1388,6	1388,6
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	13457,5	14329,4	14620,2	14941,2	14943,6	15467,6	15467,6
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	658,9	2015,5	1786,4	295,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	6939,0	6497,0	6127,0	5412,0	5018,0	4833,0	4669,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**216997,5**	**218716,0**	**223726,4**	**227531,0**	**229523,2**	**228949,7**	**229159,2**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**26403,5**	**22475,0**	**23753,4**	**24742,0**	**24554,2**	**22363,7**	**21058,2**

Примечание: в сводном балансе по ЕЭС России ОЭС Сибири и ОЭС Востока учтены на совмещенный максимум

Баланс мощности ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	980841,0	1005832,0	1020094,0	1036190,0	1046984,0	1055048,0	1062985,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,5	1,4	1,6	1,0	0,8	0,8
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	2655,0	3575,0	4495,0	4495,0	4495,0	4495,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	150204,0	153739,0	156644,0	158662,0	160098,0	161339,0	162488,0
Число часов использования максимума	час	6513	6525	6489	6502	6512	6511	6514
Экспорт мощности	тыс.кВт	3055,0	3060,0	3060,0	3060,0	3060,0	3060,0	3060,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	30627,0	31307,0	31896,0	32304,0	32600,0	32854,0	33093,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**183886,0**	**188106,0**	**191600,0**	**194026,0**	**195758,0**	**197253,0**	**198641,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	228685,8	230040,5	234742,7	236520,8	237826,4	236816,9	236862,4
АЭС	тыс.кВт	27216,0	27949,0	30219,0	30369,0	31539,0	30539,0	30539,0
ГЭС	тыс.кВт	44690,1	44802,8	45351,9	45884,0	45984,1	46014,6	46060,1
ТЭС	тыс.кВт	156543,9	156530,2	158068,2	158879,2	158914,7	158874,7	158874,7
ВИЭ	тыс.кВт	235,8	758,6	1103,6	1388,6	1388,6	1388,6	1388,6
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	13238,3	13959,1	14249,9	14539,9	14542,3	14542,3	14542,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	399,4	1575,5	1786,4	295,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	6939,0	6497,0	6127,0	5412,0	5018,0	4833,0	4669,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**208109,2**	**208008,9**	**212579,3**	**216273,9**	**218266,1**	**217441,6**	**217651,1**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**24223,2**	**19902,9**	**20979,3**	**22247,9**	**22508,1**	**20188,6**	**19010,1**

Примечание: в сводном балансе по ЕЭС России ОЭС Сибири учтена на совмещенный максимум

Баланс мощности Европейской части России с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	776090,0	795421,0	806859,0	817868,0	825050,0	831949,0	838368,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,5	1,4	1,4	0,9	0,8	0,8
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	2655,0	3575,0	4495,0	4495,0	4495,0	4495,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	120929,0	123801,0	126071,0	127199,0	128278,0	129348,0	130279,0
Число часов использования максимума	час	6396	6404	6372	6394	6397	6397	6401
Экспорт мощности	тыс.кВт	2795,0	2800,0	2800,0	2800,0	2800,0	2800,0	2800,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	24178,0	24717,0	25167,0	25382,0	25600,0	25816,0	26007,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**147902,0**	**151318,0**	**154038,0**	**155381,0**	**156678,0**	**157964,0**	**159086,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	176849,9	178027,4	182804,3	184589,3	185862,7	184848,2	184893,7
АЭС	тыс.кВт	27216,0	27949,0	30219,0	30369,0	31539,0	30539,0	30539,0
ГЭС	тыс.кВт	19413,7	19474,2	19981,1	20471,0	20538,9	20564,4	20609,9
ТЭС	тыс.кВт	129999,6	129865,9	131550,9	132515,9	132551,4	132511,4	132511,4
ВИЭ	тыс.кВт	220,6	738,4	1053,4	1233,4	1233,4	1233,4	1233,4
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	7021,9	7737,8	7998,6	8183,5	8185,9	8185,9	8185,9
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	399,4	1455,5	1786,4	295,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	3352,0	2974,0	2882,0	2731,0	2536,0	2410,0	2317,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**166076,6**	**165860,1**	**170137,3**	**173379,7**	**175140,7**	**174252,2**	**174390,7**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**18174,6**	**14542,1**	**16099,3**	**17998,7**	**18462,7**	**16288,2**	**15304,7**

Баланс мощности ОЭС Северо-Запада с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	90321,0	92166,0	92924,0	93746,0	94805,0	95471,0	96050,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,0	0,8	0,9	1,1	0,7	0,6
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	14579,0	14767,0	14866,0	15047,0	15137,0	15250,0	15350,0
Число часов использования максимума	час	6195	6241	6251	6230	6263	6260	6257
Экспорт мощности	тыс.кВт	1990,0	1990,0	1990,0	1990,0	1990,0	1990,0	1990,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2776,0	2806,0	2825,0	2858,0	2876,0	2897,0	2917,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**19345,0**	**19563,0**	**19681,0**	**19895,0**	**20003,0**	**20137,0**	**20257,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	23612,7	23683,2	24831,2	23941,2	25111,2	24111,2	24111,2
АЭС	тыс.кВт	5760,0	5760,0	6930,0	5930,0	7100,0	6100,0	6100,0
ГЭС	тыс.кВт	2949,2	2949,2	2949,2	2949,2	2949,2	2949,2	2949,2
ТЭС	тыс.кВт	14897,1	14967,6	14945,6	15055,6	15055,6	15055,6	15055,6
ВИЭ	тыс.кВт	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1247,3	1243,3	1243,3	1243,3	1243,3	1243,3	1243,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	304,3	101,0	0,0	110,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	2111,0	1875,0	1850,0	1816,0	1806,0	1795,0	1792,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**19950,1**	**20463,9**	**21737,9**	**20771,9**	**22061,9**	**21072,9**	**21075,9**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**605,1**	**900,9**	**2056,9**	**876,9**	**2058,9**	**935,9**	**818,9**

Баланс мощности ОЭС Центра с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	233398,0	237553,0	240399,0	243664,0	245402,0	247585,0	249901,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,8	1,2	1,4	0,7	0,9	0,9
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	2580,0	3500,0	4420,0	4420,0	4420,0	4420,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	38345,0	38957,0	39322,0	39739,0	40068,0	40438,0	40781,0
Число часов использования максимума	час	6020	6032	6025	6020	6014	6013	6019
Экспорт мощности	тыс.кВт	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	8449,0	8579,0	8655,0	8742,0	8814,0	8896,0	8971,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**47294,0**	**48036,0**	**48477,0**	**48981,0**	**49382,0**	**49834,0**	**50252,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	53414,9	53043,9	53786,9	55381,9	55391,9	55351,9	55361,9
АЭС	тыс.кВт	12834,0	13567,0	13567,0	14717,0	14717,0	14717,0	14717,0
ГЭС	тыс.кВт	1788,8	1788,8	2218,8	2638,8	2648,8	2648,8	2658,8
ТЭС	тыс.кВт	38777,1	37628,1	37941,1	37966,1	37966,1	37926,1	37926,1
ВИЭ	тыс.кВт	15,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1055,4	1027,4	1022,1	1022,1	1022,1	1022,1	1022,1
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	330,0	676,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**52359,5**	**51686,5**	**52088,8**	**54359,8**	**54369,8**	**54329,8**	**54339,8**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**5065,5**	**3650,5**	**3611,8**	**5378,8**	**4987,8**	**4495,8**	**4087,8**

Баланс мощности ОЭС Средней Волги с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	105429,0	108405,0	108937,0	109476,0	110123,0	110753,0	111118,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,8	0,5	0,5	0,6	0,6	0,3
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	16916,0	17379,0	17502,0	17569,0	17649,0	17727,0	17773,0
Число часов использования максимума	час	6233	6238	6224	6231	6240	6248	6252
Экспорт мощности	тыс.кВт	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2799,0	2868,0	2890,0	2899,0	2912,0	2925,0	2933,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**19725,0**	**20257,0**	**20402,0**	**20478,0**	**20571,0**	**20662,0**	**20716,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	27252,8	27296,3	27234,3	27310,3	27316,8	27331,8	27346,8
АЭС	тыс.кВт	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ГЭС	тыс.кВт	6890,0	6933,5	6966,5	7002,5	7025,0	7040,0	7055,0
ТЭС	тыс.кВт	16290,8	16265,8	16075,8	16075,8	16059,8	16059,8	16059,8
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	25,0	120,0	160,0	160,0	160,0	160,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	2025,9	2050,9	2145,9	2185,9	2185,9	2185,9	2185,9
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**25226,9**	**25245,4**	**25088,4**	**25124,4**	**25130,9**	**25145,9**	**25160,9**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**5501,9**	**4988,4**	**4686,4**	**4646,4**	**4559,9**	**4483,9**	**4444,9**

Баланс мощности ОЭС Юга с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	87826,0	92443,0	97624,0	101728,0	103829,0	105359,0	106768,0
Рост потребления электрической энергии	%		5,3	5,6	4,2	2,1	1,5	1,3
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	0,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	14415,0	15378,0	16684,0	16928,0	17223,0	17487,0	17721,0
Число часов использования максимума	час	6093	6007	5847	6005	6024	6021	6021
Экспорт мощности	тыс.кВт	195,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2814,0	3000,0	3255,0	3300,0	3358,0	3409,0	3455,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**17424,0**	**18578,0**	**20139,0**	**20428,0**	**20781,0**	**21096,0**	**21376,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	20924,0	21912,6	23671,5	24585,4	24610,8	24621,3	24631,8
АЭС	тыс.кВт	3070,0	3070,0	4170,0	4170,0	4170,0	4170,0	4170,0
ГЭС	тыс.кВт	5927,9	5941,9	5975,8	6009,7	6035,1	6045,6	6056,1
ТЭС	тыс.кВт	11774,2	12370,0	12840,0	13670,0	13670,0	13670,0	13670,0
ВИЭ	тыс.кВт	152,0	530,8	685,8	735,8	735,8	735,8	735,8
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1307,9	2006,1	2163,6	2218,6	2221,0	2221,0	2221,0
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	30,6	144,5	1110,4	185,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**19585,6**	**19761,9**	**20397,4**	**22181,9**	**22389,9**	**22400,4**	**22410,9**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**2161,6**	**1183,9**	**258,4**	**1753,9**	**1608,9**	**1304,4**	**1034,9**

Баланс мощности ОЭС Урала с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	259116,0	264854,0	266975,0	269254,0	270891,0	272781,0	274531,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,2	0,8	0,9	0,6	0,7	0,6
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	36674,0	37320,0	37697,0	37916,0	38201,0	38446,0	38654,0
Число часов использования максимума	час	7065	7097	7082	7101	7091	7095	7102
Экспорт мощности	тыс.кВт	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	7340,0	7464,0	7542,0	7583,0	7640,0	7689,0	7731,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**44114,0**	**44884,0**	**45339,0**	**45599,0**	**45941,0**	**46235,0**	**46485,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	51645,4	52091,4	53280,4	53370,4	53431,9	53431,9	53441,9
АЭС	тыс.кВт	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ГЭС	тыс.кВт	1857,7	1860,7	1870,7	1870,7	1880,7	1880,7	1890,7
ТЭС	тыс.кВт	48260,4	48634,4	49748,4	49748,4	49799,9	49799,9	49799,9
ВИЭ	тыс.кВт	47,2	116,2	181,2	271,2	271,2	271,2	271,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1385,4	1410,0	1423,6	1513,6	1513,6	1513,6	1513,6
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	64,5	880,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	1241,0	1099,0	1032,0	915,0	730,0	615,0	525,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**48954,5**	**48702,4**	**50824,7**	**50941,7**	**51188,2**	**51303,2**	**51403,2**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**4840,5**	**3818,4**	**5485,7**	**5342,7**	**5247,2**	**5068,2**	**4918,2**

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения совмещенного максимума с ЕЭС с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	204751,0	210411,0	213235,0	218322,0	221934,0	223099,0	224617,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,8	1,3	2,4	1,7	0,5	0,7
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	29275,0	29938,0	30573,0	31463,0	31820,0	31991,0	32209,0
Число часов использования максимума	час	6994	7028	6975	6939	6975	6974	6974
Экспорт мощности	тыс.кВт	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	6449,0	6590,0	6729,0	6922,0	7000,0	7038,0	7086,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**35984,0**	**36788,0**	**37562,0**	**38645,0**	**39080,0**	**39289,0**	**39555,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	51835,9	52013,1	51938,3	51931,5	51963,7	51968,7	51968,7
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	25276,4	25328,6	25370,8	25413,0	25445,2	25450,2	25450,2
ТЭС	тыс.кВт	26544,3	26664,3	26517,3	26363,3	26363,3	26363,3	26363,3
ВИЭ	тыс.кВт	15,2	20,2	50,2	155,2	155,2	155,2	155,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	6216,4	6221,4	6251,4	6356,4	6356,4	6356,4	6356,4
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	120,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	3587,0	3523,0	3245,0	2681,0	2482,0	2423,0	2352,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**42032,6**	**42148,8**	**42442,0**	**42894,2**	**43125,4**	**43189,4**	**43260,4**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**6048,6**	**5360,8**	**4880,0**	**4249,2**	**4045,4**	**3900,4**	**3705,4**

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения собственного максимума с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	204751,0	210411,0	213235,0	218322,0	221934,0	223099,0	224617,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,8	1,3	2,4	1,7	0,5	0,7
Собственный максимум	тыс.кВт	30389,0	31056,0	31715,0	32638,0	33008,0	33186,0	33412,0
Число часов использования максимума	час	6738	6775	6723	6689	6724	6723	6723
Экспорт мощности	тыс.кВт	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	6685,0	6832,0	6977,0	7180,0	7262,0	7301,0	7351,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**37334,0**	**38148,0**	**38952,0**	**40078,0**	**40530,0**	**40747,0**	**41023,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	51835,9	52013,1	51938,3	51931,5	51963,7	51968,7	51968,7
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	25276,4	25328,6	25370,8	25413,0	25445,2	25450,2	25450,2
ТЭС	тыс.кВт	26544,3	26664,3	26517,3	26363,3	26363,3	26363,3	26363,3
ВИЭ	тыс.кВт	15,2	20,2	50,2	155,2	155,2	155,2	155,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	6216,4	6221,4	6251,4	6356,4	6356,4	6356,4	6356,4
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	120,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	2858,0	2784,0	2495,0	1901,0	1685,0	1622,0	1545,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**42761,6**	**42887,8**	**43192,0**	**43674,2**	**43922,4**	**43990,4**	**44067,4**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**5427,6**	**4739,8**	**4240,0**	**3596,2**	**3392,4**	**3243,4**	**3044,4**

Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения совмещенного максимума с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	32052,0	35843,0	39765,0	41546,0	43443,0	45119,0	45681,0
Рост потребления электрической энергии	%		11,8	10,9	4,5	4,6	3,9	1,2
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	4778,0	5938,0	6131,0	6450,0	6814,0	6913,0	7016,0
Число часов использования максимума	час	6708	6036	6486	6441	6376	6527	6511
Экспорт мощности	тыс.кВт	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	1100,0	1367,0	1412,0	1483,0	1567,0	1590,0	1614,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**6708,0**	**8135,0**	**8373,0**	**8763,0**	**9211,0**	**9333,0**	**9460,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	9367,0	11517,4	11517,4	11658,4	11658,4	12433,4	12433,4
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	3340,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	тыс.кВт	6027,0	6899,9	6899,9	7040,9	7040,9	7815,9	7815,9
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	219,2	370,3	370,3	401,3	401,3	925,3	925,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	259,5	440,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**8888,3**	**10707,1**	**11147,1**	**11257,1**	**11257,1**	**11508,1**	**11508,1**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**2180,3**	**2572,1**	**2774,1**	**2494,1**	**2046,1**	**2175,1**	**2048,1**

Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения собственного максимума с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	32052,0	35843,0	39765,0	41546,0	43443,0	45119,0	45681,0
Рост потребления электрической энергии	%		11,8	10,9	4,5	4,6	3,9	1,2
Собственный максимум	тыс.кВт	5535,0	6628,0	6824,0	7157,0	7537,0	7641,0	7748,0
Число часов использования максимума	час	5791	5408	5827	5805	5764	5905	5896
Экспорт мощности	тыс.кВт	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	1273,0	1524,0	1570,0	1646,0	1734,0	1757,0	1782,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**7638,0**	**8982,0**	**9224,0**	**9633,0**	**10101,0**	**10228,0**	**10360,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	9367,0	11517,4	11517,4	11658,4	11658,4	12433,4	12433,4
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	3340,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	тыс.кВт	6027,0	6899,9	6899,9	7040,9	7040,9	7815,9	7815,9
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	219,2	370,3	370,3	401,3	401,3	925,3	925,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	259,5	440,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**8888,3**	**10707,1**	**11147,1**	**11257,1**	**11257,1**	**11508,1**	**11508,1**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**1250,3**	**1725,1**	**1923,1**	**1624,1**	**1156,1**	**1280,1**	**1148,1**

Приложение №17
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015 – 2021 годы

Региональная структура перспективных балансов мощности с учётом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации. Умеренно-оптимистичный вариант электропотребления на 2015 – 2021 годы

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Северо-Запада с учётом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации.
Умеренно-оптимистичный вариант электропотребления

МВт

ОЭС Северо-Запада	2014 г. отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Максимум ОЭС, совмещенный с ЕЭС	**14695.0**	**14579.0**	**14767.0**	**14866.0**	**15047.0**	**15137.0**	**15250.0**	**15350.0**
ЭС Архангельской области								
Потребность (собственный максимум)	**1168.0**	**1193.0**	**1213.0**	**1215.0**	**1217.0**	**1218.0**	**1220.0**	**1221.0**
Покрытие (установленная мощность)	**1685.5**	**1685.5**	**1685.5**	**1685.5**	**1685.5**	**1685.5**	**1685.5**	**1685.5**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1685.5	1685.5	1685.5	1685.5	1685.5	1685.5	1685.5	1685.5
ВИЭ								
ЭС Калининградской области								
Потребность (собственный максимум)	**843.0**	**857.0**	**869.0**	**876.0**	**907.0**	**925.0**	**942.0**	**956.0**
Покрытие (установленная мощность)	**926.3**	**948.8**	**940.3**	**940.3**	**940.3**	**940.3**	**940.3**	**940.3**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
ТЭС	919.5	942.0	933.5	933.5	933.5	933.5	933.5	933.5
ВИЭ	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1
ЭС Республики Карелия								
Потребность (собственный максимум)	**1192.0**	**1192.0**	**1196.0**	**1199.0**	**1202.0**	**1205.0**	**1208.0**	**1211.0**
Покрытие (установленная мощность)	**1110.1**	**1110.1**	**1110.1**	**1110.1**	**1110.1**	**1110.1**	**1110.1**	**1110.1**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	640.1	640.1	640.1	640.1	640.1	640.1	640.1	640.1
ТЭС	470.0	470.0	470.0	470.0	470.0	470.0	470.0	470.0
ВИЭ								
ЭС Республики Коми								
Потребность (собственный максимум)	**1340.0**	**1340.0**	**1354.0**	**1363.0**	**1390.0**	**1399.0**	**1408.0**	**1412.0**
Покрытие (установленная мощность)	**2326.9**	**2326.9**	**2326.9**	**2326.9**	**2326.9**	**2326.9**	**2326.9**	**2326.9**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2326.9	2326.9	2326.9	2326.9	2326.9	2326.9	2326.9	2326.9
ВИЭ								
ЭС Ленинградской области и г.Санкт-Петербург								
Потребность (собственный максимум)	7514.0	7609.0	7708.0	7770.0	7881.0	7937.0	8017.0	8093.0
Покрытие (установленная мощность)	12727.0	13031.3	13110.3	14258.3	13368.3	14538.3	13538.3	13538.3
в том числе:								

АЭС	4000.0	4000.0	4000.0	5170.0	4170.0	5340.0	4340.0	4340.0
ГЭС	709.8	709.8	709.8	709.8	709.8	709.8	709.8	709.8
ТЭС	8017.2	8321.5	8400.5	8378.5	8488.5	8488.5	8488.5	8488.5
ВИЭ								
ЭС Мурманской области								
Потребность (собственный максимум)	**1852.0**	**1856.0**	**1866.0**	**1881.0**	**1890.0**	**1891.0**	**1892.0**	**1893.0**
Покрытие (установленная мощность)	**3641.9**	**3641.9**	**3641.9**	**3641.9**	**3641.9**	**3641.9**	**3641.9**	**3641.9**
в том числе:								
АЭС	1760.0	1760.0	1760.0	1760.0	1760.0	1760.0	1760.0	1760.0
ГЭС	1594.6	1594.6	1594.6	1594.6	1594.6	1594.6	1594.6	1594.6
ТЭС	286.0	286.0	286.0	286.0	286.0	286.0	286.0	286.0
ВИЭ	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
ЭС Новгородской области								
Потребность (собственный максимум)	**675.0**	**683.0**	**710.0**	**713.0**	**715.0**	**717.0**	**720.0**	**723.0**
Покрытие (установленная мощность)	**422.5**	**422.5**	**422.5**	**422.5**	**422.5**	**422.5**	**422.5**	**422.5**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	422.5	422.5	422.5	422.5	422.5	422.5	422.5	422.5
ВИЭ								
ЭС Псковской области								
Потребность (собственный максимум)	**418.0**	**420.0**	**428.0**	**430.0**	**433.0**	**436.0**	**439.0**	**441.0**
Покрытие (установленная мощность)	**445.7**	**445.7**	**445.7**	**445.7**	**445.7**	**445.7**	**445.7**	**445.7**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
ТЭС	442.7	442.7	442.7	442.7	442.7	442.7	442.7	442.7
ВИЭ								

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Центра с учётом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации. **Умеренно-оптимистичный вариант электропотребления**

МВт

ОЭС Центра	2014 г. отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Максимум ОЭС, совмещенный с ЕЭС	**38119.0**	**38345.0**	**38957.0**	**39322.0**	**39739.0**	**40068.0**	**40438.0**	**40781.0**
ЭС Белгородской области								
Потребность (собственный максимум)	**2179.0**	**2189.0**	**2223.0**	**2247.0**	**2263.0**	**2247.0**	**2263.0**	**2282.0**
Покрытие (установленная мощность)	**251.0**	**237.0**	**147.0**	**147.0**	**147.0**	**147.0**	**147.0**	**147.0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	251.0	222.0	132.0	132.0	132.0	132.0	132.0	132.0
ВИЭ		15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
ЭС Брянской области								
Потребность (собственный максимум)	**793.0**	**805.0**	**812.0**	**815.0**	**818.0**	**819.0**	**823.0**	**831.0**
Покрытие (установленная мощность)	**28.0**	**28.0**	**28.0**	**28.0**	**28.0**	**28.0**	**28.0**	**28.0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0
ВИЭ								
ЭС Владимирской области								
Потребность (собственный максимум)	**1209.0**	**1217.0**	**1231.0**	**1235.0**	**1235.0**	**1237.0**	**1239.0**	**1241.0**
Покрытие (установленная мощность)	**608.0**	**608.0**	**608.0**	**608.0**	**608.0**	**608.0**	**608.0**	**608.0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	608.0	608.0	608.0	608.0	608.0	608.0	608.0	608.0
ВИЭ								
ЭС Вологодской области								
Потребность (собственный максимум)	**2025.0**	**2032.0**	**2039.0**	**2051.0**	**2052.0**	**2053.0**	**2059.0**	**2065.0**
Покрытие (установленная мощность)	**1932.3**	**1932.3**	**1932.3**	**1932.3**	**1932.3**	**1932.3**	**1932.3**	**1932.3**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3
ТЭС	1906.0	1906.0	1906.0	1906.0	1906.0	1906.0	1906.0	1906.0
ВИЭ								
ЭС Воронежской области								
Потребность (собственный максимум)	**1826.0**	**1872.0**	**1900.0**	**1924.0**	**1967.0**	**2002.0**	**2011.0**	**2021.0**
Покрытие (установленная мощность)	**2106.6**	**2099.0**	**3055.0**	**3055.0**	**4205.0**	**4205.0**	**4205.0**	**4205.0**
в том числе:								
АЭС	1834.0	1834.0	2567.0	2567.0	3717.0	3717.0	3717.0	3717.0
ГЭС								
ТЭС	272.6	265.0	488.0	488.0	488.0	488.0	488.0	488.0
ВИЭ								
ЭС Ивановской области								
Потребность (собственный максимум)	**691.0**	**688.0**	**695.0**	**696.0**	**697.0**	**698.0**	**701.0**	**702.0**
Покрытие (установленная мощность)	**977.0**	**965.0**	**965.0**	**965.0**	**965.0**	**965.0**	**965.0**	**965.0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								

ТЭС	977.0	965.0	965.0	965.0	965.0	965.0	965.0	965.0
ВИЭ								

ЭС Калужской области								
Потребность (собственный максимум)	**1126.0**	**1135.0**	**1226.0**	**1250.0**	**1269.0**	**1298.0**	**1349.0**	**1391.0**
Покрытие (установленная мощность)	**117.8**	**117.8**	**105.8**	**105.8**	**105.8**	**105.8**	**105.8**	**105.8**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	117.8	117.8	105.8	105.8	105.8	105.8	105.8	105.8
ВИЭ								
ЭС Костромской области								
Потребность (собственный максимум)	**645.0**	**628.0**	**652.0**	**654.0**	**655.0**	**655.0**	**655.0**	**660.0**
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)	**1258.0**	**1278.0**	**1281.0**	**1285.0**	**1286.0**	**1295.0**	**1309.0**	**1314.0**
Покрытие (установленная мощность)	**4320.7**	**4315.9**	**4422.9**	**4247.9**	**4247.9**	**4247.9**	**4247.9**	**4247.9**
в том числе:								
АЭС	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0
ГЭС								
ТЭС	320.7	315.9	422.9	247.9	247.9	247.9	247.9	247.9
ВИЭ								
ЭС Липецкой области								
Потребность (собственный максимум)	**1798.0**	**1795.0**	**1811.0**	**1835.0**	**1850.0**	**1868.0**	**1877.0**	**1887.0**
Покрытие (установленная мощность)	**1070.5**	**1065.5**	**785.5**	**785.5**	**785.5**	**785.5**	**785.5**	**785.5**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1070.5	1065.5	740.5	740.5	740.5	740.5	740.5	740.5
ВИЭ			45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0
ЭС Московской области и г.Москва								
Потребность (собственный максимум)	**17620.3**	**17850.0**	**18028.0**	**18198.0**	**18456.0**	**18670.0**	**18893.0**	**19102.0**
Покрытие (установленная мощность)	**18600.0**	**19217.6**	**19112.6**	**19698.6**	**20143.6**	**20143.6**	**20103.6**	**20103.6**
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	17316.6	17934.2	17829.2	17995.2	18020.2	18020.2	17980.2	17980.2
ВИЭ								
ЭС Орловской области								
Потребность (собственный максимум)	**507.0**	**500.0**	**515.0**	**522.0**	**526.0**	**530.0**	**534.0**	**536.0**
Покрытие (установленная мощность)	**396.0**	**396.0**	**384.0**	**384.0**	**384.0**	**384.0**	**384.0**	**384.0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	396.0	396.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0
ВИЭ								
ЭС Рязанской области								
Потребность (собственный максимум)	**1155.0**	**1110.0**	**1178.0**	**1184.0**	**1188.0**	**1193.0**	**1198.0**	**1202.0**
Покрытие (установленная мощность)	**3641.0**	**3816.0**	**3706.0**	**3706.0**	**3706.0**	**3706.0**	**3706.0**	**3706.0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	3641.0	3816.0	3706.0	3706.0	3706.0	3706.0	3706.0	3706.0
ВИЭ								

ЭС Смоленской области								
Потребность (собственный максимум)	**1102.0**	**1067.0**	**1117.0**	**1118.0**	**1120.0**	**1124.0**	**1125.0**	**1132.0**
Покрытие (установленная мощность)	**4033.0**	**4033.0**	**4033.0**	**3905.0**	**3905.0**	**3905.0**	**3905.0**	**3905.0**
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	905.0	905.0	905.0	905.0	905.0
ВИЭ								
ЭС Тамбовской области								
Потребность (собственный максимум)	**636.0**	**631.0**	**653.0**	**658.0**	**663.0**	**668.0**	**673.0**	**678.0**
Покрытие (установленная мощность)	**381.0**	**381.0**	**316.0**	**316.0**	**316.0**	**316.0**	**316.0**	**316.0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	381.0	381.0	316.0	316.0	316.0	316.0	316.0	316.0
ВИЭ								
ЭС Тверской области								
Потребность (собственный максимум)	**1316.0**	**1347.0**	**1370.0**	**1375.0**	**1378.0**	**1387.0**	**1392.0**	**1397.0**
Покрытие (установленная мощность)	**6795.6**	**6795.6**	**6795.6**	**6795.6**	**6795.6**	**6795.6**	**6795.6**	**6795.6**
в том числе:								
АЭС	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0
ГЭС	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
ТЭС	2793.0	2793.0	2793.0	2793.0	2793.0	2793.0	2793.0	2793.0
ВИЭ								
ЭС Тульской области								
Потребность (собственный максимум)	**1660.0**	**1613.0**	**1677.0**	**1717.0**	**1761.0**	**1769.0**	**1784.0**	**1788.0**
Покрытие (установленная мощность)	**2692.2**	**2414.2**	**1654.2**	**1654.2**	**1654.2**	**1654.2**	**1654.2**	**1654.2**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2692.2	2414.2	1654.2	1654.2	1654.2	1654.2	1654.2	1654.2
ВИЭ								
ЭС Ярославской области								
Потребность (собственный максимум)	**1430.0**	**1406.0**	**1463.0**	**1480.0**	**1487.0**	**1494.0**	**1501.0**	**1508.0**
Покрытие (установленная мощность)	**1117.1**	**1169.1**	**1169.1**	**1629.1**	**1629.1**	**1639.1**	**1639.1**	**1649.1**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	476.6	476.6	476.6	486.6	486.6	496.6	496.6	506.6
ТЭС	640.5	692.5	692.5	1142.5	1142.5	1142.5	1142.5	1142.5
ВИЭ								

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Средней Волги с учётом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации.

Умеренно-оптимистичный вариант электропотребления

МВт

ОЭС Средней Волги	2014 г. отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Максимум ОЭС, совмещенный с ЕЭС	**17288.0**	**16916.0**	**17379.0**	**17502.0**	**17569.0**	**17649.0**	**17727.0**	**17773.0**
ЭС Республики Марий-Эл								
Потребность (собственный максимум)	**528.0**	**528.0**	**538.0**	**542.0**	**547.0**	**550.0**	**551.0**	**553.0**
Покрытие (установленная мощность)	**246.5**	**246.5**	**246.5**	**246.5**	**246.5**	**246.5**	**246.5**	**246.5**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	246.5	246.5	246.5	246.5	246.5	246.5	246.5	246.5
ВИЭ								
ЭС Республики Мордовия								
Потребность (собственный максимум)	**572.0**	**552.0**	**585.0**	**587.0**	**589.0**	**592.0**	**594.0**	**596.0**
Покрытие (установленная мощность)	**448.0**	**448.0**	**448.0**	**448.0**	**448.0**	**448.0**	**448.0**	**448.0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	448.0	448.0	448.0	448.0	448.0	448.0	448.0	448.0
ВИЭ								
ЭС Нижегородской области								
Потребность (собственный максимум)	**3591.0**	**3528.0**	**3636.0**	**3649.0**	**3656.0**	**3659.0**	**3664.0**	**3671.0**
Покрытие (установленная мощность)	**2782.3**	**2782.3**	**2782.3**	**2782.3**	**2785.3**	**2769.3**	**2772.3**	**2775.3**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	520.0	520.0	520.0	520.0	523.0	523.0	526.0	529.0
ТЭС	2262.3	2262.3	2262.3	2262.3	2262.3	2246.3	2246.3	2246.3
ВИЭ								
ЭС Пензенской области								
Потребность (собственный максимум)	**889.0**	**891.0**	**908.0**	**912.0**	**916.0**	**920.0**	**925.0**	**929.0**
Покрытие (установленная мощность)	**435.0**	**435.0**	**435.0**	**435.0**	**435.0**	**435.0**	**435.0**	**435.0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	435.0	435.0	435.0	435.0	435.0	435.0	435.0	435.0
ВИЭ								
ЭС Самарской области								
Потребность (собственный максимум)	**3765.0**	**3700.0**	**3799.0**	**3808.0**	**3819.0**	**3828.0**	**3832.0**	**3835.0**
Покрытие (установленная мощность)	**5983.8**	**6004.8**	**6061.3**	**6107.3**	**6153.3**	**6163.8**	**6163.8**	**6163.8**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	2383.0	2404.0	2435.5	2456.5	2477.5	2488.0	2488.0	2488.0
ТЭС	3600.8	3600.8	3600.8	3600.8	3600.8	3600.8	3600.8	3600.8
ВИЭ			25.0	50.0	75.0	75.0	75.0	75.0
ЭС Саратовской области								
Потребность (собственный максимум)	**2104.0**	**2124.0**	**2142.0**	**2158.0**	**2165.0**	**2195.0**	**2228.0**	**2230.0**
Покрытие (установленная мощность)	**6720.0**	**6715.0**	**6702.0**	**6739.0**	**6766.0**	**6778.0**	**6790.0**	**6802.0**
в том числе:								
АЭС	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0	4000.0
ГЭС	1378.0	1391.0	1403.0	1415.0	1427.0	1439.0	1451.0	1463.0
ТЭС	1342.0	1324.0	1299.0	1299.0	1299.0	1299.0	1299.0	1299.0

ВИЭ				25.0	40.0	40.0	40.0	40.0

ЭС Республики Татарстан								
Потребность (собственный максимум)	**4214.0**	**4226.0**	**4325.0**	**4392.0**	**4417.0**	**4441.0**	**4467.0**	**4490.0**
Покрытие (установленная мощность)	**7165.7**	**7469.7**	**7469.7**	**7279.7**	**7279.7**	**7279.7**	**7279.7**	**7279.7**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1205.0	1205.0	1205.0	1205.0	1205.0	1205.0	1205.0	1205.0
ТЭС	5960.7	6264.7	6264.7	6074.7	6074.7	6074.7	6074.7	6074.7
ВИЭ								
ЭС Ульяновской области								
Потребность (собственный максимум)	**1052.0**	**1074.0**	**1095.0**	**1104.0**	**1109.0**	**1111.0**	**1112.0**	**1113.0**
Покрытие (установленная мощность)	**944.5**	**944.5**	**944.5**	**989.5**	**989.5**	**989.5**	**989.5**	**989.5**
в том числе:								
АЭС	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0
ГЭС								
ТЭС	872.5	872.5	872.5	872.5	872.5	872.5	872.5	872.5
ВИЭ				45.0	45.0	45.0	45.0	45.0
ЭС Чувашской Республики								
Потребность (собственный максимум)	**934.0**	**867.0**	**938.0**	**942.0**	**947.0**	**951.0**	**955.0**	**959.0**
Покрытие (установленная мощность)	**2207.0**	**2207.0**	**2207.0**	**2207.0**	**2207.0**	**2207.0**	**2207.0**	**2207.0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1370.0	1370.0	1370.0	1370.0	1370.0	1370.0	1370.0	1370.0
ТЭС	837.0	837.0	837.0	837.0	837.0	837.0	837.0	837.0
ВИЭ								

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	2014 г. отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Максимум ОЭС, совмещенный с ЕЭС	**14123.0**	**14415.0**	**15378.0**	**16684.0**	**16928.0**	**17223.0**	**17487.0**	**17721.0**
ЭС Астраханской области								
Потребность (собственный максимум)	**806.0**	**785.0**	**796.0**	**806.0**	**814.0**	**823.0**	**831.0**	**839.0**
Покрытие (установленная мощность)	**744.0**	**874.0**	**889.0**	**904.0**	**904.0**	**904.0**	**904.0**	**904.0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	744.0	784.0	784.0	784.0	784.0	784.0	784.0	784.0
ВИЭ		90.0	105.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0
ЭС Волгоградской области								
Потребность (собственный максимум)	**2599.0**	**2391.0**	**2584.0**	**2621.0**	**2654.0**	**2684.0**	**2694.0**	**2698.0**
Покрытие (установленная мощность)	**4062.8**	**4001.3**	**4005.8**	**4071.8**	**4117.8**	**4138.8**	**4149.3**	**4159.8**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	2661.5	2672.0	2682.5	2703.5	2724.5	2745.5	2756.0	2766.5
ТЭС	1401.3	1329.3	1293.3	1293.3	1293.3	1293.3	1293.3	1293.3
ВИЭ			30.0	75.0	100.0	100.0	100.0	100.0
ЭС Республики Дагестан								
Потребность (собственный максимум)	**1171.0**	**1213.0**	**1230.0**	**1251.0**	**1271.0**	**1290.0**	**1299.0**	**1318.0**
Покрытие (установленная мощность)	**1804.1**	**1914.1**	**1914.1**	**1914.1**	**1914.1**	**1914.1**	**1914.1**	**1914.1**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1786.1	1886.1	1886.1	1886.1	1886.1	1886.1	1886.1	1886.1
ТЭС	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0
ВИЭ		10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
ЭС Республики Ингушетия								
Потребность (собственный максимум)	**137.0**	**145.0**	**147.0**	**150.0**	**154.0**	**158.0**	**161.0**	**163.0**
Покрытие (установленная мощность)								
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС								
ВИЭ								
ЭС Кабардино-Балкарской Республики								
Потребность (собственный максимум)	**305.0**	**310.0**	**317.0**	**321.0**	**325.0**	**328.0**	**332.0**	**337.0**
Покрытие (установленная мощность)	**179.5**	**210.1**	**210.1**	**210.1**	**210.1**	**210.1**	**210.1**	**210.1**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	157.5	188.1	188.1	188.1	188.1	188.1	188.1	188.1
ТЭС	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0
ВИЭ								
ЭС Республики Калмыкия								
Потребность (собственный максимум)	**98.0**	**99.0**	**108.0**	**117.0**	**122.0**	**123.0**	**125.0**	**127.0**
Покрытие (установленная мощность)	**19.0**	**70.0**	**70.0**	**115.0**	**115.0**	**115.0**	**115.0**	**115.0**
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	52.0	52.0	97.0	97.0	97.0	97.0	97.0

ЭС Карачаево-Черкесской Республики								
Потребность (собственный максимум)	**216.0**	**224.0**	**227.0**	**232.0**	**234.0**	**235.0**	**243.0**	**244.0**
Покрытие (установленная мощность)	**183.8**	**325.0**	**325.0**	**330.0**	**330.0**	**330.0**	**330.0**	**330.0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	161.8	163.0	163.0	168.0	168.0	168.0	168.0	168.0
ГАЭС		140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0
ТЭС	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0
ВИЭ								
ЭС Краснодарского края и Республики Адыгея								
Потребность (собственный максимум)	**4129.0**	**4255.0**	**4384.0**	**4634.0**	**4665.0**	**4769.0**	**4873.0**	**4957.0**
Покрытие (установленная мощность)	**2470.1**	**2470.1**	**2611.1**	**2611.1**	**2611.1**	**2611.1**	**2611.1**	**2611.1**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	86.7	86.7	86.7	86.7	86.7	86.7	86.7	86.7
ТЭС	2383.4	2383.4	2524.4	2524.4	2524.4	2524.4	2524.4	2524.4
ВИЭ								
ЭС Республики Крым и г. Севастополя								
Потребность (собственный максимум)			**500,0***	**1408.0**	**1440.0**	**1481.0**	**1522.0**	**1560.0**
Покрытие (установленная мощность)			**809.5**	**1279.5**	**1749.5**	**1749.5**	**1749.5**	**1749.5**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС			490.8	960.8	1430.8	1430.8	1430.8	1430.8
ВИЭ			318.8	318.8	318.8	318.8	318.8	318.8
ЭС Ростовской области								
Потребность (собственный максимум)	**3024.0**	**3045.0**	**3149.0**	**3238.0**	**3327.0**	**3384.0**	**3434.0**	**3484.0**
Покрытие (установленная мощность)	**5966.8**	**6336.6**	**6336.6**	**7436.6**	**7436.6**	**7436.6**	**7436.6**	**7436.6**
в том числе:								
АЭС	3070.0	3070.0	3070.0	4170.0	4170.0	4170.0	4170.0	4170.0
ГЭС	211.5	211.5	211.5	211.5	211.5	211.5	211.5	211.5
ТЭС	2685.3	3055.1	3055.1	3055.1	3055.1	3055.1	3055.1	3055.1
ВИЭ								
ЭС Республики Северная Осетия - Алания								
Потребность (собственный максимум)	**407.0**	**413.0**	**429.0**	**439.0**	**448.0**	**458.0**	**467.0**	**472.0**
Покрытие (установленная мощность)	**106.9**	**106.9**	**106.9**	**106.9**	**106.9**	**106.9**	**106.9**	**106.9**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9
ТЭС	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
ВИЭ								
ЭС Ставропольского края								
Потребность (собственный максимум)	**1641.0**	**1672.0**	**1677.0**	**1687.0**	**1695.0**	**1715.0**	**1735.0**	**1755.0**
Покрытие (установленная мощность)	**4633.0**	**4616.0**	**4634.5**	**4692.4**	**4730.3**	**4734.7**	**4734.7**	**4734.7**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	479.5	479.5	483.0	490.9	503.8	508.2	508.2	508.2
ТЭС	4153.5	4136.5	4136.5	4136.5	4136.5	4136.5	4136.5	4136.5
ВИЭ			15.0	65.0	90.0	90.0	90.0	90.0
ЭС Чеченской Республики								
Потребность (собственный максимум)	**499.0**	**506.0**	**518.0**	**525.0**	**533.0**	**541.0**	**548.0**	**556.0**
Покрытие (установленная мощность)					**360.0**	**360.0**	**360.0**	**360.0**
в том числе:								
АЭС								

ГЭС								
ТЭС					360.0	360.0	360.0	360.0
ВИЭ								

*с 2016 года в ОЭС Юга учитывается присоединение энергосистемы Республики Крым и г.Севастополя, при этом на уровне 2016 года величина собственного максимума нагрузки энергосистемы Республики Крым и г.Севастополя составляет 1360 МВт

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Урала с учётом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации. **Умеренно-оптимистичный вариант электропотребления**

МВт

ОЭС Урала	2014 г. отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Максимум ОЭС, совмещенный с ЕЭС	**36563.0**	**36674.0**	**37320.0**	**37697.0**	**37916.0**	**38201.0**	**38446.0**	**38654.0**
ЭС Республики Башкортостан								
Потребность (собственный максимум)	**4049.0**	**4079.0**	**4121.0**	**4156.0**	**4175.0**	**4195.0**	**4235.0**	**4255.0**
Покрытие (установленная мощность)	**4764.2**	**4767.1**	**5211.1**	**5211.1**	**5231.1**	**5252.6**	**5252.6**	**5252.6**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	223.7	223.7	223.7	223.7	223.7	223.7	223.7	223.7
ТЭС	4538.3	4526.1	4946.1	4946.1	4946.1	4967.6	4967.6	4967.6
ВИЭ	2.2	17.2	41.2	41.2	61.2	61.2	61.2	61.2
Энергосистема Кировской области								
Потребность (собственный максимум)	**1244.0**	**1245.0**	**1269.0**	**1278.0**	**1290.0**	**1297.0**	**1302.0**	**1310.0**
Покрытие (установленная мощность)	**1198.3**	**1193.3**	**1193.3**	**1193.3**	**1193.3**	**1193.3**	**1193.3**	**1193.3**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1198.3	1193.3	1193.3	1193.3	1193.3	1193.3	1193.3	1193.3
ВИЭ								
ЭС Курганской области								
Потребность (собственный максимум)	**763.0**	**760.0**	**769.0**	**771.0**	**774.0**	**776.0**	**779.0**	**782.0**
Покрытие (установленная мощность)	**676.5**	**676.5**	**676.5**	**676.5**	**676.5**	**676.5**	**676.5**	**676.5**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	676.5	676.5	676.5	676.5	676.5	676.5	676.5	676.5
ВИЭ								
ЭС Оренбургской области								
Потребность (собственный максимум)	**2327.0**	**2310.0**	**2344.0**	**2362.0**	**2379.0**	**2382.0**	**2396.0**	**2406.0**
Покрытие (установленная мощность)	**3665.0**	**3715.0**	**3760.0**	**3840.0**	**3865.0**	**3895.0**	**3895.0**	**3895.0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
ТЭС	3635.0	3655.0	3655.0	3685.0	3685.0	3715.0	3715.0	3715.0
ВИЭ		30.0	75.0	125.0	150.0	150.0	150.0	150.0
ЭС Пермского края								
Потребность (собственный максимум)	**3702.0**	**3639.0**	**3734.0**	**3904.0**	**3905.0**	**3924.0**	**3956.0**	**3992.0**
Покрытие (установленная мощность)	**6813.4**	**6987.0**	**6990.0**	**7800.0**	**7800.0**	**7810.0**	**7810.0**	**7820.0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1591.0	1597.0	1600.0	1610.0	1610.0	1620.0	1620.0	1630.0
ТЭС	5222.4	5390.0	5390.0	6190.0	6190.0	6190.0	6190.0	6190.0
ВИЭ								
ЭС Свердловской области								
Потребность (собственный максимум)	**6629.0**	**6458.0**	**6673.0**	**6697.0**	**6719.0**	**6742.0**	**6763.0**	**6784.0**
Покрытие (установленная мощность)	**9355.4**	**10367.4**	**10615.4**	**11035.4**	**11035.4**	**11035.4**	**11035.4**	**11035.4**
в том числе:								
АЭС	600.0	1480.0	1480.0	1480.0	1480.0	1480.0	1480.0	1480.0
ГЭС	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
ТЭС	8748.4	8880.4	9128.4	9548.4	9548.4	9548.4	9548.4	9548.4

ВИЭ								

Приложение № 18
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015 – 2021 годы

Перспективные балансы мощности по ОЭС и ЕЭС России с учетом дополнительных вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

Баланс мощности ЕЭС России с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	1012893,0	1041675,0	1059859,0	1077736,0	1090427,0	1100167,0	1108666,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,8	1,7	1,7	1,2	0,9	0,8
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	2655,0	3575,0	4495,0	4495,0	4495,0	4495,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	154982,0	159677,0	162775,0	165112,0	166912,0	168252,0	169504,0
Число часов использования максимума	час	6519	6507	6489	6500	6506	6512	6514
Экспорт мощности	тыс.кВт	3885,0	3890,0	3890,0	3890,0	3890,0	3890,0	3890,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	31727,0	32674,0	33308,0	33787,0	34167,0	34444,0	34707,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**190594,0**	**196241,0**	**199973,0**	**202789,0**	**204969,0**	**206586,0**	**208101,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	238218,7	241685,8	248446,7	251243,8	251466,4	253266,9	252906,4
АЭС	тыс.кВт	27216,0	27949,0	30219,0	29929,0	30659,0	30914,0	30914,0
ГЭС	тыс.кВт	48030,1	49420,3	49974,4	50511,5	50616,6	50652,1	50697,6
ТЭС	тыс.кВт	162721,8	163528,0	167024,7	169249,2	168562,7	170072,7	169666,7
ВИЭ	тыс.кВт	250,8	788,6	1228,6	1554,1	1628,1	1628,1	1628,1
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	13442,5	14190,5	14955,0	15212,5	15247,0	15771,0	15742,2
Вводы мощности после прохождения	тыс.кВт	909,5	2384,5	4473,3	718,5	848,0	1885,0	215,0

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
максимума								
Запертая мощность	тыс.кВт	6992,0	6705,0	6379,0	5534,0	5069,0	5525,0	6004,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**216874,8**	**218405,8**	**222639,4**	**229778,9**	**230302,5**	**230086,0**	**230945,3**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**26280,8**	**22164,8**	**22666,4**	**26989,9**	**25333,5**	**23500,0**	**22844,3**

Примечание: в сводном балансе по ЕЭС России ОЭС Сибири и ОЭС Востока учтены на совмещенный максимум

Баланс мощности ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	980841,0	1005832,0	1020094,0	1036190,0	1046984,0	1055048,0	1062985,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,5	1,4	1,6	1,0	0,8	0,8
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	2655,0	3575,0	4495,0	4495,0	4495,0	4495,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	150204,0	153739,0	156644,0	158662,0	160098,0	161339,0	162488,0
Число часов использования максимума	час	6513	6525	6489	6502	6512	6511	6514
Экспорт мощности	тыс.кВт	3055,0	3060,0	3060,0	3060,0	3060,0	3060,0	3060,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	30627,0	31307,0	31896,0	32304,0	32600,0	32854,0	33093,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**183886,0**	**188106,0**	**191600,0**	**194026,0**	**195758,0**	**197253,0**	**198641,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	228851,7	230293,4	236421,0	238912,6	239096,2	240263,7	239688,2
АЭС	тыс.кВт	27216,0	27949,0	30219,0	29929,0	30659,0	30914,0	30914,0
ГЭС	тыс.кВт	44690,1	44802,8	45356,9	45894,0	45999,1	46034,6	46080,1
ТЭС	тыс.кВт	156694,8	156753,1	159616,5	161535,5	160810,0	161687,0	161066,0
ВИЭ	тыс.кВт	250,8	788,6	1228,6	1554,1	1628,1	1628,1	1628,1
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	13223,3	13855,2	14654,7	14916,2	14989,0	14989,0	14960,2
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	650,0	1944,5	3675,5	449,0	556,0	1765,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	6992,0	6705,0	6379,0	5534,0	5069,0	5525,0	6004,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**207986,5**	**207788,7**	**211711,8**	**218013,5**	**218482,3**	**217984,8**	**218724,1**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**24100,5**	**19682,7**	**20111,8**	**23987,5**	**22724,3**	**20731,8**	**20083,1**

Примечание: в сводном балансе по ЕЭС России ОЭС Сибири учтена на совмещенный максимум

Баланс мощности Европейской части России с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	776090,0	795421,0	806859,0	817868,0	825050,0	831949,0	838368,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,5	1,4	1,4	0,9	0,8	0,8
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	2655,0	3575,0	4495,0	4495,0	4495,0	4495,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	120929,0	123801,0	126071,0	127199,0	128278,0	129348,0	130279,0
Число часов использования максимума	час	6396	6404	6372	6394	6397	6397	6401
Экспорт мощности	тыс.кВт	2795,0	2800,0	2800,0	2800,0	2800,0	2800,0	2800,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	24178,0	24717,0	25167,0	25382,0	25600,0	25816,0	26007,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**147902,0**	**151318,0**	**154038,0**	**155381,0**	**156678,0**	**157964,0**	**159086,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	176960,1	178250,6	184673,0	187001,4	186622,8	186876,3	185656,8
АЭС	тыс.кВт	27216,0	27949,0	30219,0	29929,0	30659,0	30914,0	30914,0
ГЭС	тыс.кВт	19413,7	19474,2	19986,1	20481,0	20553,9	20584,4	20629,9
ТЭС	тыс.кВт	130094,8	130059,0	133289,5	135192,5	133937,0	133905,0	132640,0
ВИЭ	тыс.кВт	235,6	768,4	1178,4	1398,9	1472,9	1472,9	1472,9
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	7011,9	7638,8	8413,7	8570,1	8646,5	8646,5	8617,7
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	650,0	1800,5	3675,5	449,0	226,0	1435,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	3349,0	3127,0	3059,0	2757,0	2288,0	2224,0	2130,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**165949,2**	**165684,2**	**169524,8**	**175225,3**	**175462,3**	**174570,8**	**174909,1**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**18047,2**	**14366,2**	**15486,8**	**19844,3**	**18784,3**	**16606,8**	**15823,1**

Баланс мощности ОЭС Северо-Запада с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	90321,0	92166,0	92924,0	93746,0	94805,0	95471,0	96050,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,0	0,8	0,9	1,1	0,7	0,6
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	14579,0	14767,0	14866,0	15047,0	15137,0	15250,0	15350,0
Число часов использования максимума	час	6195	6241	6251	6230	6263	6260	6257
Экспорт мощности	тыс.кВт	1990,0	1990,0	1990,0	1990,0	1990,0	1990,0	1990,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2776,0	2806,0	2825,0	2858,0	2876,0	2897,0	2917,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**19345,0**	**19563,0**	**19681,0**	**19895,0**	**20003,0**	**20137,0**	**20257,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	23618,7	23669,2	26034,7	24733,7	25606,7	24551,7	24551,7
АЭС	тыс.кВт	5760,0	5760,0	6930,0	5490,0	6220,0	5220,0	5220,0
ГЭС	тыс.кВт	2949,2	2949,2	2954,2	2959,2	2964,2	2969,2	2969,2
ТЭС	тыс.кВт	14903,1	14953,6	16144,1	16278,1	16416,1	16356,1	16356,1
ВИЭ	тыс.кВт	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1247,3	1179,3	1604,3	1604,3	1604,3	1604,3	1604,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	316,3	137,0	1002,5	134,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	2103,0	1977,0	2057,0	1588,0	1304,0	1294,0	1290,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**19952,1**	**20375,9**	**21370,9**	**21407,4**	**22698,4**	**21653,4**	**21657,4**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**607,1**	**812,9**	**1689,9**	**1512,4**	**2695,4**	**1516,4**	**1400,4**

Баланс мощности ОЭС Центра с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	233398,0	237553,0	240399,0	243664,0	245402,0	247585,0	249901,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,8	1,2	1,4	0,7	0,9	0,9
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	2580,0	3500,0	4420,0	4420,0	4420,0	4420,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	38345,0	38957,0	39322,0	39739,0	40068,0	40438,0	40781,0
Число часов использования максимума	час	6020	6032	6025	6020	6014	6013	6019
Экспорт мощности	тыс.кВт	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	8449,0	8579,0	8655,0	8742,0	8814,0	8896,0	8971,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**47294,0**	**48036,0**	**48477,0**	**48981,0**	**49382,0**	**49834,0**	**50252,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	53171,9	52540,9	53278,9	54992,9	53727,9	54830,9	54100,9
АЭС	тыс.кВт	12834,0	13567,0	13567,0	14717,0	14717,0	15972,0	15972,0
ГЭС	тыс.кВт	1788,8	1788,8	2218,8	2638,8	2648,8	2648,8	2658,8
ТЭС	тыс.кВт	38534,1	37125,1	37433,1	37577,1	36302,1	36150,1	35410,1
ВИЭ	тыс.кВт	15,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1030,4	989,0	983,7	914,7	914,7	914,7	914,7
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	330,0	676,0	130,0	0,0	1255,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**52141,5**	**51222,0**	**51619,3**	**53948,3**	**52813,3**	**52661,3**	**53186,3**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**4847,5**	**3186,0**	**3142,3**	**4967,3**	**3431,3**	**2827,3**	**2934,3**

Баланс мощности ОЭС Средней Волги с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	105429,0	108405,0	108937,0	109476,0	110123,0	110753,0	111118,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,8	0,5	0,5	0,6	0,6	0,3
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	16916,0	17379,0	17502,0	17569,0	17649,0	17727,0	17773,0
Число часов использования максимума	час	6233	6238	6224	6231	6240	6248	6252
Экспорт мощности	тыс.кВт	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2799,0	2868,0	2890,0	2899,0	2912,0	2925,0	2933,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**19725,0**	**20257,0**	**20402,0**	**20478,0**	**20571,0**	**20662,0**	**20716,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	27197,8	27182,3	27313,9	28289,9	28271,4	28286,4	28301,4
АЭС	тыс.кВт	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ГЭС	тыс.кВт	6890,0	6933,5	6966,5	7002,5	7025,0	7040,0	7055,0
ТЭС	тыс.кВт	16235,8	16151,8	16155,4	17055,4	17014,4	17014,4	17014,4
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	25,0	120,0	160,0	160,0	160,0	160,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	2025,9	2034,4	2129,4	2169,4	2169,4	2169,4	2169,4
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	55,0	413,6	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**25171,9**	**25092,9**	**24770,9**	**26120,5**	**26102,0**	**26117,0**	**26132,0**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**5446,9**	**4835,9**	**4368,9**	**5642,5**	**5531,0**	**5455,0**	**5416,0**

Баланс мощности ОЭС Юга с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	87826,0	92443,0	97624,0	101728,0	103829,0	105359,0	106768,0
Рост потребления электрической энергии	%		5,3	5,6	4,2	2,1	1,5	1,3
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	0,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	14415,0	15378,0	16684,0	16928,0	17223,0	17487,0	17721,0
Число часов использования максимума	час	6093	6007	5847	6005	6024	6021	6021
Экспорт мощности	тыс.кВт	195,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2814,0	3000,0	3255,0	3300,0	3358,0	3409,0	3455,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**17424,0**	**18578,0**	**20139,0**	**20428,0**	**20781,0**	**21096,0**	**21376,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	20924,0	21817,6	24086,5	24740,9	24582,3	24772,8	24183,3
АЭС	тыс.кВт	3070,0	3070,0	4170,0	4170,0	4170,0	4170,0	4170,0
ГЭС	тыс.кВт	5927,9	5941,9	5975,8	6009,7	6035,1	6045,6	6056,1
ТЭС	тыс.кВт	11774,2	12275,0	13165,0	13695,0	13437,0	13617,0	13017,0
ВИЭ	тыс.кВт	152,0	530,8	775,8	866,3	940,3	940,3	940,3
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1307,9	2006,1	2253,6	2349,1	2425,5	2425,5	2425,5
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	30,6	144,5	1530,4	185,0	42,0	180,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**19585,6**	**19666,9**	**20302,4**	**22206,9**	**22114,9**	**22167,4**	**21757,9**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**2161,6**	**1088,9**	**163,4**	**1778,9**	**1333,9**	**1071,4**	**381,9**

Баланс мощности ОЭС Урала с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	259116,0	264854,0	266975,0	269254,0	270891,0	272781,0	274531,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,2	0,8	0,9	0,6	0,7	0,6
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	36674,0	37320,0	37697,0	37916,0	38201,0	38446,0	38654,0
Число часов использования максимума	час	7065	7097	7082	7101	7091	7095	7102
Экспорт мощности	тыс.кВт	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	7340,0	7464,0	7542,0	7583,0	7640,0	7689,0	7731,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**44114,0**	**44884,0**	**45339,0**	**45599,0**	**45941,0**	**46235,0**	**46485,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	52047,6	53040,5	53958,9	54243,9	54434,4	54434,4	54519,4
АЭС	тыс.кВт	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ГЭС	тыс.кВт	1857,7	1860,7	1870,7	1870,7	1880,7	1880,7	1890,7
ТЭС	тыс.кВт	48647,6	49553,6	50392,0	50587,0	50767,5	50767,5	50842,5
ВИЭ	тыс.кВт	62,2	146,2	216,2	306,2	306,2	306,2	306,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1400,4	1430,0	1442,6	1532,6	1532,6	1532,6	1503,8
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	303,1	1134,0	53,0	0,0	184,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	1246,0	1150,0	1002,0	1169,0	984,0	930,0	840,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**49098,1**	**49326,5**	**51461,3**	**51542,3**	**51733,8**	**51971,8**	**52175,6**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**4984,1**	**4442,5**	**6122,3**	**5943,3**	**5792,8**	**5736,8**	**5690,6**

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения совмещенного максимума с ЕЭС с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	204751,0	210411,0	213235,0	218322,0	221934,0	223099,0	224617,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,8	1,3	2,4	1,7	0,5	0,7
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	29275,0	29938,0	30573,0	31463,0	31820,0	31991,0	32209,0
Число часов использования максимума	час	6994	7028	6975	6939	6975	6974	6974
Экспорт мощности	тыс.кВт	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	6449,0	6590,0	6729,0	6922,0	7000,0	7038,0	7086,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**35984,0**	**36788,0**	**37562,0**	**38645,0**	**39080,0**	**39289,0**	**39555,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	51891,6	52042,8	51748,0	51911,2	52473,4	53387,4	54031,4
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	25276,4	25328,6	25370,8	25413,0	25445,2	25450,2	25450,2
ТЭС	тыс.кВт	26600,0	26694,0	26327,0	26343,0	26873,0	27782,0	28426,0
ВИЭ	тыс.кВт	15,2	20,2	50,2	155,2	155,2	155,2	155,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	6211,4	6216,4	6241,1	6346,1	6342,5	6342,5	6342,5
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	144,0	0,0	0,0	330,0	330,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	3643,0	3578,0	3320,0	2777,0	2781,0	3301,0	3874,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**42037,3**	**42104,5**	**42187,0**	**42788,2**	**43020,0**	**43414,0**	**43815,0**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**6053,3**	**5316,5**	**4625,0**	**4143,2**	**3940,0**	**4125,0**	**4260,0**

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения собственного максимума с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	204751,0	210411,0	213235,0	218322,0	221934,0	223099,0	224617,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,8	1,3	2,4	1,7	0,5	0,7
Собственный максимум	тыс.кВт	30389,0	31056,0	31715,0	32638,0	33008,0	33186,0	33412,0
Число часов использования максимума	час	6738	6775	6723	6689	6724	6723	6723
Экспорт мощности	тыс.кВт	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	6685,0	6832,0	6977,0	7180,0	7262,0	7301,0	7351,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**37334,0**	**38148,0**	**38952,0**	**40078,0**	**40530,0**	**40747,0**	**41023,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	51891,6	52042,8	51748,0	51911,2	52473,4	53387,4	54031,4
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	25276,4	25328,6	25370,8	25413,0	25445,2	25450,2	25450,2
ТЭС	тыс.кВт	26600,0	26694,0	26327,0	26343,0	26873,0	27782,0	28426,0
ВИЭ	тыс.кВт	15,2	20,2	50,2	155,2	155,2	155,2	155,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	6211,4	6216,4	6241,1	6346,1	6342,5	6342,5	6342,5
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	144,0	0,0	0,0	330,0	330,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	2914,0	2839,0	2570,0	1997,0	1984,0	2500,0	3067,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**42766,3**	**42843,5**	**42937,0**	**43568,2**	**43817,0**	**44215,0**	**44622,0**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**5432,3**	**4695,5**	**3985,0**	**3490,2**	**3287,0**	**3468,0**	**3599,0**

Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения совмещенного максимума с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	32052,0	35843,0	39765,0	41546,0	43443,0	45119,0	45681,0
Рост потребления электрической энергии	%		11,8	10,9	4,5	4,6	3,9	1,2
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	4778,0	5938,0	6131,0	6450,0	6814,0	6913,0	7016,0
Число часов использования максимума	час	6708	6036	6486	6441	6376	6527	6511
Экспорт мощности	тыс.кВт	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	1100,0	1367,0	1412,0	1483,0	1567,0	1590,0	1614,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**6708,0**	**8135,0**	**8373,0**	**8763,0**	**9211,0**	**9333,0**	**9460,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	9367,0	11392,4	12025,7	12331,2	12370,2	13003,2	13218,2
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	3340,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	тыс.кВт	6027,0	6774,9	7408,2	7713,7	7752,7	8385,7	8600,7
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	219,2	335,3	300,3	296,3	258,0	782,0	782,0
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	259,5	440,0	797,8	269,5	292,0	120,0	215,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**8888,3**	**10617,1**	**10927,6**	**11765,4**	**11820,2**	**12101,2**	**12221,2**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**2180,3**	**2482,1**	**2554,6**	**3002,4**	**2609,2**	**2768,2**	**2761,2**

Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения собственного максимума с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

	Ед. измер.	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	32052,0	35843,0	39765,0	41546,0	43443,0	45119,0	45681,0
Рост потребления электрической энергии	%		11,8	10,9	4,5	4,6	3,9	1,2
Собственный максимум	тыс.кВт	5535,0	6628,0	6824,0	7157,0	7537,0	7641,0	7748,0
Число часов использования максимума	час	5791	5408	5827	5805	5764	5905	5896
Экспорт мощности	тыс.кВт	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	1273,0	1524,0	1570,0	1646,0	1734,0	1757,0	1782,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**7638,0**	**8982,0**	**9224,0**	**9633,0**	**10101,0**	**10228,0**	**10360,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	9367,0	11392,4	12025,7	12331,2	12370,2	13003,2	13218,2
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	3340,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	тыс.кВт	6027,0	6774,9	7408,2	7713,7	7752,7	8385,7	8600,7
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	219,2	335,3	300,3	296,3	258,0	782,0	782,0
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	259,5	440,0	797,8	269,5	292,0	120,0	215,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**8888,3**	**10617,1**	**10927,6**	**11765,4**	**11820,2**	**12101,2**	**12221,2**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**1250,3**	**1635,1**	**1703,6**	**2132,4**	**1719,2**	**1873,2**	**1861,2**

Приложение № 19
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015 – 2021 годы

Перспективные балансы электрической энергии по ОЭС и ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015-2021 годы для базового варианта электропотребления

Баланс электрической энергии ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	1012,893	1024,963	1037,179	1047,419	1054,696	1060,550	1067,518
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,580	2,655	3,575	4,495	4,495	4,495	4,495
Экспорт	млрд.кВт.ч	10,747	10,457	9,887	9,997	10,047	10,057	10,057
Импорт	млрд.кВт.ч	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**1022,340**	**1034,120**	**1045,766**	**1056,116**	**1063,443**	**1069,307**	**1076,275**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**1022,340**	**1034,120**	**1045,766**	**1056,116**	**1063,443**	**1069,307**	**1076,275**
ГЭС	млрд.кВт.ч	165,923	183,397	186,624	188,454	188,459	188,459	188,459
АЭС	млрд.кВт.ч	187,759	191,755	199,258	211,576	221,662	221,159	221,291
ТЭС	млрд.кВт.ч	668,251	657,822	658,116	653,816	651,052	657,419	664,255
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,407	1,146	1,768	2,270	2,270	2,270	2,270
Установленная мощность - всего	**МВт**	**238052,8**	**241558,0**	**246260,1**	**248179,2**	**249484,8**	**249250,3**	**249295,8**
ГЭС	МВт	48030,1	49420,3	49969,4	50501,5	50601,6	50632,1	50677,6
АЭС	МВт	27216,0	27949,0	30219,0	30369,0	31539,0	30539,0	30539,0
ТЭС	МВт	162570,9	163430,1	164968,1	165920,1	165955,6	166690,6	166690,6
ВИЭ	МВт	235,8	758,6	1103,6	1388,6	1388,6	1388,6	1388,6
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	6899	6861	6594	6967	7028	7242	7246
ТЭС	час/год	4111	4025	3989	3941	3923	3944	3985
ВИЭ	час/год	1727	1511	1603	1635	1635	1635	1635

Баланс электрической энергии ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	980,841	990,217	998,988	1008,505	1014,993	1020,529	1025,464
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,580	2,655	3,575	4,495	4,495	4,495	4,495
Экспорт	млрд.кВт.ч	7,247	6,957	6,387	6,497	6,547	6,557	6,557
Импорт	млрд.кВт.ч	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**986,788**	**995,874**	**1004,075**	**1013,702**	**1020,240**	**1025,786**	**1030,721**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**986,788**	**995,874**	**1004,075**	**1013,702**	**1020,240**	**1025,786**	**1030,721**
ГЭС	млрд.кВт.ч	155,234	170,361	170,914	171,794	171,799	171,799	171,799
АЭС	млрд.кВт.ч	187,759	191,755	199,258	211,576	221,662	221,159	221,291
ТЭС	млрд.кВт.ч	643,388	632,612	632,135	628,062	624,509	630,558	635,361
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,407	1,146	1,768	2,270	2,270	2,270	2,270
Установленная мощность - всего	**МВт**	**228685,8**	**230040,5**	**234742,7**	**236520,8**	**237826,4**	**236816,9**	**236862,4**
ГЭС	МВт	44690,1	44802,8	45351,9	45884,0	45984,1	46014,6	46060,1
АЭС	МВт	27216,0	27949,0	30219,0	30369,0	31539,0	30539,0	30539,0
ТЭС	МВт	156543,9	156530,2	158068,2	158879,2	158914,7	158874,7	158874,7
ВИЭ	МВт	235,8	758,6	1103,6	1388,6	1388,6	1388,6	1388,6
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	6899	6861	6594	6967	7028	7242	7246
ТЭС	час/год	4110	4041	3999	3953	3930	3969	3999
ВИЭ	час/год	1727	1511	1603	1635	1635	1635	1635

Баланс электрической энергии Европейской части ЕЭС с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	776,090	782,786	789,987	797,696	802,034	806,736	810,774
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,580	2,655	3,575	4,495	4,495	4,495	4,495
Экспорт	млрд.кВт.ч	6,737	6,427	5,977	5,987	5,987	5,997	5,997
Импорт	млрд.кВт.ч	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300
Выдача электрической энергии в ОЭС Сибири	млрд.кВт.ч	3,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**785,327**	**789,713**	**796,464**	**804,183**	**808,521**	**813,233**	**815,471**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**785,327**	**789,713**	**796,464**	**804,183**	**808,521**	**813,233**	**815,471**
ГЭС	млрд.кВт.ч	60,538	62,243	62,796	63,676	63,681	63,681	63,681
АЭС	млрд.кВт.ч	187,759	191,755	199,258	211,576	221,662	221,159	221,291
ТЭС	млрд.кВт.ч	536,650	534,605	532,732	526,940	521,187	526,402	528,508
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,380	1,110	1,678	1,991	1,991	1,991	1,991
Установленная мощность - всего	**МВт**	**176849,9**	**178027,4**	**182804,3**	**184589,3**	**185862,7**	**184848,2**	**184893,7**
ГЭС	МВт	19413,7	19474,2	19981,1	20471,0	20538,9	20564,4	20609,9
АЭС	МВт	27216,0	27949,0	30219,0	30369,0	31539,0	30539,0	30539,0
ТЭС	МВт	129999,6	129865,9	131550,9	132515,9	132551,4	132511,4	132511,4
ВИЭ	МВт	220,6	738,4	1053,4	1233,4	1233,4	1233,4	1233,4
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	6899	6861	6594	6967	7028	7242	7246
ТЭС	час/год	4128	4117	4050	3976	3932	3973	3988
ВИЭ	час/год	1722	1504	1593	1614	1614	1614	1614

Баланс электрической энергии ОЭС Северо-Запада с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	90,321	90,789	91,175	91,666	92,047	92,495	92,910
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч							
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	5,207	4,907	4,507	4,507	4,507	4,507	4,507
в Балтию	млрд.кВт.ч	2,200	1,900	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
в Норвегию (приграничный)	млрд.кВт.ч	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107
в Финляндию	млрд.кВт.ч	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500
в Финляндию (приграничный)	млрд.кВт.ч	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400
Импорт из Финляндии	млрд.кВт.ч	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	8,000	8,000	9,700	10,400	10,700	10,700	8,200
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	0,350	0,350	0,200				
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**102,878**	**103,046**	**104,882**	**106,273**	**106,954**	**107,402**	**105,317**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**102,878**	**103,046**	**104,882**	**106,273**	**106,954**	**107,402**	**105,317**
ГЭС	млрд.кВт.ч	11,895	12,699	12,699	12,699	12,699	12,699	12,699
АЭС	млрд.кВт.ч	37,433	38,514	40,587	43,064	43,750	44,180	42,159
ТЭС	млрд.кВт.ч	53,546	51,829	51,592	50,506	50,501	50,519	50,455
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Установленная мощность - всего	**МВт**	**23612,7**	**23683,2**	**24831,2**	**23941,2**	**25111,2**	**24111,2**	**24111,2**
ГЭС	МВт	2949,2	2949,2	2949,2	2949,2	2949,2	2949,2	2949,2
АЭС	МВт	5760	5760	6930	5930	7100	6100	6100
ТЭС	МВт	14897,1	14967,6	14945,6	15055,6	15055,6	15055,6	15055,6
ВИЭ	МВт	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	6499	6686	5857	7262	6162	7243	6911
ТЭС	час/год	3594	3463	3452	3355	3354	3355	3351
ВИЭ	час/год	609	609	609	609	609	609	609

Баланс электрической энергии ОЭС Центра с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	233,398	234,628	236,152	238,293	239,438	241,207	242,981
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,580	2,580	3,500	4,420	4,420	4,420	4,420
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
в Беларусь	млрд.кВт.ч	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Импорт	млрд.кВт.ч							
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	13,100	6,350	11,200	12,900	11,000	10,300	7,300
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	8,000	8,000	9,700	10,400	10,700	10,700	8,200
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**239,498**	**233,978**	**238,652**	**241,793**	**240,738**	**241,807**	**243,081**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**239,498**	**233,978**	**238,652**	**241,793**	**240,738**	**241,807**	**243,081**
ГЭС	млрд.кВт.ч	3,267	3,405	3,948	4,775	4,775	4,775	4,775
АЭС	млрд.кВт.ч	95,279	88,981	94,407	101,502	104,208	103,972	105,272
ТЭС	млрд.кВт.ч	140,925	141,484	140,189	135,408	131,647	132,952	132,926
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,027	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108
Установленная мощность - всего	**МВт**	**53414,9**	**53043,9**	**53786,9**	**55381,9**	**55391,9**	**55351,9**	**55361,9**
ГЭС	МВт	1788,8	1788,8	2218,8	2638,8	2648,8	2648,8	2658,8
АЭС	МВт	12834,0	13567,0	13567,0	14717,0	14717,0	14717,0	14717,0
ТЭС	МВт	38777,1	37628,1	37941,1	37966,1	37966,1	37926,1	37926,1
ВИЭ	МВт	15,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Число часов использования установленная мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	7424	6559	6959	6897	7081	7065	7153
ТЭС	час/год	3634	3760	3695	3567	3467	3506	3505
ВИЭ	час/год	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800

Баланс электрической энергии ОЭС Юга с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	87,826	91,315	95,053	98,336	99,561	100,440	101,162
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч		0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	0,430	0,420	0,370	0,380	0,380	0,390	0,390
в Грузию	млрд.кВт.ч	0,250	0,250	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200
в Южную Осетию	млрд.кВт.ч	0,140	0,140	0,140	0,150	0,150	0,150	0,150
в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,040	0,030	0,030	0,030	0,030	0,040	0,040
Импорт	млрд.кВт.ч							
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	3,500		3,000	3,400			
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**84,756**	**91,735**	**92,423**	**95,316**	**99,941**	**100,830**	**101,552**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**84,756**	**91,735**	**92,423**	**95,316**	**99,941**	**100,830**	**101,552**
ГЭС	млрд.кВт.ч	19,918	20,812	20,822	20,875	20,880	20,880	20,880
АЭС	млрд.кВт.ч	19,209	24,009	23,829	26,514	31,094	31,223	31,460
ТЭС	млрд.кВт.ч	45,357	46,155	46,736	46,803	46,843	47,603	48,088
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,272	0,759	1,036	1,124	1,124	1,124	1,124
Установленная мощность - всего	**МВт**	**20924,0**	**21912,6**	**23671,5**	**24585,4**	**24610,8**	**24621,3**	**24631,8**
ГЭС	МВт	5927,9	5941,9	5975,8	6009,7	6035,1	6045,6	6056,1
АЭС	МВт	3070,0	3070,0	4170,0	4170,0	4170,0	4170,0	4170,0
ТЭС	МВт	11774,2	12370,0	12840,0	13670,0	13670,0	13670,0	13670,0
ВИЭ	МВт	152,0	530,8	685,8	735,8	735,8	735,8	735,8
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	6257	7821	5714	6358	7457	7488	7544
ТЭС	час/год	3852	3731	3640	3424	3427	3482	3518
ВИЭ	час/год	1788	1430	1511	1527	1527	1527	1527

Баланс электрической энергии Средней Волги с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	105,429	105,776	106,300	106,564	106,927	107,257	107,350
Экспорт в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030
Импорт	млрд.кВт.ч							
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	11,750	2,500	6,400	8,500	9,200	7,100	4,100
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	12,750	6,000	10,000	11,900	11,000	10,300	7,300
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**104,459**	**102,306**	**102,730**	**103,194**	**105,157**	**104,087**	**104,180**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**104,459**	**102,306**	**102,730**	**103,194**	**105,157**	**104,087**	**104,180**
ГЭС	млрд.кВт.ч	20,383	20,285	20,285	20,285	20,285	20,285	20,285
АЭС	млрд.кВт.ч	31,581	29,763	29,982	30,341	32,359	31,287	31,380
ТЭС	млрд.кВт.ч	52,495	52,213	52,238	52,271	52,216	52,218	52,218
ВИЭ	млрд.кВт.ч		0,045	0,225	0,297	0,297	0,297	0,297
Установленная мощность - всего	**МВт**	**27252,8**	**27296,3**	**27234,3**	**27310,3**	**27316,8**	**27331,8**	**27346,8**
ГЭС	МВт	6890,0	6933,5	6966,5	7002,5	7025,0	7040,0	7055,0
АЭС	МВт	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ТЭС	МВт	16290,8	16265,8	16075,8	16075,8	16059,8	16059,8	16059,8
ВИЭ	МВт		25,0	120,0	160,0	160,0	160,0	160,0
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	7756	7309	7363	7451	7947	7683	7706
ТЭС	час/год	3222	3210	3249	3252	3251	3251	3251
ВИЭ	час/год		1800	1875	1856	1856	1856	1856

Баланс электрической энергии ОЭС Урала с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	259,116	260,278	261,307	262,837	264,061	265,337	266,371
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч							
Экспорт в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070
Импорт из Казахстана	млрд.кВт.ч	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	3,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	8,250	2,500	4,400	6,100	9,200	7,100	4,100
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**253,736**	**258,648**	**257,777**	**257,607**	**255,731**	**259,107**	**261,341**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**253,736**	**258,648**	**257,777**	**257,607**	**255,731**	**259,107**	**261,341**
ГЭС	млрд.кВт.ч	5,075	5,042	5,042	5,042	5,042	5,042	5,042
АЭС	млрд.кВт.ч	4,257	10,488	10,453	10,155	10,251	10,497	11,020
ТЭС	млрд.кВт.ч	244,327	242,924	241,977	241,952	239,980	243,110	244,821
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,077	0,194	0,305	0,458	0,458	0,458	0,458
Установленная мощность - всего	**МВт**	**51645,4**	**52091,4**	**53280,4**	**53370,4**	**53431,9**	**53431,9**	**53441,9**
ГЭС	МВт	1857,7	1860,7	1870,7	1870,7	1880,7	1880,7	1890,7
АЭС	МВт	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ТЭС	МВт	48260,4	48634,4	49748,4	49748,4	49799,9	49799,9	49799,9
ВИЭ	МВт	47,2	116,2	181,2	271,2	271,2	271,2	271,2
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	2876	7086	7063	6861	6926	7093	7446
ТЭС	час/год	5063	4995	4864	4864	4819	4882	4916
ВИЭ	час/год	1633	1673	1683	1688	1688	1688	1688

Баланс электрической энергии ОЭС Сибири с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	204,751	207,431	209,001	210,809	212,959	213,793	214,690
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч							
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	0,510	0,530	0,410	0,510	0,560	0,560	0,560
в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110
в Монголию	млрд.кВт.ч	0,400	0,420	0,300	0,400	0,450	0,450	0,450
Импорт	млрд.кВт.ч							
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	3,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**201,461**	**206,161**	**207,611**	**209,519**	**211,719**	**212,553**	**215,250**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**201,461**	**206,161**	**207,611**	**209,519**	**211,719**	**212,553**	**215,250**
ГЭС	млрд.кВт.ч	94,696	108,118	108,118	108,118	108,118	108,118	108,118
ТЭС	млрд.кВт.ч	106,738	98,007	99,403	101,122	103,322	104,156	106,853
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,027	0,036	0,090	0,279	0,279	0,279	0,279
Установленная мощность - всего	**МВт**	**51835,9**	**52013,1**	**51938,3**	**51931,5**	**51963,7**	**51968,7**	**51968,7**
ГЭС	МВт	25276,4	25328,6	25370,8	25413,0	25445,2	25450,2	25450,2
ТЭС	МВт	26544,3	26664,3	26517,3	26363,3	26363,3	26363,3	26363,3
ВИЭ	МВт	15,2	20,2	50,2	155,2	155,2	155,2	155,2
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
ТЭС	час/год	4021	3676	3749	3836	3919	3951	4053
ВИЭ	час/год	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800

Баланс электрической энергии ОЭС Востока с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	32,052	34,746	38,191	38,914	39,703	40,021	42,054
Экспорт в Китай	млрд.кВт.ч	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**35,552**	**38,246**	**41,691**	**42,414**	**43,203**	**43,521**	**45,554**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**35,552**	**38,246**	**41,691**	**42,414**	**43,203**	**43,521**	**45,554**
ГЭС	млрд.кВт.ч	10,689	13,036	15,710	16,660	16,660	16,660	16,660
ТЭС	млрд.кВт.ч	24,863	25,210	25,981	25,754	26,543	26,861	28,894
ВИЭ	млрд.кВт.ч							
Установленная мощность - всего	**МВт**	**9367,0**	**11517,4**	**11517,4**	**11658,4**	**11658,4**	**12433,4**	**12433,4**
ГЭС	МВт	3340,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	МВт	6027,0	6899,9	6899,9	7040,9	7040,9	7815,9	7815,9
ВИЭ	МВт							
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
ТЭС	час/год	4125	3654	3765	3658	3770	3437	3697

Баланс электрической энергии ОЭС Сибири для маловодного года с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	204,751	207,431	209,001	210,809	212,959	213,793	214,690
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч							
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	0,510	0,530	0,410	0,510	0,560	0,560	0,560
в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110
в Монголию	млрд.кВт.ч	0,400	0,420	0,300	0,400	0,450	0,450	0,450
Импорт	млрд.кВт.ч							
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	3,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**201,461**	**206,161**	**207,611**	**209,519**	**211,719**	**212,553**	**215,250**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**201,461**	**206,161**	**207,611**	**209,519**	**211,719**	**212,553**	**215,250**
ГЭС	млрд.кВт.ч	94,696	92,537	92,537	92,537	92,537	92,537	92,537
ТЭС	млрд.кВт.ч	106,738	113,588	114,984	116,703	118,903	119,737	122,434
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,027	0,036	0,090	0,279	0,279	0,279	0,279
Установленная мощность - всего	**МВт**	**51835,9**	**52013,1**	**51938,3**	**51931,5**	**51963,7**	**51968,7**	**51968,7**
ГЭС	МВт	25276,4	25328,6	25370,8	25413,0	25445,2	25450,2	25450,2
ТЭС	МВт	26544,3	26664,3	26517,3	26363,3	26363,3	26363,3	26363,3
ВИЭ	МВт	15,2	20,2	50,2	155,2	155,2	155,2	155,2
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
ТЭС	час/год	4021	4260	4336	4427	4510	4542	4644
ВИЭ	час/год	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800

Баланс электрической энергии ОЭС Востока для маловодного года с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	32,052	34,746	38,191	38,914	39,703	40,021	42,054
Экспорт в Китай	млрд.кВт.ч	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**35,552**	**38,246**	**41,691**	**42,414**	**43,203**	**43,521**	**45,554**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**35,552**	**38,246**	**41,691**	**42,414**	**43,203**	**43,521**	**45,554**
ГЭС	млрд.кВт.ч	10,689	9,556	11,560	12,360	12,360	12,360	12,360
ТЭС	млрд.кВт.ч	24,863	28,690	30,131	30,054	30,843	31,161	33,194
ВИЭ	млрд.кВт.ч							
Установленная мощность - всего	**МВт**	**9367,0**	**11517,4**	**11517,4**	**11658,4**	**11658,4**	**12433,4**	**12433,4**
ГЭС	МВт	3340,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	МВт	6027,0	6899,9	6899,9	7040,9	7040,9	7815,9	7815,9
ВИЭ	МВт							
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
ТЭС	час/год	4125	4158	4367	4268	4381	3987	4247

Приложение №20
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015 – 2021 годы

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015 – 2021 годы. Базовый вариант электропотребления

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Северо-Запада с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015 – 2021 годы. **Базовый вариант электропотребления**

млрд.кВтч

ОЭС Северо-Запада	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Потребление электрической энергии ОЭС	**90.770**	**90.321**	**90.789**	**91.175**	**91.666**	**92.047**	**92.495**	**92.910**
Покрытие	**102.5**	**102.878**	**103.046**	**104.882**	**106.273**	**106.954**	**107.402**	**105.317**
в том числе:								
АЭС	35.7	37.433	38.514	40.587	43.064	43.750	44.180	42.159
ГЭС	11.6	11.895	12.699	12.699	12.699	12.699	12.699	12.699
ТЭС	55.2	53.546	51.829	51.592	50.506	50.501	50.519	50.455
ВИЭ	0.0	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-11.7**	**-12.557**	**-12.257**	**-13.707**	**-14.607**	**-14.907**	**-14.907**	**-12.407**
ЭС Архангельской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**7.390**	**7.308**	**7.315**	**7.315**	**7.315**	**7.322**	**7.322**	**7.322**
Покрытие (производство электрической энергии)	**6.4**	**6.308**	**6.315**	**6.315**	**6.315**	**6.322**	**6.322**	**6.322**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	6.4	6.308	6.315	6.315	6.315	6.322	6.322	6.322
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**1.0**	**1.000**	**1.000**	**1.000**	**1.000**	**1.000**	**1.000**	**1.000**
ЭС Калининградской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**4.415**	**4.375**	**4.419**	**4.450**	**4.495**	**4.522**	**4.563**	**4.600**
Покрытие (производство электрической энергии)	**6.4**	**6.415**	**4.419**	**4.450**	**4.495**	**4.522**	**4.564**	**4.600**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.0	0.011	0.010	0.010	0.010	0.010	0.010	0.010
ТЭС	6.4	6.401	4.406	4.437	4.482	4.509	4.551	4.586
ВИЭ	0.0	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-2.0**	**-2.040**	**0.000**	**0.000**	**0.000**	**0.000**	**-0.001**	**0.000**
ЭС Республики Карелия								
Потребность (потребление электрической энергии)	**7.690**	**7.672**	**7.680**	**7.695**	**7.703**	**7.703**	**7.711**	**7.726**
Покрытие (производство электрической энергии)	**4.6**	**4.513**	**4.493**	**4.493**	**4.489**	**4.489**	**4.489**	**4.489**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	2.7	2.742	2.732	2.732	2.732	2.732	2.732	2.732
ТЭС	1.9	1.771	1.761	1.761	1.757	1.757	1.757	1.757
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**3.1**	**3.159**	**3.187**	**3.202**	**3.214**	**3.214**	**3.222**	**3.237**
ЭС Мурманской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**12.225**	**12.188**	**12.212**	**12.236**	**12.273**	**12.298**	**12.310**	**12.335**

ОЭС Северо-Запада	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Покрытие (производство электрической энергии)	**16.4**	**16.667**	**17.393**	**17.394**	**17.393**	**17.394**	**17.394**	**17.394**
в том числе:								
АЭС	10.4	10.556	10.499	10.500	10.499	10.500	10.500	10.500
ГЭС	5.6	5.747	6.532	6.532	6.532	6.532	6.532	6.532
ТЭС	0.5	0.363	0.362	0.362	0.362	0.362	0.362	0.362
ВИЭ		0.0004	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-4.2**	**-4.479**	**-5.181**	**-5.158**	**-5.120**	**-5.096**	**-5.084**	**-5.059**
ЭС Республики Коми								
Потребность (потребление электрической энергии)	**8.953**	**8.897**	**8.906**	**8.906**	**8.924**	**8.960**	**8.969**	**8.969**
Покрытие (производство электрической энергии)	**9.7**	**9.547**	**9.556**	**9.706**	**9.924**	**9.960**	**9.969**	**9.969**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	9.7	9.547	9.556	9.706	9.924	9.960	9.969	9.969
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-0.7**	**-0.650**	**-0.650**	**-0.800**	**-1.000**	**-1.000**	**-1.000**	**-1.000**
ЭС Ленинградской области и г. Санкт-Петербург								
Потребность (потребление электрической энергии)	**43.854**	**43.593**	**43.942**	**44.206**	**44.560**	**44.827**	**45.186**	**45.502**
Покрытие (производство электрической энергии)	**56.3**	**57.071**	**58.517**	**60.188**	**61.487**	**62.147**	**62.548**	**60.437**
в том числе:								
АЭС	25.4	26.877	28.015	30.087	32.565	33.250	33.680	31.659
ГЭС	3.3	3.384	3.413	3.413	3.413	3.413	3.413	3.413
ТЭС	27.7	26.810	27.089	26.688	25.509	25.484	25.455	25.365
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-12.5**	**-13.478**	**-14.575**	**-15.982**	**-16.927**	**-17.320**	**-17.362**	**-14.935**
ЭС Новгородской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**4.081**	**4.125**	**4.150**	**4.187**	**4.212**	**4.229**	**4.246**	**4.259**
Покрытие (производство электрической энергии)	**1.5**	**1.213**	**1.224**	**1.210**	**1.141**	**1.131**	**1.130**	**1.128**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1.5	1.213	1.224	1.210	1.141	1.131	1.130	1.128
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**2.5**	**2.912**	**2.926**	**2.977**	**3.071**	**3.098**	**3.116**	**3.131**
ЭС Псковской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**2.162**	**2.163**	**2.165**	**2.180**	**2.184**	**2.186**	**2.188**	**2.197**
Покрытие (производство электрической энергии)	**1.0**	**1.144**	**1.128**	**1.126**	**1.029**	**0.989**	**0.986**	**0.978**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.0	0.012	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013
ТЭС	1.0	1.132	1.115	1.113	1.016	0.976	0.973	0.965
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**1.2**	**1.019**	**1.037**	**1.054**	**1.155**	**1.197**	**1.202**	**1.219**

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Центра с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015 – 2021 годы. **Базовый вариант электропотребления**

млрд.кВтч

ОЭС Центра	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Потребление электрической энергии ОЭС	**232.930**	**233.398**	**234.628**	**236.152**	**238.293**	**239.438**	**241.207**	**242.981**
Покрытие	**239.2**	**239.498**	**233.978**	**238.652**	**241.793**	**240.738**	**241.807**	**243.081**
в том числе:								
АЭС	94.5	95.279	88.981	94.407	101.502	104.208	103.972	105.272
ГЭС	1.1	1.382	1.521	1.521	1.521	1.521	1.521	1.521
ГАЭС	1.9	1.885	1.884	2.427	3.254	3.254	3.254	3.254
ТЭС	141.8	140.925	141.484	140.189	135.408	131.647	132.952	132.926
ВИЭ	0.0	0.027	0.108	0.108	0.108	0.108	0.108	0.108
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-6.3**	**-6.100**	**0.650**	**-2.500**	**-3.500**	**-1.300**	**-0.600**	**-0.100**
ЭС Белгородской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**14.906**	**15.015**	**15.060**	**15.075**	**15.165**	**15.059**	**15.195**	**15.332**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0.8**	**0.875**	**0.349**	**0.349**	**0.348**	**0.348**	**0.348**	**0.348**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0.8	0.848	0.322	0.322	0.321	0.321	0.321	0.321
ВИЭ		0.027	0.027	0.027	0.027	0.027	0.027	0.027
Сальдо перетоков электрической энергии*	**14.1**	**14.140**	**14.711**	**14.726**	**14.817**	**14.711**	**14.847**	**14.984**
ЭС Брянской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**4.509**	**4.527**	**4.536**	**4.541**	**4.546**	**4.587**	**4.619**	**4.651**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0.0**	**0.053**	**0.053**	**0.053**	**0.053**	**0.053**	**0.053**	**0.053**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0.0	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**4.5**	**4.474**	**4.483**	**4.488**	**4.493**	**4.534**	**4.566**	**4.598**
ЭС Владимирской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**6.904**	**6.959**	**6.979**	**7.000**	**7.028**	**7.028**	**7.028**	**7.042**
Покрытие (производство электрической энергии)	**1.9**	**2.078**	**2.157**	**2.111**	**1.993**	**1.924**	**1.949**	**1.949**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1.9	2.078	2.157	2.111	1.993	1.924	1.949	1.949
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**5.0**	**4.881**	**4.822**	**4.889**	**5.035**	**5.104**	**5.079**	**5.093**
ЭС Вологодской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**13.532**	**13.533**	**13.574**	**13.601**	**13.615**	**13.629**	**13.643**	**13.684**
Покрытие (производство электрической энергии)	**9.1**	**9.638**	**9.786**	**9.725**	**9.503**	**9.386**	**9.428**	**9.427**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.1	0.095	0.127	0.127	0.127	0.127	0.127	0.127
ТЭС	9.0	9.543	9.659	9.598	9.376	9.259	9.301	9.300
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**4.417**	**3.895**	**3.788**	**3.876**	**4.112**	**4.243**	**4.215**	**4.257**

ОЭС Центра	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ЭС Воронежской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**10.540**	**10.591**	**11.100**	**11.105**	**11.316**	**11.542**	**11.623**	**11.669**
Покрытие (производство электрической энергии)	**14.5**	**13.967**	**18.798**	**21.069**	**25.714**	**29.559**	**29.564**	**29.560**
в том числе:								
АЭС	13.2	12.678	17.493	18.825	23.548	27.417	27.414	27.410
ГЭС								
ТЭС	1.3	1.289	1.305	2.244	2.166	2.142	2.150	2.150
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-4.0**	**-3.376**	**-7.698**	**-9.964**	**-14.398**	**-18.017**	**-17.941**	**-17.891**
ЭС Ивановской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**3.584**	**3.550**	**3.550**	**3.554**	**3.561**	**3.572**	**3.579**	**3.583**
Покрытие (производство электрической энергии)	**1.8**	**1.784**	**1.797**	**1.783**	**1.723**	**1.706**	**1.706**	**1.703**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1.8	1.784	1.797	1.783	1.723	1.706	1.706	1.703
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**1.8**	**1.766**	**1.753**	**1.771**	**1.838**	**1.866**	**1.873**	**1.880**
ЭС Калужской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**6.322**	**6.331**	**6.382**	**6.459**	**6.543**	**6.752**	**6.948**	**7.094**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0.3**	**0.289**	**0.281**	**0.277**	**0.268**	**0.263**	**0.264**	**0.264**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0.3	0.289	0.281	0.277	0.268	0.263	0.264	0.264
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**6.0**	**6.042**	**6.101**	**6.182**	**6.275**	**6.489**	**6.684**	**6.830**
ЭС Костромской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**3.617**	**3.573**	**3.577**	**3.584**	**3.595**	**3.606**	**3.610**	**3.614**
Покрытие (производство электрической энергии)	**16.5**	**13.953**	**14.129**	**13.925**	**12.959**	**12.475**	**12.645**	**12.642**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	16.5	13.953	14.129	13.925	12.959	12.475	12.645	12.642
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-12.9**	**-10.380**	**-10.552**	**-10.341**	**-9.364**	**-8.869**	**-9.035**	**-9.028**
ЭС Курской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**8.503**	**8.509**	**8.543**	**8.509**	**8.756**	**8.721**	**8.738**	**8.852**
Покрытие (производство электрической энергии)	**30.5**	**27.739**	**27.614**	**26.450**	**28.745**	**28.131**	**28.447**	**28.759**
в том числе:								
АЭС	29.2	26.479	26.340	25.191	27.486	26.872	27.188	27.500
ГЭС								
ТЭС	1.3	1.260	1.274	1.259	1.259	1.259	1.259	1.259
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-22.0**	**-19.230**	**-19.071**	**-17.941**	**-19.989**	**-19.410**	**-19.709**	**-19.907**
ЭС Липецкой области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**12.105**	**12.227**	**12.227**	**12.251**	**12.300**	**12.337**	**12.374**	**12.386**

ОЭС Центра	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Покрытие (производство электрической энергии)	**5.1**	**5.037**	**4.677**	**4.681**	**4.673**	**4.669**	**4.670**	**4.670**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	5.1	5.037	4.596	4.600	4.592	4.588	4.589	4.589
ВИЭ			0.081	0.081	0.081	0.081	0.081	0.081
Сальдо перетоков электрической энергии*	**7.0**	**7.190**	**7.550**	**7.570**	**7.627**	**7.668**	**7.704**	**7.716**
ЭС Московской области и г. Москва								
Потребность (потребление электрической энергии)	**103.197**	**103.197**	**104.100**	**105.141**	**106.192**	**107.042**	**108.112**	**108.977**
Покрытие (производство электрической энергии)	**72.9**	**74.894**	**76.929**	**76.156**	**73.462**	**71.267**	**72.025**	**72.012**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.2	0.223	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200
ГАЭС	1.9	1.885	1.884	2.427	3.254	3.254	3.254	3.254
ТЭС	70.9	72.786	74.845	73.529	70.008	67.813	68.571	68.558
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**30.3**	**28.303**	**27.171**	**28.985**	**32.730**	**35.775**	**36.087**	**36.965**
ЭС Орловской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**2.798**	**2.810**	**2.810**	**2.810**	**2.813**	**2.821**	**2.832**	**2.843**
Покрытие (производство электрической энергии)	**1.2**	**1.774**	**1.159**	**1.140**	**1.065**	**1.025**	**1.039**	**1.039**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1.2	1.774	1.159	1.140	1.065	1.025	1.039	1.039
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**1.6**	**1.036**	**1.651**	**1.670**	**1.748**	**1.796**	**1.793**	**1.804**
ЭС Рязанской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**6.629**	**6.548**	**6.555**	**6.588**	**6.614**	**6.634**	**6.647**	**6.654**
Покрытие (производство электрической энергии)	**8.4**	**9.186**	**9.250**	**9.127**	**8.607**	**8.340**	**8.434**	**8.432**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	8.4	9.186	9.250	9.127	8.607	8.340	8.434	8.432
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-1.7**	**-2.638**	**-2.695**	**-2.539**	**-1.993**	**-1.706**	**-1.787**	**-1.778**
ЭС Смоленской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**6.304**	**6.328**	**6.153**	**6.230**	**6.380**	**6.265**	**6.284**	**6.410**
Покрытие (производство электрической энергии)	**26.7**	**26.387**	**20.431**	**23.440**	**23.224**	**23.038**	**22.928**	**23.125**
в том числе:								
АЭС	23.7	23.232	17.210	20.364	20.393	20.335	20.180	20.377
ГЭС								
ТЭС	3.0	3.155	3.221	3.076	2.831	2.703	2.748	2.748
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-20.4**	**-20.059**	**-14.278**	**-17.210**	**-16.844**	**-16.773**	**-16.644**	**-16.715**
ЭС Тамбовской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**3.430**	**3.420**	**3.420**	**3.420**	**3.423**	**3.423**	**3.423**	**3.423**
Покрытие (производство электрической энергии)	**1.1**	**0.906**	**0.801**	**0.782**	**0.767**	**0.767**	**0.767**	**0.767**

ОЭС Центра	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1.1	0.906	0.801	0.782	0.767	0.767	0.767	0.767
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**2.3**	**2.514**	**2.619**	**2.638**	**2.656**	**2.656**	**2.656**	**2.656**
ЭС Тверской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**8.209**	**8.378**	**8.152**	**8.323**	**8.448**	**8.355**	**8.347**	**8.414**
Покрытие (производство электрической энергии)	**39.2**	**41.763**	**36.928**	**38.885**	**38.348**	**37.591**	**37.290**	**38.083**
в том числе:								
АЭС	28.3	32.890	27.938	30.027	30.075	29.584	29.190	29.985
ГЭС	0.0	0.009	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008
ТЭС	10.8	8.864	8.982	8.850	8.265	7.999	8.092	8.090
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-31.0**	**-33.385**	**-28.776**	**-30.562**	**-29.900**	**-29.236**	**-28.943**	**-29.669**
ЭС Тульской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**9.869**	**9.780**	**9.780**	**9.790**	**9.819**	**9.878**	**9.977**	**10.067**
Покрытие (производство электрической энергии)	**6.2**	**5.901**	**5.176**	**5.121**	**4.942**	**4.845**	**4.880**	**4.879**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	6.2	5.901	5.176	5.121	4.942	4.845	4.880	4.879
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**3.7**	**3.879**	**4.604**	**4.669**	**4.877**	**5.033**	**5.097**	**5.188**
ЭС Ярославской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**7.972**	**8.122**	**8.130**	**8.171**	**8.179**	**8.187**	**8.228**	**8.286**
Покрытие (производство электрической энергии)	**3.2**	**3.275**	**3.663**	**3.577**	**5.400**	**5.354**	**5.370**	**5.370**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.9	1.056	1.186	1.186	1.186	1.186	1.186	1.186
ТЭС	2.3	2.219	2.477	2.391	4.214	4.168	4.184	4.184
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**4.8**	**4.847**	**4.467**	**4.594**	**2.779**	**2.833**	**2.858**	**2.916**

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Средней Волги с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015 – 2021 годы. **Базовый вариант электропотребления**

млрд.кВтч

ОЭС Средней Волги	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Потребление электрической энергии ОЭС	**106.683**	**105.429**	**105.776**	**106.300**	**106.564**	**106.927**	**107.257**	**107.350**
Покрытие	**105.0**	**104.459**	**102.306**	**102.730**	**103.194**	**105.157**	**104.087**	**104.180**
в том числе:								
АЭС	30.1	31.581	29.763	29.982	30.341	32.359	31.287	31.380
ГЭС	21.2	20.383	20.285	20.285	20.285	20.285	20.285	20.285
ТЭС	53.7	52.495	52.213	52.238	52.271	52.216	52.218	52.218
ВИЭ	0.0	0.000	0.045	0.225	0.297	0.297	0.297	0.297
Сальдо перетоков электрической энергии*	**1.6**	**0.970**	**3.470**	**3.570**	**3.370**	**1.770**	**3.170**	**3.170**
ЭС Республики Марий-Эл								
Потребность (потребление электрической энергии)	**2.635**	**2.615**	**2.618**	**2.621**	**2.629**	**2.634**	**2.639**	**2.642**
Покрытие (производство электрической энергии)	**1.0**	**0.996**	**0.944**	**0.944**	**0.925**	**0.916**	**0.915**	**0.915**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1.0	0.996	0.944	0.944	0.925	0.916	0.915	0.915
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**1.7**	**1.619**	**1.674**	**1.677**	**1.704**	**1.718**	**1.724**	**1.727**
ЭС Республики Мордовия								
Потребность (потребление электрической энергии)	**3.464**	**3.257**	**3.257**	**3.260**	**3.267**	**3.270**	**3.273**	**3.273**
Покрытие (производство электрической энергии)	**1.7**	**1.500**	**1.431**	**1.443**	**1.445**	**1.443**	**1.442**	**1.442**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1.7	1.500	1.431	1.443	1.445	1.443	1.442	1.442
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**1.8**	**1.757**	**1.826**	**1.817**	**1.822**	**1.827**	**1.831**	**1.831**
ЭС Нижегородской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**20.526**	**20.011**	**20.011**	**20.051**	**20.091**	**20.131**	**20.151**	**20.171**
Покрытие (производство электрической энергии)	**7.5**	**8.837**	**8.844**	**8.910**	**8.917**	**8.897**	**8.923**	**8.923**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1.3	1.456	1.510	1.510	1.510	1.510	1.510	1.510
ТЭС	6.2	7.381	7.334	7.400	7.407	7.387	7.413	7.413
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**13.0**	**11.174**	**11.167**	**11.141**	**11.174**	**11.234**	**11.228**	**11.248**
ЭС Пензенской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**4.973**	**4.973**	**4.983**	**5.008**	**5.013**	**5.013**	**5.013**	**5.013**
Покрытие (производство электрической энергии)	**1.3**	**1.236**	**1.229**	**1.237**	**1.238**	**1.237**	**1.236**	**1.236**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1.3	1.236	1.229	1.237	1.238	1.237	1.236	1.236
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**3.7**	**3.737**	**3.754**	**3.771**	**3.775**	**3.776**	**3.777**	**3.777**
ЭС Самарской области								

ОЭС Средней Волги	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребность (потребление электрической энергии)	**23.901**	**23.748**	**23.724**	**23.866**	**23.866**	**23.890**	**23.914**	**23.938**
Покрытие (производство электрической энергии)	**24.3**	**22.722**	**22.479**	**22.723**	**22.771**	**22.738**	**22.723**	**22.722**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	10.5	9.780	9.600	9.600	9.600	9.600	9.600	9.600
ТЭС	13.8	12.942	12.834	13.033	13.036	13.003	12.988	12.987
ВИЭ			0.045	0.090	0.135	0.135	0.135	0.135
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-0.4**	**1.026**	**1.245**	**1.143**	**1.095**	**1.152**	**1.191**	**1.216**
ЭС Саратовской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**12.960**	**13.064**	**13.129**	**13.182**	**13.287**	**13.446**	**13.459**	**13.472**
Покрытие (производство электрической энергии)	**39.5**	**40.260**	**38.346**	**38.645**	**39.034**	**41.050**	**39.976**	**40.069**
в том числе:								
АЭС	29.8	31.280	29.463	29.682	30.041	32.059	30.987	31.080
ГЭС	5.6	5.431	5.400	5.400	5.400	5.400	5.400	5.400
ТЭС	4.0	3.550	3.483	3.518	3.521	3.519	3.517	3.517
ВИЭ				0.045	0.072	0.072	0.072	0.072
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-26.5**	**-27.196**	**-25.217**	**-25.463**	**-25.747**	**-27.604**	**-26.517**	**-26.597**
ЭС Республики Татарстан								
Потребность (потребление электрической энергии)	**27.120**	**26.959**	**27.283**	**27.501**	**27.584**	**27.694**	**27.943**	**27.971**
Покрытие (производство электрической энергии)	**22.1**	**21.984**	**21.967**	**21.636**	**21.654**	**21.668**	**21.654**	**21.654**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1.9	1.619	1.675	1.675	1.675	1.675	1.675	1.675
ТЭС	20.2	20.365	20.292	19.961	19.979	19.993	19.979	19.979
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**5.0**	**4.975**	**5.316**	**5.865**	**5.930**	**6.026**	**6.289**	**6.317**
ЭС Ульяновской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**6.010**	**5.902**	**5.920**	**5.950**	**5.956**	**5.968**	**5.974**	**5.974**
Покрытие (производство электрической энергии)	**3.1**	**2.618**	**2.615**	**2.766**	**2.768**	**2.767**	**2.775**	**2.775**
в том числе:								
АЭС	0.3	0.301	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300
ГЭС								
ТЭС	2.8	2.317	2.315	2.376	2.378	2.377	2.385	2.385
ВИЭ				0.090	0.090	0.090	0.090	0.090
Сальдо перетоков электрической энергии*	**2.9**	**3.284**	**3.305**	**3.184**	**3.188**	**3.201**	**3.199**	**3.199**
ЭС Чувашской Республики								
Потребность (потребление электрической энергии)	**5.094**	**4.900**	**4.851**	**4.861**	**4.871**	**4.881**	**4.891**	**4.896**
Покрытие (производство электрической энергии)	**4.6**	**4.308**	**4.451**	**4.426**	**4.442**	**4.442**	**4.442**	**4.443**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1.9	2.098	2.100	2.100	2.100	2.100	2.100	2.100
ТЭС	2.8	2.209	2.351	2.326	2.342	2.342	2.342	2.343
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**0.5**	**0.592**	**0.400**	**0.435**	**0.429**	**0.439**	**0.449**	**0.453**

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Юга с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015 – 2021 годы. **Базовый вариант электропотребления**

млрд.кВтч

ОЭС Юга	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Потребление электрической энергии ОЭС	**86.938**	**87.826**	**91.315**	**95.053**	**98.336**	**99.561**	**100.440**	**101.162**
Покрытие	**84.8**	**84.756**	**91.735**	**92.423**	**95.316**	**99.941**	**100.830**	**101.552**
в том числе:								
АЭС	15.7	19.209	24.009	23.829	26.514	31.094	31.223	31.460
ГЭС	18.9	19.918	20.747	20.757	20.810	20.815	20.815	20.815
ГАЭС	0.0	0.000	0.065	0.065	0.065	0.065	0.065	0.065
ТЭС	50.2	45.357	46.155	46.736	46.803	46.843	47.603	48.088
ВИЭ	0.0	0.272	0.759	1.036	1.124	1.124	1.124	1.124
Сальдо перетоков электрической энергии*	**2.2**	**3.070**	**-0.420**	**2.630**	**3.020**	**-0.380**	**-0.390**	**-0.390**
ЭС Астраханской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**4.376**	**4.393**	**4.433**	**4.451**	**4.478**	**4.496**	**4.500**	**4.505**
Покрытие (производство электрической энергии)	**4.2**	**4.535**	**4.493**	**4.492**	**4.180**	**4.017**	**4.095**	**4.145**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	4.2	4.373	4.301	4.270	3.958	3.795	3.873	3.923
ВИЭ		0.162	0.192	0.222	0.222	0.222	0.222	0.222
Сальдо перетоков электрической энергии*	**0.2**	**-0.142**	**-0.060**	**-0.041**	**0.298**	**0.479**	**0.405**	**0.360**
ЭС Волгоградской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**15.786**	**15.070**	**15.236**	**15.419**	**15.589**	**15.807**	**15.870**	**15.886**
Покрытие (производство электрической энергии)	**16.2**	**15.211**	**15.473**	**15.485**	**15.109**	**14.934**	**15.016**	**15.058**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	11.7	11.107	11.620	11.620	11.620	11.620	11.620	11.620
ТЭС	4.5	4.104	3.802	3.738	3.319	3.144	3.226	3.268
ВИЭ			0.051	0.128	0.170	0.170	0.170	0.170
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-0.5**	**-0.141**	**-0.237**	**-0.066**	**0.480**	**0.873**	**0.854**	**0.828**
ЭС Чеченской Республики								
Потребность (потребление электрической энергии)	**2.540**	**2.593**	**2.634**	**2.674**	**2.776**	**2.829**	**2.857**	**2.886**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0.0**	**0.000**	**0.000**	**0.000**	**0.360**	**1.620**	**1.620**	**1.620**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС					0.360	1.620	1.620	1.620
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**2.5**	**2.593**	**2.634**	**2.674**	**2.416**	**1.209**	**1.237**	**1.266**
ЭС Республики Дагестан								
Потребность (потребление электрической энергии)	**5.860**	**6.174**	**6.248**	**6.310**	**6.367**	**6.463**	**6.521**	**6.541**
Покрытие (производство электрической энергии)	**4.1**	**5.158**	**5.263**	**5.263**	**5.263**	**5.263**	**5.263**	**5.263**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	4.0	5.080	5.185	5.185	5.185	5.185	5.185	5.185
ТЭС	0.1	0.059	0.059	0.059	0.059	0.059	0.059	0.059
ВИЭ		0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018
Сальдо перетоков электрической энергии*	**1.8**	**1.016**	**0.985**	**1.047**	**1.104**	**1.200**	**1.258**	**1.278**
ЭС Республики Ингушетия								
Потребность (потребление электрической энергии)	**0.655**	**0.676**	**0.687**	**0.701**	**0.714**	**0.735**	**0.753**	**0.767**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0.0**	**0.000**	**0.000**	**0.000**	**0.000**	**0.000**	**0.000**	**0.000**
в том числе:								

ОЭС Юга	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
АЭС								
ГЭС								
ТЭС								
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**0.7**	**0.676**	**0.687**	**0.701**	**0.714**	**0.735**	**0.753**	**0.767**
ЭС Кабардино-Балкарской Республики								
Потребность (потребление электрической энергии)	**1.604**	**1.634**	**1.644**	**1.651**	**1.656**	**1.661**	**1.668**	**1.675**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0.6**	**0.549**	**0.713**	**0.713**	**0.713**	**0.713**	**0.713**	**0.713**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.6	0.539	0.703	0.703	0.703	0.703	0.703	0.703
ТЭС	0.0	0.010	0.010	0.010	0.010	0.010	0.010	0.010
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**1.0**	**1.085**	**0.931**	**0.938**	**0.943**	**0.948**	**0.955**	**0.962**
ЭС Республики Калмыкия								
Потребность (потребление электрической энергии)	**0.500**	**0.510**	**0.523**	**0.536**	**0.555**	**0.582**	**0.598**	**0.608**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0.0**	**0.092**	**0.092**	**0.173**	**0.173**	**0.173**	**0.173**	**0.173**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ВИЭ	0.0	0.092	0.092	0.173	0.173	0.173	0.173	0.173
Сальдо перетоков электрической энергии*	**0.5**	**0.418**	**0.431**	**0.363**	**0.382**	**0.409**	**0.425**	**0.435**
ЭС Карачаево-Черкесской Республики								
Потребность (потребление электрической энергии)	**1.276**	**1.274**	**1.354**	**1.357**	**1.360**	**1.363**	**1.366**	**1.367**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0.1**	**0.592**	**0.548**	**0.549**	**0.568**	**0.568**	**0.568**	**0.568**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.0	0.534	0.430	0.430	0.449	0.449	0.449	0.449
ГАЭС			0.065	0.065	0.065	0.065	0.065	0.065
ТЭС	0.1	0.057	0.053	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**1.2**	**0.682**	**0.807**	**0.808**	**0.792**	**0.795**	**0.798**	**0.799**
ЭС Краснодарского края и Республики Адыгея								
Потребность (потребление электрической энергии)	**24.750**	**25.300**	**25.806**	**26.116**	**26.456**	**26.694**	**26.908**	**27.150**
Покрытие (производство электрической энергии)	**11.7**	**12.566**	**12.019**	**12.357**	**11.528**	**10.980**	**11.209**	**11.426**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.3	0.319	0.377	0.377	0.377	0.377	0.377	0.377
ТЭС	11.4	12.248	11.642	11.980	11.151	10.603	10.832	11.049
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**13.0**	**12.734**	**13.787**	**13.759**	**14.928**	**15.714**	**15.699**	**15.724**
ЭС Республики Крым и г.Севастополя **								
Потребность (потребление электрической энергии)			**2.040**	**5.000**	**7.344**	**7.553**	**7.762**	**7.956**
Покрытие (производство электрической энергии)			**1.686**	**1.955**	**4.279**	**4.804**	**4.874**	**4.899**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС			1.307	1.576	3.900	4.425	4.495	4.520
ВИЭ			0.379	0.379	0.379	0.379	0.379	0.379
Сальдо перетоков электрической энергии*			**0.354**	**3.045**	**3.065**	**2.749**	**2.888**	**3.057**

ОЭС Юга	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ЭС Ростовской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**17.850**	**18.172**	**18.535**	**18.554**	**18.665**	**18.908**	**19.059**	**19.135**
Покрытие (производство электрической энергии)	**28.9**	**30.630**	**36.326**	**36.136**	**38.722**	**43.247**	**43.401**	**43.612**
в том числе:								
АЭС	15.7	19.209	24.009	23.829	26.514	31.094	31.223	31.460
ГЭС	0.5	0.549	0.611	0.611	0.611	0.611	0.611	0.611
ТЭС	12.7	10.872	11.706	11.696	11.597	11.542	11.567	11.541
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-11.0**	**-12.458**	**-17.791**	**-17.582**	**-20.057**	**-24.339**	**-24.342**	**-24.477**
ЭС Республики Северная Осетия-Алания								
Потребность (потребление электрической энергии)	**2.138**	**2.170**	**2.226**	**2.275**	**2.327**	**2.401**	**2.459**	**2.486**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0.3**	**0.306**	**0.365**	**0.365**	**0.365**	**0.365**	**0.365**	**0.365**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.3	0.306	0.365	0.365	0.365	0.365	0.365	0.365
ТЭС	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**1.8**	**1.864**	**1.861**	**1.910**	**1.962**	**2.036**	**2.094**	**2.121**
ЭС Ставропольского края								
Потребность (потребление электрической энергии)	**9.603**	**9.860**	**9.949**	**10.009**	**10.049**	**10.069**	**10.119**	**10.200**
Покрытие (производство электрической энергии)	**18.7**	**15.118**	**14.759**	**14.937**	**14.055**	**13.258**	**13.534**	**13.710**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1.4	1.485	1.456	1.467	1.500	1.505	1.505	1.505
ТЭС	17.3	13.634	13.276	13.353	12.393	11.591	11.867	12.042
ВИЭ			0.027	0.117	0.162	0.162	0.162	0.162
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-9.1**	**-5.258**	**-4.810**	**-4.928**	**-4.006**	**-3.189**	**-3.415**	**-3.510**

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой
** С 2016 года энергосистема Республики Крым и г.Севастополя учитывается в составе ОЭС Юга

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Урала с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015 – 2021 годы. **Базовый вариант электропотребления**

млрд.кВтч

ОЭС Урала	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Потребление электрической энергии ОЭС	**260.670**	**259.116**	**260.278**	**261.307**	**262.837**	**264.061**	**265.337**	**266.371**
Покрытие	**259.8**	**253.736**	**258.648**	**257.777**	**257.607**	**255.731**	**259.107**	**261.341**
в том числе:								
АЭС	4.5	4.257	10.488	10.453	10.155	10.251	10.497	11.020
ГЭС	5.8	5.075	5.042	5.042	5.042	5.042	5.042	5.042
ТЭС	249.4	244.327	242.924	241.977	241.952	239.980	243.110	244.821
ВИЭ	0.0	0.077	0.194	0.305	0.458	0.458	0.458	0.458
Сальдо перетоков электрической энергии*	**0.9**	**5.380**	**1.630**	**3.530**	**5.230**	**8.330**	**6.230**	**5.030**
ЭС Республики Башкортостан								
Потребность (потребление электрической энергии)	**26.368**	**26.398**	**26.530**	**26.689**	**26.822**	**26.983**	**27.091**	**27.254**
Покрытие (производство электрической энергии)	**22.2**	**20.363**	**19.219**	**19.737**	**19.314**	**18.955**	**19.285**	**19.406**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.8	0.725	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828
ТЭС	21.3	19.612	18.323	18.842	18.385	18.026	18.356	18.477
ВИЭ	0.0	0.026	0.067	0.067	0.101	0.101	0.101	0.101
Сальдо перетоков электрической энергии*	**4.2**	**6.035**	**7.311**	**6.952**	**7.508**	**8.028**	**7.806**	**7.848**
ЭС Кировской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**7.508**	**7.366**	**7.366**	**7.373**	**7.380**	**7.387**	**7.402**	**7.417**
Покрытие (производство электрической энергии)	**4.8**	**5.405**	**5.167**	**4.782**	**4.705**	**4.612**	**4.692**	**4.726**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	4.8	5.405	5.167	4.782	4.705	4.612	4.692	4.726
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**2.7**	**1.961**	**2.199**	**2.592**	**2.676**	**2.775**	**2.710**	**2.691**
ЭС Курганской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**4.601**	**4.485**	**4.489**	**4.493**	**4.502**	**4.511**	**4.511**	**4.516**
Покрытие (производство электрической энергии)	**3.0**	**2.831**	**2.625**	**2.289**	**2.215**	**2.135**	**2.200**	**2.226**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	3.0	2.831	2.625	2.289	2.215	2.135	2.200	2.226
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**1.6**	**1.654**	**1.864**	**2.204**	**2.287**	**2.376**	**2.311**	**2.290**
ЭС Оренбургской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**15.625**	**15.702**	**15.702**	**15.733**	**15.764**	**15.796**	**15.812**	**15.828**
Покрытие (производство электрической энергии)	**17.4**	**16.448**	**15.569**	**14.257**	**13.929**	**13.670**	**13.944**	**14.046**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.1	0.074	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075
ТЭС	17.3	16.323	15.366	13.970	13.599	13.339	13.614	13.716
ВИЭ		0.051	0.128	0.213	0.255	0.255	0.255	0.255
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-1.7**	**-0.746**	**0.133**	**1.476**	**1.835**	**2.126**	**1.868**	**1.782**

ОЭС Урала	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ЭС Пермского края								
Потребность (потребление электрической энергии)	**23.561**	**23.374**	**23.561**	**23.820**	**24.130**	**24.178**	**24.251**	**24.324**
Покрытие (производство электрической энергии)	**33.8**	**32.011**	**30.512**	**31.612**	**32.036**	**31.404**	**31.891**	**32.066**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	4.9	4.255	4.119	4.119	4.119	4.119	4.119	4.119
ТЭС	28.9	27.757	26.393	27.493	27.917	27.286	27.772	27.948
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-10.3**	**-8.637**	**-6.951**	**-7.792**	**-7.906**	**-7.226**	**-7.640**	**-7.742**
ЭС Свердловской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**43.819**	**43.038**	**43.038**	**43.081**	**43.210**	**43.296**	**43.339**	**43.426**
Покрытие (производство электрической энергии)	**46.3**	**44.233**	**48.450**	**50.227**	**50.119**	**49.384**	**50.242**	**50.998**
в том числе:								
АЭС	4.5	4.257	10.488	10.453	10.155	10.251	10.497	11.020
ГЭС	0.0	0.021	0.019	0.019	0.019	0.019	0.019	0.019
ТЭС	41.7	39.955	37.943	39.755	39.945	39.114	39.726	39.959
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-2.4**	**-1.195**	**-5.412**	**-7.146**	**-6.909**	**-6.088**	**-6.903**	**-7.572**
ЭС Тюменской области, ЯНАО, ХМАО								
Потребность (потребление электрической энергии)	**93.529**	**93.540**	**94.288**	**94.759**	**95.517**	**96.281**	**97.148**	**97.731**
Покрытие (производство электрической энергии)	**104.8**	**101.300**	**103.300**	**103.759**	**104.517**	**105.281**	**106.148**	**106.998**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	104.8	101.300	103.300	103.759	104.517	105.281	106.148	106.998
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-11.2**	**-7.760**	**-9.012**	**-9.000**	**-9.000**	**-9.000**	**-9.000**	**-9.267**
ЭС Удмуртской Республики								
Потребность (потребление электрической энергии)	**9.518**	**9.431**	**9.450**	**9.469**	**9.478**	**9.487**	**9.496**	**9.515**
Покрытие (производство электрической энергии)	**3.9**	**3.979**	**3.771**	**3.519**	**3.475**	**3.418**	**3.474**	**3.495**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	3.9	3.979	3.771	3.519	3.475	3.418	3.474	3.495
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**5.6**	**5.452**	**5.679**	**5.950**	**6.003**	**6.069**	**6.022**	**6.020**
ЭС Челябинской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**36.141**	**35.782**	**35.854**	**35.890**	**36.034**	**36.142**	**36.287**	**36.360**
Покрытие (производство электрической энергии)	**23.7**	**27.166**	**30.037**	**27.595**	**27.298**	**26.873**	**27.230**	**27.378**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	23.7	27.166	30.037	27.570	27.196	26.771	27.128	27.276
ВИЭ				0.026	0.102	0.102	0.102	0.102
Сальдо перетоков электрической энергии*	**12.4**	**8.616**	**5.817**	**8.295**	**8.736**	**9.269**	**9.057**	**8.982**

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Сибири с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015 – 2021 годы. **Базовый вариант электропотребления**

млрд.кВтч

ОЭС Сибири	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Потребление электрической энергии ОЭС	**204.065**	**204.751**	**207.431**	**209.001**	**210.809**	**212.959**	**213.793**	**214.690**
Покрытие	**198.3**	**201.461**	**206.161**	**207.611**	**209.519**	**211.719**	**212.553**	**215.250**
в том числе:								
АЭС	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ГЭС	94.1	94.696	108.118	108.118	108.118	108.118	108.118	108.118
ТЭС	104.2	106.738	98.007	99.403	101.122	103.322	104.156	106.853
ВИЭ	0.0	0.027	0.036	0.090	0.279	0.279	0.279	0.279
Сальдо перетоков электрической энергии*	**5.7**	**3.290**	**1.270**	**1.390**	**1.290**	**1.240**	**1.240**	**-0.560**
ЭС Республики Алтай и Алтайского края								
Потребность (потребление электрической энергии)	**10.935**	**10.765**	**10.808**	**10.808**	**10.819**	**10.830**	**10.862**	**10.884**
Покрытие (производство электрической энергии)	**6.8**	**6.389**	**5.459**	**5.591**	**5.780**	**5.966**	**6.036**	**6.254**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	6.8	6.371	5.432	5.564	5.753	5.939	6.009	6.227
ВИЭ		0.018	0.027	0.027	0.027	0.027	0.027	0.027
Сальдо перетоков электрической энергии*	**4.2**	**4.376**	**5.349**	**5.217**	**5.039**	**4.864**	**4.826**	**4.630**
ЭС Республики Бурятия								
Потребность (потребление электрической энергии)	**5.409**	**5.411**	**5.438**	**5.438**	**5.449**	**5.454**	**5.459**	**5.470**
Покрытие (производство электрической энергии)	**5.3**	**5.540**	**5.112**	**5.176**	**5.358**	**5.431**	**5.459**	**5.543**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	5.3	5.540	5.112	5.158	5.232	5.305	5.333	5.417
ВИЭ				0.018	0.126	0.126	0.126	0.126
Сальдо перетоков электрической энергии*	**0.1**	**-0.129**	**0.326**	**0.262**	**0.091**	**0.023**	**0.000**	**-0.073**
ЭС Иркутской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**52.820**	**52.621**	**52.831**	**53.042**	**53.944**	**55.778**	**56.336**	**56.843**
Покрытие (производство электрической энергии)	**55.1**	**54.139**	**58.804**	**59.036**	**59.330**	**59.609**	**59.709**	**60.018**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	43.6	40.362	46.360	46.360	46.360	46.360	46.360	46.360
ТЭС	11.5	13.777	12.444	12.676	12.943	13.222	13.322	13.631
ВИЭ					0.027	0.027	0.027	0.027
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-2.3**	**-1.518**	**-5.973**	**-5.994**	**-5.386**	**-3.831**	**-3.373**	**-3.175**
ЭС Красноярского края								
Потребность (потребление электрической энергии)	**41.942**	**43.710**	**45.814**	**46.914**	**47.571**	**47.619**	**47.667**	**47.858**
Покрытие (производство электрической энергии)	**54.0**	**59.284**	**64.077**	**64.451**	**64.999**	**65.546**	**65.751**	**66.466**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	28.1	31.117	35.990	35.990	35.990	35.990	35.990	35.990
ТЭС	25.9	28.167	28.087	28.461	29.009	29.556	29.761	30.476

ОЭС Сибири	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-12.0**	**-15.574**	**-18.263**	**-17.537**	**-17.428**	**-17.927**	**-18.084**	**-18.608**
ЭС Кемеровской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**32.183**	**31.800**	**31.800**	**31.864**	**31.800**	**31.800**	**31.832**	**31.864**
Покрытие (производство электрической энергии)	**21.4**	**21.826**	**19.176**	**19.523**	**20.015**	**20.510**	**20.704**	**21.344**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	21.4	21.826	19.176	19.523	20.015	20.510	20.704	21.344
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**10.8**	**9.974**	**12.624**	**12.341**	**11.785**	**11.290**	**11.128**	**10.520**
ЭС Новосибирской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**15.786**	**15.770**	**15.896**	**15.944**	**15.976**	**15.992**	**16.008**	**16.008**
Покрытие (производство электрической энергии)	**14.1**	**12.790**	**11.738**	**11.855**	**12.036**	**12.217**	**12.285**	**12.491**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	2.1	1.944	1.918	1.918	1.918	1.918	1.918	1.918
ТЭС	11.9	10.846	9.820	9.937	10.118	10.299	10.367	10.573
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**1.7**	**2.980**	**4.158**	**4.089**	**3.940**	**3.775**	**3.723**	**3.517**
ЭС Омской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**10.992**	**10.866**	**10.899**	**10.921**	**10.976**	**11.020**	**11.053**	**11.075**
Покрытие (производство электрической энергии)	**7.1**	**6.878**	**5.979**	**6.464**	**6.732**	**6.960**	**7.047**	**7.317**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	7.1	6.878	5.979	6.446	6.714	6.942	7.029	7.299
ВИЭ				0.018	0.018	0.018	0.018	0.018
Сальдо перетоков электрической энергии*	**3.9**	**3.988**	**4.920**	**4.457**	**4.244**	**4.060**	**4.006**	**3.758**
ЭС Республики Тыва								
Потребность (потребление электрической энергии)	**0.730**	**0.774**	**0.822**	**0.924**	**1.066**	**1.194**	**1.225**	**1.246**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0.0**	**0.045**	**0.042**	**0.043**	**0.043**	**0.044**	**0.044**	**0.044**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0.0	0.045	0.042	0.043	0.043	0.044	0.044	0.044
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**0.7**	**0.729**	**0.780**	**0.881**	**1.023**	**1.150**	**1.181**	**1.202**
ЭС Томской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**8.924**	**8.682**	**8.708**	**8.708**	**8.708**	**8.717**	**8.717**	**8.734**
Покрытие (производство электрической энергии)	**4.7**	**3.884**	**3.457**	**3.513**	**3.592**	**3.670**	**3.700**	**3.797**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	4.7	3.884	3.457	3.513	3.592	3.670	3.700	3.797
ВИЭ								

ОЭС Сибири	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Сальдо перетоков электрической энергии*	**4.2**	**4.798**	**5.251**	**5.195**	**5.116**	**5.047**	**5.017**	**4.937**
ЭС Республики Хакасская								
Потребность (потребление электрической энергии)	**16.509**	**16.633**	**16.650**	**16.650**	**16.650**	**16.650**	**16.650**	**16.700**
Покрытие (производство электрической энергии)	**22.4**	**23.246**	**25.648**	**25.668**	**25.698**	**25.729**	**25.740**	**25.775**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	20.4	21.273	23.850	23.850	23.850	23.850	23.850	23.850
ТЭС	2.1	1.964	1.789	1.808	1.839	1.869	1.881	1.916
ВИЭ		0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-5.9**	**-6.613**	**-8.998**	**-9.018**	**-9.048**	**-9.079**	**-9.090**	**-9.075**
ЭС Забайкальского края								
Потребность (потребление электрической энергии)	**7.835**	**7.719**	**7.765**	**7.788**	**7.850**	**7.905**	**7.984**	**8.008**
Покрытие (производство электрической энергии)	**7.4**	**7.439**	**6.669**	**6.293**	**5.935**	**6.038**	**6.077**	**6.201**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	7.4	7.439	6.669	6.275	5.863	5.966	6.005	6.129
ВИЭ				0.018	0.072	0.072	0.072	0.072
Сальдо перетоков электрической энергии*	**0.4**	**0.280**	**1.096**	**1.495**	**1.915**	**1.867**	**1.907**	**1.807**

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Востока с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015 – 2021 годы. **Базовый вариант электропотребления**

млрд.кВтч

ОЭС Востока	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Потребление электрической энергии ОЭС	**31.802**	**32.052**	**34.746**	**38.191**	**38.914**	**39.703**	**40.021**	**42.054**
Покрытие	**35.4**	**35.552**	**38.246**	**41.691**	**42.414**	**43.203**	**43.521**	**45.554**
в том числе:								
АЭС	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ГЭС	12.5	10.689	13.036	15.710	16.660	16.660	16.660	16.660
ТЭС	22.9	24.863	25.210	25.981	25.754	26.543	26.861	28.894
ВИЭ	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-3.6**	**-3.500**	**-3.500**	**-3.500**	**-3.500**	**-3.500**	**-3.500**	**-3.500**
ЭС Амурской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**7.984**	**7.934**	**7.966**	**8.046**	**8.118**	**8.175**	**8.240**	**8.306**
Покрытие (производство электрической энергии)	**14.4**	**12.795**	**13.594**	**14.254**	**15.095**	**15.164**	**15.019**	**15.221**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	12.5	10.689	11.250	11.950	12.900	12.900	12.900	12.900
ТЭС	1.9	2.106	2.344	2.304	2.195	2.264	2.119	2.321
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-6.4**	**-4.861**	**-5.628**	**-6.208**	**-6.977**	**-6.989**	**-6.779**	**-6.915**
ЭС Хабаровского края и ЕАО								
Потребность (потребление электрической энергии)	**9.606**	**9.710**	**9.720**	**9.739**	**9.758**	**9.924**	**10.003**	**10.083**
Покрытие (производство электрической энергии)	**8.1**	**8.626**	**7.710**	**8.189**	**7.850**	**8.078**	**7.837**	**8.344**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	8.1	8.626	7.710	8.189	7.850	8.078	7.837	8.344
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**1.5**	**1.084**	**2.010**	**1.550**	**1.908**	**1.846**	**2.166**	**1.739**
ЭС Приморского края								
Потребность (потребление электрической энергии)	**12.545**	**12.730**	**12.743**	**12.968**	**13.362**	**13.782**	**13.862**	**15.709**
Покрытие (производство электрической энергии)	**9.9**	**10.719**	**9.847**	**9.874**	**10.326**	**10.658**	**11.369**	**12.396**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	9.9	10.719	9.847	9.874	10.326	10.658	11.369	12.396
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**2.6**	**2.011**	**2.896**	**3.094**	**3.036**	**3.124**	**2.493**	**3.313**
ЭС Республики Саха (Якутия)								
Потребность (потребление электрической энергии)	**1.667**	**1.678**	**4.317**	**7.438**	**7.676**	**7.822**	**7.916**	**7.956**
Покрытие (производство электрической энергии)	**3.0**	**3.411**	**7.095**	**9.374**	**9.143**	**9.302**	**9.297**	**9.592**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС			1.786	3.760	3.760	3.760	3.760	3.760
ТЭС	3.0	3.411	5.309	5.614	5.383	5.542	5.537	5.833
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-1.3**	**-1.733**	**-2.778**	**-1.936**	**-1.467**	**-1.480**	**-1.381**	**-1.636**

ОЭС Востока	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021

***(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой**

Приложение № 21
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015 – 2021 годы

Перспективные балансы электрической энергии по ОЭС и ЕЭС России с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке на 2015-2021 годы для базового варианта электропотребления

Баланс электрической энергии ЕЭС России с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	1012,893	1024,963	1037,179	1047,419	1054,696	1060,550	1067,518
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,580	2,655	3,575	4,495	4,495	4,495	4,495
Экспорт	млрд.кВт.ч	10,747	10,457	9,887	9,997	10,047	10,057	10,057
Импорт	млрд.кВт.ч	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**1022,340**	**1034,120**	**1045,766**	**1056,116**	**1063,443**	**1069,307**	**1076,275**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**1022,340**	**1034,120**	**1045,766**	**1056,116**	**1063,443**	**1069,307**	**1076,275**
ГЭС	млрд.кВт.ч	165,923	183,397	186,624	188,454	188,459	188,459	188,459
АЭС	млрд.кВт.ч	187,759	191,755	199,258	211,576	221,062	217,259	217,391
ТЭС	млрд.кВт.ч	668,225	657,771	657,877	653,577	651,335	660,854	667,690
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,433	1,197	2,007	2,509	2,587	2,735	2,735
Установленная мощность - всего	**МВт**	**238218,7**	**241685,8**	**248446,7**	**251243,8**	**251466,4**	**253266,9**	**252906,4**
ГЭС	МВт	48030,1	49420,3	49974,4	50511,5	50616,6	50652,1	50697,6
АЭС	МВт	27216,0	27949,0	30219,0	29929,0	30659,0	30914,0	30914,0
ТЭС	МВт	162721,8	163528,0	167024,7	169249,2	168562,7	170072,7	169666,7
ВИЭ	МВт	250,8	788,6	1228,6	1554,1	1628,1	1628,1	1628,1
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	6899	6861	6594	7069	7210	7028	7032
ТЭС	час/год	4107	4022	3939	3862	3864	3886	3935
ВИЭ	час/год	1725	1519	1634	1615	1589	1680	1680

Баланс электрической энергии ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	980,841	990,217	998,988	1008,505	1014,993	1020,529	1025,464
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,580	2,655	3,575	4,495	4,495	4,495	4,495
Экспорт	млрд.кВт.ч	7,247	6,957	6,387	6,497	6,547	6,557	6,557
Импорт	млрд.кВт.ч	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**986,788**	**995,874**	**1004,075**	**1013,702**	**1020,240**	**1025,786**	**1030,721**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**986,788**	**995,874**	**1004,075**	**1013,702**	**1020,240**	**1025,786**	**1030,721**
ГЭС	млрд.кВт.ч	155,234	170,361	170,914	171,794	171,799	171,799	171,799
АЭС	млрд.кВт.ч	187,759	191,755	199,258	211,576	221,062	217,259	217,391
ТЭС	млрд.кВт.ч	643,362	632,561	631,896	627,823	624,792	633,993	638,796
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,433	1,197	2,007	2,509	2,587	2,735	2,735
Установленная мощность - всего	**МВт**	**228851,7**	**230293,4**	**236421,0**	**238912,6**	**239096,2**	**240263,7**	**239688,2**
ГЭС	МВт	44690,1	44802,8	45356,9	45894,0	45999,1	46034,6	46080,1
АЭС	МВт	27216,0	27949,0	30219,0	29929,0	30659,0	30914,0	30914,0
ТЭС	МВт	156694,8	156753,1	159616,5	161535,5	160810,0	161687,0	161066,0
ВИЭ	МВт	250,8	788,6	1228,6	1554,1	1628,1	1628,1	1628,1
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	6899	6861	6594	7069	7210	7028	7032
ТЭС	час/год	4106	4035	3959	3887	3885	3921	3966
ВИЭ	час/год	1725	1519	1634	1615	1589	1680	1680

Баланс электрической энергии Европейской части ЕЭС с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	776,090	782,786	789,987	797,696	802,034	806,736	810,774
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,580	2,655	3,575	4,495	4,495	4,495	4,495
Экспорт	млрд.кВт.ч	6,737	6,427	5,977	5,987	5,987	5,997	5,997
Импорт	млрд.кВт.ч	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300
Выдача электрической энергии в ОЭС Сибири	млрд.кВт.ч	3,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**785,327**	**789,713**	**796,464**	**804,183**	**808,521**	**813,233**	**815,471**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**785,327**	**789,713**	**796,464**	**804,183**	**808,521**	**813,233**	**815,471**
ГЭС	млрд.кВт.ч	60,538	62,243	62,796	63,676	63,681	63,681	63,681
АЭС	млрд.кВт.ч	187,759	191,755	199,258	211,576	221,062	217,259	217,391
ТЭС	млрд.кВт.ч	536,624	534,554	532,493	526,701	521,470	529,837	531,943
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,406	1,161	1,917	2,230	2,308	2,456	2,456
Установленная мощность - всего	**МВт**	**176960,1**	**178250,6**	**184673,0**	**187001,4**	**186622,8**	**186876,3**	**185656,8**
ГЭС	МВт	19413,7	19474,2	19986,1	20481,0	20553,9	20584,4	20629,9
АЭС	МВт	27216,0	27949,0	30219,0	29929,0	30659,0	30914,0	30914,0
ТЭС	МВт	130094,8	130059,0	133289,5	135192,5	133937,0	133905,0	132640,0
ВИЭ	МВт	235,6	768,4	1178,4	1398,9	1472,9	1472,9	1472,9
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	6899	6861	6594	7069	7210	7028	7032
ТЭС	час/год	4125	4110	3995	3896	3893	3957	4010
ВИЭ	час/год	1720	1511	1627	1594	1567	1667	1667

Баланс электрической энергии ОЭС Северо-Запада с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	90,321	90,789	91,175	91,666	92,047	92,495	92,910
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч							
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	5,207	4,907	4,507	4,507	4,507	4,507	4,507
в Балтию	млрд.кВт.ч	2,200	1,900	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
в Норвегию (приграничный)	млрд.кВт.ч	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107
в Финляндию	млрд.кВт.ч	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500
в Финляндию (приграничный)	млрд.кВт.ч	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400
Импорт из Финляндии	млрд.кВт.ч	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	8,000	8,000	9,700	10,700	10,700	8,700	6,300
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	0,350	0,350	0,200				
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**102,878**	**103,046**	**104,882**	**106,573**	**106,954**	**105,402**	**103,417**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**102,878**	**103,046**	**104,882**	**106,573**	**106,954**	**105,402**	**103,417**
ГЭС	млрд.кВт.ч	11,895	12,699	12,699	12,699	12,699	12,699	12,699
АЭС	млрд.кВт.ч	37,433	38,514	40,587	43,064	43,150	40,280	38,259
ТЭС	млрд.кВт.ч	53,546	51,829	51,592	50,806	51,101	52,419	52,455
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Установленная мощность - всего	**МВт**	**23618,7**	**23669,2**	**26034,7**	**24733,7**	**25606,7**	**24551,7**	**24551,7**
ГЭС	МВт	2949,2	2949,2	2954,2	2959,2	2964,2	2969,2	2969,2
АЭС	МВт	5760	5760	6930	5490	6220	5220	5220
ТЭС	МВт	14903,1	14953,6	16144,1	16278,1	16416,1	16356,1	16356,1
ВИЭ	МВт	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	6499	6686	5857	7844	6937	7716	7329
ТЭС	час/год	3593	3466	3196	3121	3113	3205	3207
ВИЭ	час/год	609	609	609	609	609	609	609

Баланс электрической энергии ОЭС Центра с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	233,398	234,628	236,152	238,293	239,438	241,207	242,981
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,580	2,580	3,500	4,420	4,420	4,420	4,420
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
в Беларусь	млрд.кВт.ч	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Импорт	млрд.кВт.ч							
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	13,100	5,650	9,400	11,000	10,000	6,000	3,100
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	8,000	8,000	9,700	10,700	10,700	8,700	6,300
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**239,498**	**233,278**	**236,852**	**239,593**	**239,738**	**239,507**	**240,781**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**239,498**	**233,278**	**236,852**	**239,593**	**239,738**	**239,507**	**240,781**
ГЭС	млрд.кВт.ч	3,267	3,405	3,948	4,775	4,775	4,775	4,775
АЭС	млрд.кВт.ч	95,279	88,981	94,407	101,502	104,208	103,972	105,272
ТЭС	млрд.кВт.ч	140,925	140,784	138,389	133,208	130,647	130,652	130,626
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,027	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108
Установленная мощность - всего	**МВт**	**53171,9**	**52540,9**	**53278,9**	**54992,9**	**53727,9**	**54830,9**	**54100,9**
ГЭС	МВт	1788,8	1788,8	2218,8	2638,8	2648,8	2648,8	2658,8
АЭС	МВт	12834,0	13567,0	13567,0	14717,0	14717,0	15972,0	15972,0
ТЭС	МВт	38534,1	37125,1	37433,1	37577,1	36302,1	36150,1	35410,1
ВИЭ	МВт	15,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Число часов использования установленная мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	7424	6559	6959	6897	7081	6510	6591
ТЭС	час/год	3657	3792	3697	3545	3599	3614	3689
ВИЭ	час/год	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800

Баланс электрической энергии ОЭС Юга с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	87,826	91,315	95,053	98,336	99,561	100,440	101,162
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч		0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	0,430	0,420	0,370	0,380	0,380	0,390	0,390
в Грузию	млрд.кВт.ч	0,250	0,250	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200
в Южную Осетию	млрд.кВт.ч	0,140	0,140	0,140	0,150	0,150	0,150	0,150
в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,040	0,030	0,030	0,030	0,030	0,040	0,040
Импорт	млрд.кВт.ч							
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	3,500		3,000	3,500			
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**84,756**	**91,735**	**92,423**	**95,216**	**99,941**	**100,830**	**101,552**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**84,756**	**91,735**	**92,423**	**95,216**	**99,941**	**100,830**	**101,552**
ГЭС	млрд.кВт.ч	19,918	20,812	20,822	20,875	20,880	20,880	20,880
АЭС	млрд.кВт.ч	19,209	24,009	23,829	26,514	31,094	31,223	31,460
ТЭС	млрд.кВт.ч	45,357	46,155	46,556	46,523	46,585	47,197	47,682
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,272	0,759	1,216	1,304	1,382	1,530	1,530
Установленная мощность - всего	**МВт**	**20924,0**	**21817,6**	**24086,5**	**24740,9**	**24582,3**	**24772,8**	**24183,3**
ГЭС	МВт	5927,9	5941,9	5975,8	6009,7	6035,1	6045,6	6056,1
АЭС	МВт	3070,0	3070,0	4170,0	4170,0	4170,0	4170,0	4170,0
ТЭС	МВт	11774,2	12275,0	13165,0	13695,0	13437,0	13617,0	13017,0
ВИЭ	МВт	152,0	530,8	775,8	866,3	940,3	940,3	940,3
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	6257	7821	5714	6358	7457	7488	7544
ТЭС	час/год	3852	3760	3536	3397	3467	3466	3663
ВИЭ	час/год	1788	1430	1568	1505	1469	1627	1627

Баланс электрической энергии Средней Волги с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	105,429	105,776	106,300	106,564	106,927	107,257	107,350
Экспорт в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030
Импорт	млрд.кВт.ч							
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	11,750	1,800	5,000	7,000	8,600	3,200	1,000
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	12,750	5,300	8,200	10,000	10,000	6,000	3,100
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**104,459**	**102,306**	**103,130**	**103,594**	**105,557**	**104,487**	**105,280**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**104,459**	**102,306**	**103,130**	**103,594**	**105,557**	**104,487**	**105,280**
ГЭС	млрд.кВт.ч	20,383	20,285	20,285	20,285	20,285	20,285	20,285
АЭС	млрд.кВт.ч	31,581	29,763	29,982	30,341	32,359	31,287	31,380
ТЭС	млрд.кВт.ч	52,495	52,213	52,638	52,671	52,616	52,618	53,318
ВИЭ	млрд.кВт.ч		0,045	0,225	0,297	0,297	0,297	0,297
Установленная мощность - всего	**МВт**	**27197,8**	**27182,3**	**27313,9**	**28289,9**	**28271,4**	**28286,4**	**28301,4**
ГЭС	МВт	6890,0	6933,5	6966,5	7002,5	7025,0	7040,0	7055,0
АЭС	МВт	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ТЭС	МВт	16235,8	16151,8	16155,4	17055,4	17014,4	17014,4	17014,4
ВИЭ	МВт		25,0	120,0	160,0	160,0	160,0	160,0
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	7756	7309	7363	7451	7947	7683	7706
ТЭС	час/год	3233	3233	3258	3088	3092	3093	3134
ВИЭ	час/год		1800	1875	1856	1856	1856	1856

Баланс электрической энергии ОЭС Урала с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	259,116	260,278	261,307	262,837	264,061	265,337	266,371
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч							
Экспорт в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070
Импорт из Казахстана	млрд.кВт.ч	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	3,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	8,250	1,800	3,000	4,500	8,600	3,200	1,000
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**253,736**	**259,348**	**259,177**	**259,207**	**256,331**	**263,007**	**264,441**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**253,736**	**259,348**	**259,177**	**259,207**	**256,331**	**263,007**	**264,441**
ГЭС	млрд.кВт.ч	5,075	5,042	5,042	5,042	5,042	5,042	5,042
АЭС	млрд.кВт.ч	4,257	10,488	10,453	10,155	10,251	10,497	11,020
ТЭС	млрд.кВт.ч	244,301	243,573	243,318	243,493	240,521	246,951	247,862
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,103	0,245	0,364	0,517	0,517	0,517	0,517
Установленная мощность - всего	**МВт**	**52047,6**	**53040,5**	**53958,9**	**54243,9**	**54434,4**	**54434,4**	**54519,4**
ГЭС	МВт	1857,7	1860,7	1870,7	1870,7	1880,7	1880,7	1890,7
АЭС	МВт	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ТЭС	МВт	48647,6	49553,6	50392,0	50587,0	50767,5	50767,5	50842,5
ВИЭ	МВт	62,2	146,2	216,2	306,2	306,2	306,2	306,2
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	2876	7086	7063	6861	6926	7093	7446
ТЭС	час/год	5022	4915	4829	4813	4738	4864	4875
ВИЭ	час/год	1650	1679	1685	1690	1690	1690	1690

Баланс электрической энергии ОЭС Сибири с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	204,751	207,431	209,001	210,809	212,959	213,793	214,690
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч							
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	0,510	0,530	0,410	0,510	0,560	0,560	0,560
в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110
в Монголию	млрд.кВт.ч	0,400	0,420	0,300	0,400	0,450	0,450	0,450
Импорт	млрд.кВт.ч							
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	3,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**201,461**	**206,161**	**207,611**	**209,519**	**211,719**	**212,553**	**215,250**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**201,461**	**206,161**	**207,611**	**209,519**	**211,719**	**212,553**	**215,250**
ГЭС	млрд.кВт.ч	94,696	108,118	108,118	108,118	108,118	108,118	108,118
ТЭС	млрд.кВт.ч	106,738	98,007	99,403	101,122	103,322	104,156	106,853
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,027	0,036	0,090	0,279	0,279	0,279	0,279
Установленная мощность - всего	**МВт**	**51891,6**	**52042,8**	**51748,0**	**51911,2**	**52473,4**	**53387,4**	**54031,4**
ГЭС	МВт	25276,4	25328,6	25370,8	25413,0	25445,2	25450,2	25450,2
ТЭС	МВт	26600,0	26694,0	26327,0	26343,0	26873,0	27782,0	28426,0
ВИЭ	МВт	15,2	20,2	50,2	155,2	155,2	155,2	155,2
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
ТЭС	час/год	4013	3671	3776	3839	3845	3749	3759
ВИЭ	час/год	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800

Баланс электрической энергии ОЭС Востока с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	32,052	34,746	38,191	38,914	39,703	40,021	42,054
Экспорт в Китай	млрд.кВт.ч	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**35,552**	**38,246**	**41,691**	**42,414**	**43,203**	**43,521**	**45,554**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**35,552**	**38,246**	**41,691**	**42,414**	**43,203**	**43,521**	**45,554**
ГЭС	млрд.кВт.ч	10,689	13,036	15,710	16,660	16,660	16,660	16,660
ТЭС	млрд.кВт.ч	24,863	25,210	25,981	25,754	26,543	26,861	28,894
ВИЭ	млрд.кВт.ч							
Установленная мощность - всего	**МВт**	**9367,0**	**11392,4**	**12025,7**	**12331,2**	**12370,2**	**13003,2**	**13218,2**
ГЭС	МВт	3340,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	МВт	6027,0	6774,9	7408,2	7713,7	7752,7	8385,7	8600,7
ВИЭ	МВт							
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
ТЭС	час/год	4125	3721	3507	3339	3424	3203	3360

Баланс электрической энергии ОЭС Сибири для маловодного года с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	204,751	207,431	209,001	210,809	212,959	213,793	214,690
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч							
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	0,510	0,530	0,410	0,510	0,560	0,560	0,560
в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110
в Монголию	млрд.кВт.ч	0,400	0,420	0,300	0,400	0,450	0,450	0,450
Импорт	млрд.кВт.ч							
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	3,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**201,461**	**206,161**	**207,611**	**209,519**	**211,719**	**212,553**	**215,250**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**201,461**	**206,161**	**207,611**	**209,519**	**211,719**	**212,553**	**215,250**
ГЭС	млрд.кВт.ч	94,696	92,537	92,537	92,537	92,537	92,537	92,537
ТЭС	млрд.кВт.ч	106,738	113,588	114,984	116,703	118,903	119,737	122,434
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,027	0,036	0,090	0,279	0,279	0,279	0,279
Установленная мощность - всего	**МВт**	**51891,6**	**52042,8**	**51748,0**	**51911,2**	**52473,4**	**53387,4**	**54031,4**
ГЭС	МВт	25276,4	25328,6	25370,8	25413,0	25445,2	25450,2	25450,2
ТЭС	МВт	26600,0	26694,0	26327,0	26343,0	26873,0	27782,0	28426,0
ВИЭ	МВт	15,2	20,2	50,2	155,2	155,2	155,2	155,2
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
ТЭС	час/год	4013	4255	4368	4430	4425	4310	4307
ВИЭ	час/год	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800

Баланс электрической энергии ОЭС Востока для маловодного года с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	32,052	34,746	38,191	38,914	39,703	40,021	42,054
Экспорт в Китай	млрд.кВт.ч	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**35,552**	**38,246**	**41,691**	**42,414**	**43,203**	**43,521**	**45,554**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**35,552**	**38,246**	**41,691**	**42,414**	**43,203**	**43,521**	**45,554**
ГЭС	млрд.кВт.ч	10,689	9,556	11,560	12,360	12,360	12,360	12,360
ТЭС	млрд.кВт.ч	24,863	28,690	30,131	30,054	30,843	31,161	33,194
ВИЭ	млрд.кВт.ч							
Установленная мощность - всего	**МВт**	**9367,0**	**11392,4**	**12025,7**	**12331,2**	**12370,2**	**13003,2**	**13218,2**
ГЭС	МВт	3340,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	МВт	6027,0	6774,9	7408,2	7713,7	7752,7	8385,7	8600,7
ВИЭ	МВт							
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
ТЭС	час/год	4125	4235	4067	3896	3978	3716	3859

Приложение № 22
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015 – 2021 годы

Перспективные балансы электрической энергии по ОЭС и ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015-2021 годы для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

Баланс электрической энергии ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	1012,893	1041,675	1059,859	1077,736	1090,427	1100,167	1108,666
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,580	2,655	3,575	4,495	4,495	4,495	4,495
Экспорт	млрд.кВт.ч	10,747	10,457	9,887	9,997	10,047	10,057	10,057
Импорт	млрд.кВт.ч	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**1022,340**	**1050,832**	**1068,446**	**1086,433**	**1099,174**	**1108,924**	**1117,423**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**1022,340**	**1050,832**	**1068,446**	**1086,433**	**1099,174**	**1108,924**	**1117,423**
ГЭС	млрд.кВт.ч	165,923	183,397	186,624	188,454	188,459	188,459	188,459
АЭС	млрд.кВт.ч	187,759	191,755	199,258	211,576	221,662	221,159	221,291
ТЭС	млрд.кВт.ч	668,251	674,534	680,796	684,133	686,783	697,036	705,403
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,407	1,146	1,768	2,270	2,270	2,270	2,270
Установленная мощность - всего	**МВт**	**238052,8**	**241558,0**	**246260,1**	**248179,2**	**249484,8**	**249250,3**	**249295,8**
ГЭС	МВт	48030,1	49420,3	49969,4	50501,5	50601,6	50632,1	50677,6
АЭС	МВт	27216,0	27949,0	30219,0	30369,0	31539,0	30539,0	30539,0
ТЭС	МВт	162570,9	163430,1	164968,1	165920,1	165955,6	166690,6	166690,6
ВИЭ	МВт	235,8	758,6	1103,6	1388,6	1388,6	1388,6	1388,6
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	6899	6861	6594	6967	7028	7242	7246
ТЭС	час/год	4111	4127	4127	4123	4138	4182	4232
ВИЭ	час/год	1727	1511	1603	1635	1635	1635	1635

Баланс электрической энергии ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	980,841	1005,832	1020,094	1036,190	1046,984	1055,048	1062,985
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,580	2,655	3,575	4,495	4,495	4,495	4,495
Экспорт	млрд.кВт.ч	7,247	6,957	6,387	6,497	6,547	6,557	6,557
Импорт	млрд.кВт.ч	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**986,788**	**1011,489**	**1025,181**	**1041,387**	**1052,231**	**1060,305**	**1068,242**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**986,788**	**1011,489**	**1025,181**	**1041,387**	**1052,231**	**1060,305**	**1068,242**
ГЭС	млрд.кВт.ч	155,234	170,361	170,914	171,794	171,799	171,799	171,799
АЭС	млрд.кВт.ч	187,759	191,755	199,258	211,576	221,662	221,159	221,291
ТЭС	млрд.кВт.ч	643,388	648,227	653,241	655,747	656,500	665,077	672,882
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,407	1,146	1,768	2,270	2,270	2,270	2,270
Установленная мощность - всего	**МВт**	**228685,8**	**230040,5**	**234742,7**	**236520,8**	**237826,4**	**236816,9**	**236862,4**
ГЭС	МВт	44690,1	44802,8	45351,9	45884,0	45984,1	46014,6	46060,1
АЭС	МВт	27216,0	27949,0	30219,0	30369,0	31539,0	30539,0	30539,0
ТЭС	МВт	156543,9	156530,2	158068,2	158879,2	158914,7	158874,7	158874,7
ВИЭ	МВт	235,8	758,6	1103,6	1388,6	1388,6	1388,6	1388,6
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	6899	6861	6594	6967	7028	7242	7246
ТЭС	час/год	4110	4141	4133	4127	4131	4186	4235
ВИЭ	час/год	1727	1511	1603	1635	1635	1635	1635

Баланс электрической энергии Европейской части ЕЭС с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	776,090	795,421	806,859	817,868	825,050	831,949	838,368
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,580	2,655	3,575	4,495	4,495	4,495	4,495
Экспорт	млрд.кВт.ч	6,737	6,427	5,977	5,987	5,987	5,997	5,997
Импорт	млрд.кВт.ч	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300
Выдача электрической энергии в ОЭС Сибири	млрд.кВт.ч	3,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**785,327**	**802,348**	**813,336**	**824,355**	**831,537**	**838,446**	**843,065**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**785,327**	**802,348**	**813,336**	**824,355**	**831,537**	**838,446**	**843,065**
ГЭС	млрд.кВт.ч	60,538	62,243	62,796	63,676	63,681	63,681	63,681
АЭС	млрд.кВт.ч	187,759	191,755	199,258	211,576	221,662	221,159	221,291
ТЭС	млрд.кВт.ч	536,650	547,240	549,604	547,112	544,203	551,615	556,102
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,380	1,110	1,678	1,991	1,991	1,991	1,991
Установленная мощность - всего	**МВт**	**176849,9**	**178027,4**	**182804,3**	**184589,3**	**185862,7**	**184848,2**	**184893,7**
ГЭС	МВт	19413,7	19474,2	19981,1	20471,0	20538,9	20564,4	20609,9
АЭС	МВт	27216,0	27949,0	30219,0	30369,0	31539,0	30539,0	30539,0
ТЭС	МВт	129999,6	129865,9	131550,9	132515,9	132551,4	132511,4	132511,4
ВИЭ	МВт	220,6	738,4	1053,4	1233,4	1233,4	1233,4	1233,4
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	6899	6861	6594	6967	7028	7242	7246
ТЭС	час/год	4128	4214	4178	4129	4106	4163	4197
ВИЭ	час/год	1722	1504	1593	1614	1614	1614	1614

Баланс электрической энергии ОЭС Северо-Запада с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	90,321	92,166	92,924	93,746	94,805	95,471	96,050
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч							
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	5,207	4,907	4,507	4,507	4,507	4,507	4,507
в Балтию	млрд.кВт.ч	2,200	1,900	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
в Норвегию (приграничный)	млрд.кВт.ч	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107
в Финляндию	млрд.кВт.ч	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500
в Финляндию (приграничный)	млрд.кВт.ч	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400
Импорт из Финляндии	млрд.кВт.ч	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	8,000	8,000	9,200	9,900	9,500	9,900	7,300
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	0,350	0,350	0,200				
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**102,878**	**104,423**	**106,131**	**107,853**	**108,512**	**109,578**	**107,557**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**102,878**	**104,423**	**106,131**	**107,853**	**108,512**	**109,578**	**107,557**
ГЭС	млрд.кВт.ч	11,895	12,699	12,699	12,699	12,699	12,699	12,699
АЭС	млрд.кВт.ч	37,433	38,514	40,587	43,064	43,750	44,180	42,159
ТЭС	млрд.кВт.ч	53,546	53,206	52,841	52,086	52,059	52,695	52,695
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Установленная мощность - всего	**МВт**	**23612,7**	**23683,2**	**24831,2**	**23941,2**	**25111,2**	**24111,2**	**24111,2**
ГЭС	МВт	2949,2	2949,2	2949,2	2949,2	2949,2	2949,2	2949,2
АЭС	МВт	5760	5760	6930	5930	7100	6100	6100
ТЭС	МВт	14897,1	14967,6	14945,6	15055,6	15055,6	15055,6	15055,6
ВИЭ	МВт	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	6499	6686	5857	7262	6162	7243	6911
ТЭС	час/год	3594	3555	3536	3460	3458	3500	3500
ВИЭ	час/год	609	609	609	609	609	609	609

Баланс электрической энергии ОЭС Центра с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	233,398	237,553	240,399	243,664	245,402	247,585	249,901
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,580	2,580	3,500	4,420	4,420	4,420	4,420
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
в Беларусь	млрд.кВт.ч	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Импорт	млрд.кВт.ч							
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	13,100	5,350	8,900	12,300	11,400	10,400	6,800
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	8,000	8,000	9,200	9,900	9,500	9,900	7,300
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**239,498**	**235,903**	**241,099**	**247,064**	**248,302**	**249,085**	**250,401**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**239,498**	**235,903**	**241,099**	**247,064**	**248,302**	**249,085**	**250,401**
ГЭС	млрд.кВт.ч	3,267	3,405	3,948	4,775	4,775	4,775	4,775
АЭС	млрд.кВт.ч	95,279	88,981	94,407	101,502	104,208	103,972	105,272
ТЭС	млрд.кВт.ч	140,925	143,409	142,636	140,679	139,211	140,230	140,246
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,027	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108
Установленная мощность - всего	**МВт**	**53414,9**	**53043,9**	**53786,9**	**55381,9**	**55391,9**	**55351,9**	**55361,9**
ГЭС	МВт	1788,8	1788,8	2218,8	2638,8	2648,8	2648,8	2658,8
АЭС	МВт	12834,0	13567,0	13567,0	14717,0	14717,0	14717,0	14717,0
ТЭС	МВт	38777,1	37628,1	37941,1	37966,1	37966,1	37926,1	37926,1
ВИЭ	МВт	15,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Число часов использования установленная мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	7424	6559	6959	6897	7081	7065	7153
ТЭС	час/год	3634	3811	3759	3705	3667	3697	3698
ВИЭ	час/год	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800

Баланс электрической энергии ОЭС Юга с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	87,826	92,443	97,624	101,728	103,829	105,359	106,768
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч		0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	0,430	0,420	0,370	0,380	0,380	0,390	0,390
в Грузию	млрд.кВт.ч	0,250	0,250	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200
в Южную Осетию	млрд.кВт.ч	0,140	0,140	0,140	0,150	0,150	0,150	0,150
в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,040	0,030	0,030	0,030	0,030	0,040	0,040
Импорт	млрд.кВт.ч							
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	3,500		2,500	2,500			
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**84,756**	**92,863**	**95,494**	**99,608**	**104,209**	**105,749**	**107,158**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**84,756**	**92,863**	**95,494**	**99,608**	**104,209**	**105,749**	**107,158**
ГЭС	млрд.кВт.ч	19,918	20,812	20,822	20,875	20,880	20,880	20,880
АЭС	млрд.кВт.ч	19,209	24,009	23,829	26,514	31,094	31,223	31,460
ТЭС	млрд.кВт.ч	45,357	47,283	49,807	51,095	51,111	52,522	53,694
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,272	0,759	1,036	1,124	1,124	1,124	1,124
Установленная мощность - всего	**МВт**	**20924,0**	**21912,6**	**23671,5**	**24585,4**	**24610,8**	**24621,3**	**24631,8**
ГЭС	МВт	5927,9	5941,9	5975,8	6009,7	6035,1	6045,6	6056,1
АЭС	МВт	3070,0	3070,0	4170,0	4170,0	4170,0	4170,0	4170,0
ТЭС	МВт	11774,2	12370,0	12840,0	13670,0	13670,0	13670,0	13670,0
ВИЭ	МВт	152,0	530,8	685,8	735,8	735,8	735,8	735,8
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	6257	7821	5714	6358	7457	7488	7544
ТЭС	час/год	3852	3822	3879	3738	3739	3842	3928
ВИЭ	час/год	1788	1430	1511	1527	1527	1527	1527

Баланс электрической энергии Средней Волги с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	105,429	108,405	108,937	109,476	110,123	110,753	111,118
Экспорт в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030
Импорт	млрд.кВт.ч							
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	11,750		3,700	7,500	8,000	5,300	1,500
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	12,750	5,000	8,700	12,300	11,400	10,400	6,800
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**104,459**	**103,435**	**103,967**	**104,706**	**106,753**	**105,683**	**105,848**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**104,459**	**103,435**	**103,967**	**104,706**	**106,753**	**105,683**	**105,848**
ГЭС	млрд.кВт.ч	20,383	20,285	20,285	20,285	20,285	20,285	20,285
АЭС	млрд.кВт.ч	31,581	29,763	29,982	30,341	32,359	31,287	31,380
ТЭС	млрд.кВт.ч	52,495	53,342	53,475	53,783	53,812	53,814	53,886
ВИЭ	млрд.кВт.ч		0,045	0,225	0,297	0,297	0,297	0,297
Установленная мощность - всего	**МВт**	**27252,8**	**27296,3**	**27234,3**	**27310,3**	**27316,8**	**27331,8**	**27346,8**
ГЭС	МВт	6890,0	6933,5	6966,5	7002,5	7025,0	7040,0	7055,0
АЭС	МВт	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ТЭС	МВт	16290,8	16265,8	16075,8	16075,8	16059,8	16059,8	16059,8
ВИЭ	МВт		25,0	120,0	160,0	160,0	160,0	160,0
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	7756	7309	7363	7451	7947	7683	7706
ТЭС	час/год	3222	3279	3326	3346	3351	3351	3355
ВИЭ	час/год		1800	1875	1856	1856	1856	1856

Баланс электрической энергии ОЭС Урала с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	259,116	264,854	266,975	269,254	270,891	272,781	274,531
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч							
Экспорт в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070
Импорт из Казахстана	млрд.кВт.ч	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	3,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	8,250		1,200	5,000	8,000	5,300	1,500
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**253,736**	**265,724**	**266,645**	**265,124**	**263,761**	**268,351**	**272,101**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**253,736**	**265,724**	**266,645**	**265,124**	**263,761**	**268,351**	**272,101**
ГЭС	млрд.кВт.ч	5,075	5,042	5,042	5,042	5,042	5,042	5,042
АЭС	млрд.кВт.ч	4,257	10,488	10,453	10,155	10,251	10,497	11,020
ТЭС	млрд.кВт.ч	244,327	250,000	250,845	249,469	248,010	252,354	255,581
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,077	0,194	0,305	0,458	0,458	0,458	0,458
Установленная мощность - всего	**МВт**	**51645,4**	**52091,4**	**53280,4**	**53370,4**	**53431,9**	**53431,9**	**53441,9**
ГЭС	МВт	1857,7	1860,7	1870,7	1870,7	1880,7	1880,7	1890,7
АЭС	МВт	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ТЭС	МВт	48260,4	48634,4	49748,4	49748,4	49799,9	49799,9	49799,9
ВИЭ	МВт	47,2	116,2	181,2	271,2	271,2	271,2	271,2
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	2876	7086	7063	6861	6926	7093	7446
ТЭС	час/год	5063	5140	5042	5015	4980	5067	5132
ВИЭ	час/год	1633	1673	1683	1688	1688	1688	1688

Баланс электрической энергии ОЭС Сибири с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	204,751	210,411	213,235	218,322	221,934	223,099	224,617
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч							
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	0,510	0,530	0,410	0,510	0,560	0,560	0,560
в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110
в Монголию	млрд.кВт.ч	0,400	0,420	0,300	0,400	0,450	0,450	0,450
Импорт	млрд.кВт.ч							
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	3,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**201,461**	**209,141**	**211,845**	**217,032**	**220,694**	**221,859**	**225,177**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**201,461**	**209,141**	**211,845**	**217,032**	**220,694**	**221,859**	**225,177**
ГЭС	млрд.кВт.ч	94,696	108,118	108,118	108,118	108,118	108,118	108,118
ТЭС	млрд.кВт.ч	106,738	100,987	103,637	108,635	112,297	113,462	116,780
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,027	0,036	0,090	0,279	0,279	0,279	0,279
Установленная мощность - всего	**МВт**	**51835,9**	**52013,1**	**51938,3**	**51931,5**	**51963,7**	**51968,7**	**51968,7**
ГЭС	МВт	25276,4	25328,6	25370,8	25413,0	25445,2	25450,2	25450,2
ТЭС	МВт	26544,3	26664,3	26517,3	26363,3	26363,3	26363,3	26363,3
ВИЭ	МВт	15,2	20,2	50,2	155,2	155,2	155,2	155,2
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
ТЭС	час/год	4021	3787	3908	4121	4260	4304	4430
ВИЭ	час/год	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800

Баланс электрической энергии ОЭС Востока с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	32,052	35,843	39,765	41,546	43,443	45,119	45,681
Экспорт в Китай	млрд.кВт.ч	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**35,552**	**39,343**	**43,265**	**45,046**	**46,943**	**48,619**	**49,181**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**35,552**	**39,343**	**43,265**	**45,046**	**46,943**	**48,619**	**49,181**
ГЭС	млрд.кВт.ч	10,689	13,036	15,710	16,660	16,660	16,660	16,660
ТЭС	млрд.кВт.ч	24,863	26,307	27,555	28,386	30,283	31,959	32,521
ВИЭ	млрд.кВт.ч							
Установленная мощность - всего	**МВт**	**9367,0**	**11517,4**	**11517,4**	**11658,4**	**11658,4**	**12433,4**	**12433,4**
ГЭС	МВт	3340,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	МВт	6027,0	6899,9	6899,9	7040,9	7040,9	7815,9	7815,9
ВИЭ	МВт							
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
ТЭС	час/год	4125	3813	3994	4032	4301	4089	4161

Баланс электрической энергии ОЭС Сибири для маловодного года с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	204,751	210,411	213,235	218,322	221,934	223,099	224,617
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч							
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	0,510	0,530	0,410	0,510	0,560	0,560	0,560
в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110
в Монголию	млрд.кВт.ч	0,400	0,420	0,300	0,400	0,450	0,450	0,450
Импорт	млрд.кВт.ч							
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	3,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**201,461**	**209,141**	**211,845**	**217,032**	**220,694**	**221,859**	**225,177**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**201,461**	**209,141**	**211,845**	**217,032**	**220,694**	**221,859**	**225,177**
ГЭС	млрд.кВт.ч	94,696	92,537	92,537	92,537	92,537	92,537	92,537
ТЭС	млрд.кВт.ч	106,738	116,568	119,218	124,216	127,878	129,043	132,361
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,027	0,036	0,090	0,279	0,279	0,279	0,279
Установленная мощность - всего	**МВт**	**51835,9**	**52013,1**	**51938,3**	**51931,5**	**51963,7**	**51968,7**	**51968,7**
ГЭС	МВт	25276,4	25328,6	25370,8	25413,0	25445,2	25450,2	25450,2
ТЭС	МВт	26544,3	26664,3	26517,3	26363,3	26363,3	26363,3	26363,3
ВИЭ	МВт	15,2	20,2	50,2	155,2	155,2	155,2	155,2
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
ТЭС	час/год	4021	4372	4496	4712	4851	4895	5021
ВИЭ	час/год	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800

Баланс электрической энергии ОЭС Востока для маловодного года с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	32,052	35,843	39,765	41,546	43,443	45,119	45,681
Экспорт в Китай	млрд.кВт.ч	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**35,552**	**39,343**	**43,265**	**45,046**	**46,943**	**48,619**	**49,181**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**35,552**	**39,343**	**43,265**	**45,046**	**46,943**	**48,619**	**49,181**
ГЭС	млрд.кВт.ч	10,689	9,556	11,560	12,360	12,360	12,360	12,360
ТЭС	млрд.кВт.ч	24,863	29,787	31,705	32,686	34,583	36,259	36,821
ВИЭ	млрд.кВт.ч							
Установленная мощность - всего	**МВт**	**9367,0**	**11517,4**	**11517,4**	**11658,4**	**11658,4**	**12433,4**	**12433,4**
ГЭС	МВт	3340,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	МВт	6027,0	6899,9	6899,9	7040,9	7040,9	7815,9	7815,9
ВИЭ	МВт							
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
ТЭС	час/год	4125	4317	4595	4642	4912	4639	4711

Приложение №23
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015 – 2021 годы

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015 – 2021 годы для умеренно-оптимистического варианта электропотребления

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Северо-Запада с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015 – 2021 годы. **Умеренно-оптимистичный вариант электропотребления**

млрд.кВтч

ОЭС Северо-Запада	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Потребление электрической энергии ОЭС	**90.770**	**90.321**	**92.166**	**92.924**	**93.746**	**94.805**	**95.471**	**96.050**
Покрытие	**102.5**	**102.878**	**104.423**	**106.131**	**107.853**	**108.512**	**109.578**	**107.557**
в том числе:								
АЭС	35.7	37.433	38.514	40.587	43.064	43.750	44.180	42.159
ГЭС	11.6	11.895	12.699	12.699	12.699	12.699	12.699	12.699
ТЭС	55.2	53.546	53.206	52.841	52.086	52.059	52.695	52.695
ВИЭ	0.0	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-11.7**	**-12.557**	**-12.257**	**-13.207**	**-14.107**	**-13.707**	**-14.107**	**-11.507**
ЭС Архангельской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**7.390**	**7.308**	**7.473**	**7.482**	**7.493**	**7.502**	**7.512**	**7.522**
Покрытие (производство электрической энергии)	**6.4**	**6.308**	**6.480**	**6.482**	**6.493**	**6.502**	**6.512**	**6.522**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	6.4	6.308	6.480	6.482	6.493	6.502	6.512	6.522
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**1.0**	**1.000**	**0.993**	**1.000**	**1.000**	**1.000**	**1.000**	**1.000**
ЭС Калининградской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**4.415**	**4.375**	**4.516**	**4.557**	**4.750**	**4.847**	**4.933**	**5.009**
Покрытие (производство электрической энергии)	**6.4**	**6.415**	**4.516**	**4.557**	**4.750**	**4.847**	**4.934**	**5.009**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.0	0.011	0.010	0.010	0.010	0.010	0.010	0.010
ТЭС	6.4	6.401	4.503	4.544	4.737	4.834	4.920	4.996
ВИЭ	0.0	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-2.0**	**-2.040**	**0.000**	**0.000**	**0.000**	**0.000**	**-0.001**	**0.000**
ЭС Республики Карелия								
Потребность (потребление электрической энергии)	**7.690**	**7.672**	**7.730**	**7.749**	**7.769**	**7.788**	**7.808**	**7.828**
Покрытие (производство электрической энергии)	**4.6**	**4.513**	**4.503**	**4.503**	**4.503**	**4.503**	**4.503**	**4.503**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	2.7	2.742	2.732	2.732	2.732	2.732	2.732	2.732
ТЭС	1.9	1.771	1.771	1.771	1.771	1.771	1.771	1.771
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**3.1**	**3.159**	**3.227**	**3.246**	**3.266**	**3.285**	**3.305**	**3.325**
ЭС Мурманской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**12.225**	**12.188**	**12.327**	**12.344**	**12.414**	**12.444**	**12.452**	**12.460**

ОЭС Северо-Запада	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Покрытие (производство электрической энергии)	**16.4**	**16.667**	**17.394**	**17.395**	**17.394**	**17.395**	**17.397**	**17.397**
в том числе:								
АЭС	10.4	10.556	10.499	10.500	10.499	10.500	10.500	10.500
ГЭС	5.6	5.747	6.532	6.532	6.532	6.532	6.532	6.532
ТЭС	0.5	0.363	0.363	0.363	0.363	0.363	0.365	0.365
ВИЭ		0.0004	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-4.2**	**-4.479**	**-5.067**	**-5.051**	**-4.980**	**-4.951**	**-4.945**	**-4.937**
ЭС Республики Коми								
Потребность (потребление электрической энергии)	**8.953**	**8.897**	**9.044**	**9.100**	**9.227**	**9.355**	**9.416**	**9.448**
Покрытие (производство электрической энергии)	**9.7**	**9.547**	**9.700**	**9.900**	**10.227**	**10.355**	**10.416**	**10.448**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	9.7	9.547	9.700	9.900	10.227	10.355	10.416	10.448
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-0.7**	**-0.650**	**-0.656**	**-0.800**	**-1.000**	**-1.000**	**-1.000**	**-1.000**
ЭС Ленинградской области и г. Санкт-Петербург								
Потребность (потребление электрической энергии)	**43.854**	**43.593**	**44.656**	**45.139**	**45.515**	**46.261**	**46.710**	**47.112**
Покрытие (производство электрической энергии)	**56.3**	**57.071**	**59.133**	**60.607**	**61.908**	**62.379**	**63.282**	**61.153**
в том числе:								
АЭС	25.4	26.877	28.015	30.087	32.565	33.250	33.680	31.659
ГЭС	3.3	3.384	3.413	3.413	3.413	3.413	3.413	3.413
ТЭС	27.7	26.810	27.705	27.107	25.930	25.716	26.189	26.081
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-12.5**	**-13.478**	**-14.477**	**-15.468**	**-16.393**	**-16.118**	**-16.572**	**-14.041**
ЭС Новгородской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**4.081**	**4.125**	**4.204**	**4.323**	**4.334**	**4.351**	**4.368**	**4.385**
Покрытие (производство электрической энергии)	**1.5**	**1.213**	**1.562**	**1.550**	**1.529**	**1.522**	**1.529**	**1.527**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1.5	1.213	1.562	1.550	1.529	1.522	1.529	1.527
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**2.5**	**2.912**	**2.642**	**2.773**	**2.805**	**2.829**	**2.839**	**2.858**
ЭС Псковской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**2.162**	**2.163**	**2.216**	**2.230**	**2.244**	**2.257**	**2.272**	**2.286**
Покрытие (производство электрической энергии)	**1.0**	**1.144**	**1.134**	**1.136**	**1.049**	**1.009**	**1.005**	**0.998**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.0	0.012	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013
ТЭС	1.0	1.132	1.121	1.123	1.036	0.996	0.992	0.985
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**1.2**	**1.019**	**1.082**	**1.094**	**1.195**	**1.248**	**1.267**	**1.288**

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Центра с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015 – 2021 годы. **Умеренно-оптимистичный вариант электропотребления**

млрд.кВтч

ОЭС Центра	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Потребление электрической энергии ОЭС	**232.930**	**233.398**	**237.553**	**240.399**	**243.664**	**245.402**	**247.585**	**249.901**
Покрытие	**239.2**	**239.498**	**235.903**	**241.099**	**247.064**	**248.302**	**249.085**	**250.401**
в том числе:								
АЭС	94.5	95.279	88.981	94.407	101.502	104.208	103.972	105.272
ГЭС	1.1	1.382	1.521	1.521	1.521	1.521	1.521	1.521
ГАЭС	1.9	1.885	1.884	2.427	3.254	3.254	3.254	3.254
ТЭС	141.8	140.925	143.409	142.636	140.679	139.211	140.230	140.246
ВИЭ	0.0	0.027	0.108	0.108	0.108	0.108	0.108	0.108
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-6.3**	**-6.100**	**1.650**	**-0.700**	**-3.400**	**-2.900**	**-1.500**	**-0.500**
ЭС Белгородской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**14.906**	**15.015**	**15.091**	**15.247**	**15.371**	**15.268**	**15.393**	**15.540**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0.8**	**0.875**	**0.369**	**0.369**	**0.368**	**0.368**	**0.368**	**0.368**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0.8	0.848	0.342	0.342	0.341	0.341	0.341	0.341
ВИЭ		0.027	0.027	0.027	0.027	0.027	0.027	0.027
Сальдо перетоков электрической энергии*	**14.1**	**14.140**	**14.722**	**14.878**	**15.003**	**14.900**	**15.025**	**15.172**
ЭС Брянской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**4.509**	**4.527**	**4.551**	**4.588**	**4.613**	**4.639**	**4.668**	**4.734**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0.0**	**0.053**	**0.053**	**0.053**	**0.053**	**0.053**	**0.053**	**0.053**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0.0	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**4.5**	**4.474**	**4.498**	**4.535**	**4.560**	**4.586**	**4.615**	**4.681**
ЭС Владимирской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**6.904**	**6.959**	**7.010**	**7.013**	**7.028**	**7.028**	**7.036**	**7.047**
Покрытие (производство электрической энергии)	**1.9**	**2.078**	**2.290**	**2.249**	**2.180**	**2.154**	**2.210**	**2.210**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1.9	2.078	2.290	2.249	2.180	2.154	2.210	2.210
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**5.0**	**4.881**	**4.720**	**4.764**	**4.848**	**4.874**	**4.826**	**4.837**
ЭС Вологодской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**13.532**	**13.533**	**13.605**	**13.637**	**13.688**	**13.696**	**13.737**	**13.779**
Покрытие (производство электрической энергии)	**9.1**	**9.638**	**10.076**	**10.022**	**9.878**	**9.836**	**9.953**	**9.954**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.1	0.095	0.127	0.127	0.127	0.127	0.127	0.127
ТЭС	9.0	9.543	9.949	9.895	9.751	9.709	9.826	9.827
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**4.417**	**3.895**	**3.529**	**3.615**	**3.810**	**3.860**	**3.784**	**3.825**

ОЭС Центра	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ЭС Воронежской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**10.540**	**10.591**	**11.108**	**11.218**	**11.432**	**11.676**	**11.725**	**11.784**
Покрытие (производство электрической энергии)	**14.5**	**13.967**	**18.799**	**21.190**	**25.847**	**29.701**	**29.745**	**29.741**
в том числе:								
АЭС	13.2	12.678	17.493	18.825	23.548	27.417	27.414	27.410
ГЭС								
ТЭС	1.3	1.289	1.306	2.365	2.299	2.284	2.331	2.331
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-4.0**	**-3.376**	**-7.691**	**-9.972**	**-14.415**	**-18.025**	**-18.020**	**-17.957**
ЭС Ивановской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**3.584**	**3.550**	**3.617**	**3.630**	**3.636**	**3.641**	**3.645**	**3.660**
Покрытие (производство электрической энергии)	**1.8**	**1.784**	**1.804**	**1.793**	**1.753**	**1.742**	**1.745**	**1.745**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1.8	1.784	1.804	1.793	1.753	1.742	1.745	1.745
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**1.8**	**1.766**	**1.813**	**1.837**	**1.883**	**1.899**	**1.900**	**1.915**
ЭС Калужской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**6.322**	**6.331**	**6.655**	**6.868**	**7.104**	**7.352**	**7.521**	**7.727**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0.3**	**0.289**	**0.283**	**0.279**	**0.272**	**0.271**	**0.271**	**0.271**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0.3	0.289	0.283	0.279	0.272	0.271	0.271	0.271
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**6.0**	**6.042**	**6.372**	**6.589**	**6.832**	**7.081**	**7.250**	**7.456**
ЭС Костромской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**3.617**	**3.573**	**3.644**	**3.655**	**3.660**	**3.660**	**3.669**	**3.681**
Покрытие (производство электрической энергии)	**16.5**	**13.953**	**14.234**	**14.073**	**13.416**	**13.250**	**13.296**	**13.298**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	16.5	13.953	14.234	14.073	13.416	13.250	13.296	13.298
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-12.9**	**-10.380**	**-10.590**	**-10.418**	**-9.756**	**-9.590**	**-9.627**	**-9.617**
ЭС Курской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**8.503**	**8.509**	**8.589**	**8.571**	**8.824**	**8.795**	**8.849**	**8.952**
Покрытие (производство электрической энергии)	**30.5**	**27.739**	**27.621**	**26.503**	**28.798**	**28.184**	**28.521**	**28.833**
в том числе:								
АЭС	29.2	26.479	26.340	25.191	27.486	26.872	27.188	27.500
ГЭС								
ТЭС	1.3	1.260	1.281	1.312	1.312	1.312	1.333	1.333
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-22.0**	**-19.230**	**-19.032**	**-17.932**	**-19.974**	**-19.389**	**-19.672**	**-19.881**
ЭС Липецкой области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**12.105**	**12.227**	**12.255**	**12.313**	**12.385**	**12.418**	**12.462**	**12.491**

ОЭС Центра	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Покрытие (производство электрической энергии)	**5.1**	**5.037**	**4.679**	**4.683**	**4.678**	**4.676**	**4.677**	**4.677**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	5.1	5.037	4.598	4.602	4.597	4.595	4.596	4.596
ВИЭ			0.081	0.081	0.081	0.081	0.081	0.081
Сальдо перетоков электрической энергии*	**7.0**	**7.190**	**7.576**	**7.630**	**7.707**	**7.742**	**7.785**	**7.814**
ЭС Московской области и г. Москва								
Потребность (потребление электрической энергии)	**103.197**	**103.197**	**105.700**	**107.178**	**108.716**	**109.923**	**111.272**	**112.511**
Покрытие (производство электрической энергии)	**72.9**	**74.894**	**77.948**	**77.393**	**76.234**	**75.418**	**75.890**	**75.899**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.2	0.223	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200
ГАЭС	1.9	1.885	1.884	2.427	3.254	3.254	3.254	3.254
ТЭС	70.9	72.786	75.864	74.766	72.780	71.964	72.436	72.445
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**30.3**	**28.303**	**27.752**	**29.785**	**32.482**	**34.505**	**35.382**	**36.612**
ЭС Орловской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**2.798**	**2.810**	**2.827**	**2.847**	**2.885**	**2.909**	**2.933**	**2.957**
Покрытие (производство электрической энергии)	**1.2**	**1.774**	**1.167**	**1.152**	**1.102**	**1.088**	**1.092**	**1.092**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1.2	1.774	1.167	1.152	1.102	1.088	1.092	1.092
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**1.6**	**1.036**	**1.660**	**1.695**	**1.783**	**1.821**	**1.841**	**1.865**
ЭС Рязанской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**6.629**	**6.548**	**6.793**	**6.831**	**6.857**	**6.883**	**6.911**	**6.938**
Покрытие (производство электрической энергии)	**8.4**	**9.186**	**9.343**	**9.243**	**8.895**	**8.803**	**8.852**	**8.853**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	8.4	9.186	9.343	9.243	8.895	8.803	8.852	8.853
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-1.7**	**-2.638**	**-2.550**	**-2.412**	**-2.038**	**-1.920**	**-1.941**	**-1.915**
ЭС Смоленской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**6.304**	**6.328**	**6.153**	**6.376**	**6.542**	**6.410**	**6.420**	**6.537**
Покрытие (производство электрической энергии)	**26.7**	**26.387**	**20.460**	**23.479**	**23.348**	**23.245**	**23.103**	**23.301**
в том числе:								
АЭС	23.7	23.232	17.210	20.364	20.393	20.335	20.180	20.377
ГЭС								
ТЭС	3.0	3.155	3.250	3.115	2.955	2.910	2.923	2.924
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-20.4**	**-20.059**	**-14.307**	**-17.103**	**-16.806**	**-16.835**	**-16.683**	**-16.764**
ЭС Тамбовской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**3.430**	**3.420**	**3.514**	**3.535**	**3.562**	**3.589**	**3.616**	**3.644**
Покрытие (производство электрической энергии)	**1.1**	**0.906**	**0.808**	**0.791**	**0.767**	**0.767**	**0.767**	**0.767**

ОЭС Центра	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1.1	0.906	0.808	0.791	0.767	0.767	0.767	0.767
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**2.3**	**2.514**	**2.706**	**2.744**	**2.795**	**2.822**	**2.849**	**2.877**
ЭС Тверской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**8.209**	**8.378**	**8.246**	**8.453**	**8.587**	**8.517**	**8.532**	**8.607**
Покрытие (производство электрической энергии)	**39.2**	**41.763**	**36.994**	**38.977**	**38.620**	**38.024**	**37.659**	**38.456**
в том числе:								
АЭС	28.3	32.890	27.938	30.027	30.075	29.584	29.190	29.985
ГЭС	0.0	0.009	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008
ТЭС	10.8	8.864	9.048	8.942	8.537	8.432	8.461	8.463
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-31.0**	**-33.385**	**-28.748**	**-30.524**	**-30.033**	**-29.507**	**-29.127**	**-29.849**
ЭС Тульской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**9.869**	**9.780**	**9.963**	**10.132**	**10.425**	**10.608**	**10.743**	**10.838**
Покрытие (производство электрической энергии)	**6.2**	**5.901**	**5.255**	**5.208**	**5.095**	**5.006**	**5.053**	**5.054**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	6.2	5.901	5.255	5.208	5.095	5.006	5.053	5.054
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**3.7**	**3.879**	**4.708**	**4.924**	**5.330**	**5.602**	**5.690**	**5.784**
ЭС Ярославской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**7.972**	**8.122**	**8.232**	**8.307**	**8.349**	**8.390**	**8.453**	**8.474**
Покрытие (производство электрической энергии)	**3.2**	**3.275**	**3.719**	**3.642**	**5.759**	**5.715**	**5.828**	**5.829**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.9	1.056	1.186	1.186	1.186	1.186	1.186	1.186
ТЭС	2.3	2.219	2.533	2.456	4.573	4.530	4.643	4.643
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**4.8**	**4.847**	**4.513**	**4.665**	**2.590**	**2.675**	**2.625**	**2.645**

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Средней Волги с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015 – 2021 годы. **Умеренно-оптимистичный вариант электропотребления**

млрд.кВтч

ОЭС Средней Волги	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Потребление электрической энергии ОЭС	**106.683**	**105.429**	**108.405**	**108.937**	**109.476**	**110.123**	**110.753**	**111.118**
Покрытие	**105.0**	**104.459**	**104.435**	**103.967**	**104.706**	**106.753**	**105.683**	**105.848**
в том числе:								
АЭС	30.1	31.581	29.763	29.982	30.341	32.359	31.287	31.380
ГЭС	21.2	20.383	20.285	20.285	20.285	20.285	20.285	20.285
ТЭС	53.7	52.495	54.342	53.475	53.783	53.812	53.814	53.886
ВИЭ	0.0	0.000	0.045	0.225	0.297	0.297	0.297	0.297
Сальдо перетоков электрической энергии*	**1.6**	**0.970**	**3.970**	**4.970**	**4.770**	**3.370**	**5.070**	**5.270**
ЭС Республики Марий-Эл								
Потребность (потребление электрической энергии)	**2.635**	**2.615**	**2.686**	**2.698**	**2.710**	**2.728**	**2.744**	**2.759**
Покрытие (производство электрической энергии)	**1.0**	**0.996**	**0.964**	**0.964**	**0.945**	**0.942**	**0.942**	**0.942**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1.0	0.996	0.964	0.964	0.945	0.942	0.942	0.942
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**1.7**	**1.619**	**1.722**	**1.734**	**1.765**	**1.786**	**1.802**	**1.817**
ЭС Республики Мордовия								
Потребность (потребление электрической энергии)	**3.464**	**3.257**	**3.503**	**3.507**	**3.520**	**3.533**	**3.546**	**3.560**
Покрытие (производство электрической энергии)	**1.7**	**1.500**	**1.446**	**1.446**	**1.446**	**1.444**	**1.442**	**1.442**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1.7	1.500	1.446	1.446	1.446	1.444	1.442	1.442
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**1.8**	**1.757**	**2.057**	**2.061**	**2.074**	**2.089**	**2.104**	**2.118**
ЭС Нижегородской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**20.526**	**20.011**	**20.727**	**20.735**	**20.794**	**20.827**	**20.858**	**20.899**
Покрытие (производство электрической энергии)	**7.5**	**8.837**	**9.232**	**9.172**	**9.244**	**9.251**	**9.252**	**9.288**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1.3	1.456	1.510	1.510	1.510	1.510	1.510	1.510
ТЭС	6.2	7.381	7.722	7.662	7.734	7.741	7.742	7.778
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**13.0**	**11.174**	**11.495**	**11.563**	**11.550**	**11.576**	**11.606**	**11.611**
ЭС Пензенской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**4.973**	**4.973**	**5.084**	**5.107**	**5.131**	**5.155**	**5.179**	**5.204**
Покрытие (производство электрической энергии)	**1.3**	**1.236**	**1.239**	**1.247**	**1.248**	**1.247**	**1.246**	**1.246**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1.3	1.236	1.239	1.247	1.248	1.247	1.246	1.246
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**3.7**	**3.737**	**3.845**	**3.860**	**3.883**	**3.908**	**3.933**	**3.958**
ЭС Самарской области								

ОЭС Средней Волги	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребность (потребление электрической энергии)	**23.901**	**23.748**	**24.063**	**24.082**	**24.151**	**24.218**	**24.297**	**24.340**
Покрытие (производство электрической энергии)	**24.3**	**22.722**	**23.126**	**22.924**	**23.092**	**23.102**	**23.105**	**23.111**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	10.5	9.780	9.600	9.600	9.600	9.600	9.600	9.600
ТЭС	13.8	12.942	13.481	13.234	13.357	13.367	13.370	13.376
ВИЭ			0.045	0.090	0.135	0.135	0.135	0.135
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-0.4**	**1.026**	**0.937**	**1.158**	**1.059**	**1.116**	**1.192**	**1.229**
ЭС Саратовской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**12.960**	**13.064**	**13.331**	**13.425**	**13.537**	**13.790**	**13.978**	**14.030**
Покрытие (производство электрической энергии)	**39.5**	**40.260**	**38.537**	**38.764**	**39.174**	**41.193**	**40.122**	**40.216**
в том числе:								
АЭС	29.8	31.280	29.463	29.682	30.041	32.059	30.987	31.080
ГЭС	5.6	5.431	5.400	5.400	5.400	5.400	5.400	5.400
ТЭС	4.0	3.550	3.674	3.637	3.661	3.662	3.663	3.664
ВИЭ				0.045	0.072	0.072	0.072	0.072
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-26.5**	**-27.196**	**-25.206**	**-25.339**	**-25.637**	**-27.403**	**-26.144**	**-26.186**
ЭС Республики Татарстан								
Потребность (потребление электрической энергии)	**27.120**	**26.959**	**27.758**	**28.077**	**28.264**	**28.459**	**28.704**	**28.848**
Покрытие (производство электрической энергии)	**22.1**	**21.984**	**22.704**	**22.163**	**22.247**	**22.267**	**22.270**	**22.295**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1.9	1.619	1.675	1.675	1.675	1.675	1.675	1.675
ТЭС	20.2	20.365	21.029	20.488	20.572	20.592	20.595	20.620
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**5.0**	**4.975**	**5.054**	**5.914**	**6.017**	**6.192**	**6.434**	**6.553**
ЭС Ульяновской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**6.010**	**5.902**	**6.116**	**6.156**	**6.194**	**6.213**	**6.222**	**6.229**
Покрытие (производство электрической энергии)	**3.1**	**2.618**	**2.725**	**2.787**	**2.806**	**2.807**	**2.807**	**2.808**
в том числе:								
АЭС	0.3	0.301	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300
ГЭС								
ТЭС	2.8	2.317	2.425	2.397	2.416	2.417	2.417	2.418
ВИЭ				0.090	0.090	0.090	0.090	0.090
Сальдо перетоков электрической энергии*	**2.9**	**3.284**	**3.391**	**3.369**	**3.388**	**3.406**	**3.415**	**3.421**
ЭС Чувашской Республики								
Потребность (потребление электрической энергии)	**5.094**	**4.900**	**5.137**	**5.150**	**5.175**	**5.200**	**5.225**	**5.249**
Покрытие (производство электрической энергии)	**4.6**	**4.308**	**4.462**	**4.500**	**4.504**	**4.501**	**4.499**	**4.499**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1.9	2.098	2.100	2.100	2.100	2.100	2.100	2.100
ТЭС	2.8	2.209	2.362	2.400	2.404	2.401	2.399	2.399
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**0.5**	**0.592**	**0.675**	**0.650**	**0.671**	**0.699**	**0.726**	**0.750**

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Юга с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015 – 2021 годы. **Умеренно-оптимистичный вариант электропотребления**

млрд.кВтч

ОЭС Юга	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Потребление электрической энергии ОЭС	**86.938**	**87.826**	**92.443**	**97.624**	**101.728**	**103.829**	**105.359**	**106.768**
Покрытие	**84.8**	**84.756**	**92.863**	**95.494**	**99.608**	**104.209**	**105.749**	**107.158**
в том числе:								
АЭС	15.7	19.209	24.009	23.829	26.514	31.094	31.223	31.460
ГЭС	18.9	19.918	20.747	20.757	20.810	20.815	20.815	20.815
ГАЭС	0.0	0.000	0.065	0.065	0.065	0.065	0.065	0.065
ТЭС	50.2	45.357	47.283	49.807	51.095	51.111	52.522	53.694
ВИЭ	0.0	0.272	0.759	1.036	1.124	1.124	1.124	1.124
Сальдо перетоков электрической энергии*	**2.2**	**3.070**	**-0.420**	**2.130**	**2.120**	**-0.380**	**-0.390**	**-0.390**
ЭС Астраханской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**4.376**	**4.393**	**4.436**	**4.489**	**4.541**	**4.587**	**4.634**	**4.680**
Покрытие (производство электрической энергии)	**4.2**	**4.535**	**4.578**	**4.770**	**4.608**	**4.446**	**4.592**	**4.703**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	4.2	4.373	4.386	4.548	4.386	4.224	4.370	4.481
ВИЭ		0.162	0.192	0.222	0.222	0.222	0.222	0.222
Сальдо перетоков электрической энергии*	**0.2**	**-0.142**	**-0.142**	**-0.281**	**-0.067**	**0.141**	**0.042**	**-0.023**
ЭС Волгоградской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**15.786**	**15.070**	**15.860**	**16.076**	**16.277**	**16.506**	**16.571**	**16.595**
Покрытие (производство электрической энергии)	**16.2**	**15.211**	**15.553**	**15.861**	**15.627**	**15.403**	**15.611**	**15.780**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	11.7	11.107	11.620	11.620	11.620	11.620	11.620	11.620
ТЭС	4.5	4.104	3.882	4.113	3.837	3.613	3.821	3.990
ВИЭ			0.051	0.128	0.170	0.170	0.170	0.170
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-0.5**	**-0.141**	**0.307**	**0.215**	**0.650**	**1.103**	**0.960**	**0.815**
ЭС Чеченской Республики								
Потребность (потребление электрической энергии)	**2.540**	**2.593**	**2.673**	**2.735**	**2.782**	**2.829**	**2.872**	**2.914**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0.0**	**0.000**	**0.000**	**0.000**	**0.360**	**1.800**	**1.800**	**1.800**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС					0.360	1.800	1.800	1.800
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**2.5**	**2.593**	**2.673**	**2.735**	**2.422**	**1.029**	**1.072**	**1.114**
ЭС Республики Дагестан								
Потребность (потребление электрической энергии)	**5.860**	**6.174**	**6.248**	**6.310**	**6.367**	**6.463**	**6.521**	**6.541**
Покрытие (производство электрической энергии)	**4.1**	**5.158**	**5.263**	**5.263**	**5.263**	**5.263**	**5.263**	**5.263**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	4.0	5.080	5.185	5.185	5.185	5.185	5.185	5.185
ТЭС	0.1	0.059	0.059	0.059	0.059	0.059	0.059	0.059
ВИЭ		0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018
Сальдо перетоков электрической энергии*	**1.8**	**1.016**	**0.985**	**1.047**	**1.104**	**1.200**	**1.258**	**1.278**
ЭС Республики Ингушетия								
Потребность (потребление электрической энергии)	**0.655**	**0.676**	**0.696**	**0.716**	**0.729**	**0.744**	**0.758**	**0.774**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0.0**	**0.000**	**0.000**	**0.000**	**0.000**	**0.000**	**0.000**	**0.000**
в том числе:								

ОЭС Юга	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
АЭС								
ГЭС								
ТЭС								
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**0.7**	**0.676**	**0.696**	**0.716**	**0.729**	**0.744**	**0.758**	**0.774**
ЭС Кабардино-Балкарской Республики								
Потребность (потребление электрической энергии)	**1.604**	**1.634**	**1.679**	**1.706**	**1.727**	**1.747**	**1.768**	**1.798**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0.6**	**0.549**	**0.713**	**0.713**	**0.713**	**0.713**	**0.713**	**0.713**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.6	0.539	0.703	0.703	0.703	0.703	0.703	0.703
ТЭС	0.0	0.010	0.010	0.010	0.010	0.010	0.010	0.010
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**1.0**	**1.085**	**0.966**	**0.993**	**1.014**	**1.034**	**1.055**	**1.085**
ЭС Республики Калмыкия								
Потребность (потребление электрической энергии)	**0.500**	**0.510**	**0.557**	**0.599**	**0.617**	**0.621**	**0.625**	**0.630**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0.0**	**0.092**	**0.092**	**0.173**	**0.173**	**0.173**	**0.173**	**0.173**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ВИЭ	0.0	0.092	0.092	0.173	0.173	0.173	0.173	0.173
Сальдо перетоков электрической энергии*	**0.5**	**0.418**	**0.465**	**0.426**	**0.444**	**0.448**	**0.452**	**0.457**
ЭС Карачаево-Черкесской Республики								
Потребность (потребление электрической энергии)	**1.276**	**1.274**	**1.434**	**1.453**	**1.473**	**1.480**	**1.506**	**1.533**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0.1**	**0.592**	**0.552**	**0.552**	**0.571**	**0.571**	**0.571**	**0.571**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.0	0.534	0.430	0.430	0.449	0.449	0.449	0.449
ГАЭС			0.065	0.065	0.065	0.065	0.065	0.065
ТЭС	0.1	0.057	0.057	0.058	0.058	0.057	0.057	0.057
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**1.2**	**0.682**	**0.882**	**0.901**	**0.902**	**0.909**	**0.935**	**0.962**
ЭС Краснодарского края и Республики Адыгея								
Потребность (потребление электрической энергии)	**24.750**	**25.300**	**26.064**	**27.406**	**27.863**	**28.441**	**29.058**	**29.555**
Покрытие (производство электрической энергии)	**11.7**	**12.566**	**12.330**	**13.300**	**12.877**	**12.259**	**12.673**	**13.080**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.3	0.319	0.377	0.377	0.377	0.377	0.377	0.377
ТЭС	11.4	12.248	11.953	12.923	12.500	11.882	12.296	12.703
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**13.0**	**12.734**	**13.734**	**14.106**	**14.986**	**16.182**	**16.385**	**16.475**
ЭС Республики Крым и г.Севастополя **								
Потребность (потребление электрической энергии)			**2.040**	**5.000**	**7.344**	**7.553**	**7.762**	**7.956**
Покрытие (производство электрической энергии)			**1.686**	**1.955**	**4.279**	**4.804**	**4.874**	**4.899**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС			1.307	1.576	3.900	4.425	4.495	4.520
ВИЭ			0.379	0.379	0.379	0.379	0.379	0.379
Сальдо перетоков электрической энергии*			**0.354**	**3.045**	**3.065**	**2.749**	**2.888**	**3.057**

ОЭС Юга	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ЭС Ростовской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**17.850**	**18.172**	**18.561**	**18.815**	**19.513**	**20.188**	**20.436**	**20.774**
Покрытие (производство электрической энергии)	**28.9**	**30.630**	**36.746**	**36.678**	**39.256**	**43.725**	**43.942**	**44.241**
в том числе:								
АЭС	15.7	19.209	24.009	23.829	26.514	31.094	31.223	31.460
ГЭС	0.5	0.549	0.611	0.611	0.611	0.611	0.611	0.611
ТЭС	12.7	10.872	12.126	12.238	12.131	12.020	12.108	12.170
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-11.0**	**-12.458**	**-18.185**	**-17.863**	**-19.743**	**-23.537**	**-23.506**	**-23.467**
ЭС Республики Северная Осетия-Алания								
Потребность (потребление электрической энергии)	**2.138**	**2.170**	**2.246**	**2.310**	**2.369**	**2.419**	**2.470**	**2.512**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0.3**	**0.306**	**0.365**	**0.365**	**0.365**	**0.365**	**0.365**	**0.365**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.3	0.306	0.365	0.365	0.365	0.365	0.365	0.365
ТЭС	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**1.8**	**1.864**	**1.881**	**1.945**	**2.004**	**2.054**	**2.105**	**2.147**
ЭС Ставропольского края								
Потребность (потребление электрической энергии)	**9.603**	**9.860**	**9.949**	**10.009**	**10.126**	**10.251**	**10.378**	**10.506**
Покрытие (производство электрической энергии)	**18.7**	**15.118**	**14.985**	**15.865**	**15.515**	**14.688**	**15.173**	**15.571**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1.4	1.485	1.456	1.467	1.500	1.505	1.505	1.505
ТЭС	17.3	13.634	13.502	14.282	13.853	13.021	13.505	13.903
ВИЭ			0.027	0.117	0.162	0.162	0.162	0.162
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-9.1**	**-5.258**	**-5.036**	**-5.856**	**-5.389**	**-4.437**	**-4.795**	**-5.065**

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой
** С 2016 года энергосистема Республики Крым и г.Севастополя учитывается в составе ОЭС Юга

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Урала с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015 – 2021 годы. **Умеренно-оптимистичный вариант электропотребления**

млрд.кВтч

ОЭС Урала	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Потребление электрической энергии ОЭС	**260.670**	**259.116**	**264.854**	**266.975**	**269.254**	**270.891**	**272.781**	**274.531**
Покрытие	**259.8**	**253.736**	**265.724**	**266.645**	**265.124**	**263.761**	**268.351**	**272.101**
в том числе:								
АЭС	4.5	4.257	10.488	10.453	10.155	10.251	10.497	11.020
ГЭС	5.8	5.075	5.042	5.042	5.042	5.042	5.042	5.042
ТЭС	249.4	244.327	250.000	250.845	249.469	248.010	252.354	255.581
ВИЭ	0.0	0.077	0.194	0.305	0.458	0.458	0.458	0.458
Сальдо перетоков электрической энергии*	**0.9**	**5.380**	**-0.870**	**0.330**	**4.130**	**7.130**	**4.430**	**2.430**
ЭС Республики Башкортостан								
Потребность (потребление электрической энергии)	**26.368**	**26.398**	**26.790**	**26.961**	**27.143**	**27.291**	**27.508**	**27.669**
Покрытие (производство электрической энергии)	**22.2**	**20.363**	**19.815**	**21.082**	**19.980**	**19.728**	**20.196**	**20.529**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.8	0.725	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828
ТЭС	21.3	19.612	18.920	20.187	19.051	18.799	19.267	19.600
ВИЭ	0.0	0.026	0.067	0.067	0.101	0.101	0.101	0.101
Сальдо перетоков электрической энергии*	**4.2**	**6.035**	**6.975**	**5.879**	**7.163**	**7.563**	**7.312**	**7.140**
ЭС Кировской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**7.508**	**7.366**	**7.555**	**7.639**	**7.712**	**7.754**	**7.786**	**7.828**
Покрытие (производство электрической энергии)	**4.8**	**5.405**	**5.315**	**5.057**	**4.831**	**4.738**	**4.872**	**4.965**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	4.8	5.405	5.315	5.057	4.831	4.738	4.872	4.965
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**2.7**	**1.961**	**2.240**	**2.583**	**2.881**	**3.016**	**2.914**	**2.863**
ЭС Курганской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**4.601**	**4.485**	**4.627**	**4.637**	**4.651**	**4.664**	**4.679**	**4.696**
Покрытие (производство электрической энергии)	**3.0**	**2.831**	**2.735**	**2.536**	**2.369**	**2.329**	**2.398**	**2.453**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	3.0	2.831	2.735	2.536	2.369	2.329	2.398	2.453
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**1.6**	**1.654**	**1.892**	**2.101**	**2.282**	**2.335**	**2.281**	**2.243**
ЭС Оренбургской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**15.625**	**15.702**	**15.788**	**15.867**	**15.991**	**16.055**	**16.152**	**16.218**
Покрытие (производство электрической энергии)	**17.4**	**16.448**	**15.966**	**15.310**	**14.533**	**14.456**	**14.741**	**14.961**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0.1	0.074	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075
ТЭС	17.3	16.323	15.763	15.023	14.202	14.126	14.411	14.631
ВИЭ		0.051	0.128	0.213	0.255	0.255	0.255	0.255
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-1.7**	**-0.746**	**-0.178**	**0.557**	**1.458**	**1.599**	**1.411**	**1.257**

ОЭС Урала	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ЭС Пермского края								
Потребность (потребление электрической энергии)	**23.561**	**23.374**	**23.978**	**24.584**	**25.062**	**25.243**	**25.497**	**25.756**
Покрытие (производство электрической энергии)	**33.8**	**32.011**	**31.559**	**32.663**	**33.140**	**32.649**	**33.321**	**33.785**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	4.9	4.255	4.119	4.119	4.119	4.119	4.119	4.119
ТЭС	28.9	27.757	27.441	28.544	29.021	28.530	29.202	29.666
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-10.3**	**-8.637**	**-7.581**	**-8.079**	**-8.078**	**-7.406**	**-7.824**	**-8.029**
ЭС Свердловской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**43.819**	**43.038**	**44.371**	**44.540**	**44.687**	**44.839**	**44.983**	**45.120**
Покрытие (производство электрической энергии)	**46.3**	**44.233**	**50.127**	**51.113**	**51.631**	**50.979**	**52.175**	**53.355**
в том числе:								
АЭС	4.5	4.257	10.488	10.453	10.155	10.251	10.497	11.020
ГЭС	0.0	0.021	0.019	0.019	0.019	0.019	0.019	0.019
ТЭС	41.7	39.955	39.620	40.641	41.457	40.709	41.659	42.316
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-2.4**	**-1.195**	**-5.756**	**-6.573**	**-6.944**	**-6.140**	**-7.192**	**-8.235**
ЭС Тюменской области, ЯНАО, ХМАО								
Потребность (потребление электрической энергии)	**93.529**	**93.540**	**95.697**	**96.390**	**97.264**	**98.138**	**99.081**	**99.991**
Покрытие (производство электрической энергии)	**104.8**	**101.300**	**105.600**	**106.335**	**107.300**	**108.100**	**109.100**	**110.000**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	104.8	101.300	105.600	106.335	107.300	108.100	109.100	110.000
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-11.2**	**-7.760**	**-9.903**	**-9.945**	**-10.036**	**-9.962**	**-10.019**	**-10.009**
ЭС Удмуртской Республики								
Потребность (потребление электрической энергии)	**9.518**	**9.431**	**9.587**	**9.649**	**9.695**	**9.737**	**9.779**	**9.831**
Покрытие (производство электрической энергии)	**3.9**	**3.979**	**3.912**	**3.734**	**3.572**	**3.495**	**3.606**	**3.673**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	3.9	3.979	3.912	3.734	3.572	3.495	3.606	3.673
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**5.6**	**5.452**	**5.675**	**5.915**	**6.123**	**6.242**	**6.173**	**6.158**
ЭС Челябинской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**36.141**	**35.782**	**36.461**	**36.708**	**37.049**	**37.170**	**37.316**	**37.422**
Покрытие (производство электрической энергии)	**23.7**	**27.166**	**30.695**	**28.815**	**27.767**	**27.287**	**27.940**	**28.379**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	23.7	27.166	30.695	28.789	27.665	27.185	27.838	28.277
ВИЭ				0.026	0.102	0.102	0.102	0.102
Сальдо перетоков электрической энергии*	**12.4**	**8.616**	**5.766**	**7.893**	**9.282**	**9.883**	**9.376**	**9.043**

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Сибири с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015 – 2021 годы. **Умеренно-оптимистичный вариант электропотребления**

млрд.кВтч

ОЭС Сибири	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Потребление электрической энергии ОЭС	**204.065**	**204.751**	**210.411**	**213.235**	**218.322**	**221.934**	**223.099**	**224.617**
Покрытие	**198.3**	**201.461**	**209.141**	**211.845**	**217.032**	**220.694**	**221.859**	**225.177**
в том числе:								
АЭС	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ГЭС	94.1	94.696	108.118	108.118	108.118	108.118	108.118	108.118
ТЭС	104.2	106.738	100.987	103.637	108.635	112.297	113.462	116.780
ВИЭ	0.0	0.027	0.036	0.090	0.279	0.279	0.279	0.279
Сальдо перетоков электрической энергии*	**5.7**	**3.290**	**1.270**	**1.390**	**1.290**	**1.240**	**1.240**	**-0.560**
ЭС Республики Алтай и Алтайского края								
Потребность (потребление электрической энергии)	**10.935**	**10.765**	**11.061**	**11.058**	**11.071**	**11.091**	**11.102**	**11.143**
Покрытие (производство электрической энергии)	**6.8**	**6.389**	**5.750**	**5.989**	**6.386**	**6.537**	**6.595**	**6.762**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	6.8	6.371	5.723	5.962	6.359	6.510	6.568	6.735
ВИЭ		0.018	0.027	0.027	0.027	0.027	0.027	0.027
Сальдо перетоков электрической энергии*	**4.2**	**4.376**	**5.311**	**5.069**	**4.685**	**4.554**	**4.507**	**4.381**
ЭС Республики Бурятия								
Потребность (потребление электрической энергии)	**5.409**	**5.411**	**5.460**	**5.499**	**5.518**	**5.539**	**5.559**	**5.579**
Покрытие (производство электрической энергии)	**5.3**	**5.540**	**5.235**	**5.336**	**5.624**	**5.866**	**5.949**	**6.190**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	5.3	5.540	5.235	5.318	5.498	5.740	5.823	6.064
ВИЭ				0.018	0.126	0.126	0.126	0.126
Сальдо перетоков электрической энергии*	**0.1**	**-0.129**	**0.225**	**0.163**	**-0.106**	**-0.327**	**-0.390**	**-0.611**
ЭС Иркутской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**52.820**	**52.621**	**53.236**	**53.931**	**55.743**	**58.307**	**58.571**	**58.906**
Покрытие (производство электрической энергии)	**55.1**	**54.139**	**59.204**	**59.607**	**60.223**	**60.638**	**60.783**	**61.196**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	43.6	40.362	46.360	46.360	46.360	46.360	46.360	46.360
ТЭС	11.5	13.777	12.844	13.247	13.836	14.251	14.396	14.809
ВИЭ					0.027	0.027	0.027	0.027
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-2.3**	**-1.518**	**-5.968**	**-5.676**	**-4.480**	**-2.331**	**-2.212**	**-2.290**
ЭС Красноярского края								
Потребность (потребление электрической энергии)	**41.942**	**43.710**	**46.514**	**47.794**	**50.161**	**50.516**	**50.839**	**51.432**
Покрытие (производство электрической энергии)	**54.0**	**59.284**	**64.483**	**65.145**	**66.869**	**67.997**	**68.271**	**68.970**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	28.1	31.117	35.990	35.990	35.990	35.990	35.990	35.990
ТЭС	25.9	28.167	28.493	29.155	30.879	32.007	32.281	32.980

ОЭС Сибири	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-12.0**	**-15.574**	**-17.969**	**-17.351**	**-16.708**	**-17.481**	**-17.432**	**-17.538**
ЭС Кемеровской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**32.183**	**31.800**	**32.227**	**32.314**	**32.474**	**32.664**	**32.799**	**32.932**
Покрытие (производство электрической энергии)	**21.4**	**21.826**	**19.928**	**20.550**	**21.746**	**22.402**	**22.628**	**23.342**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	21.4	21.826	19.928	20.550	21.746	22.402	22.628	23.342
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**10.8**	**9.974**	**12.299**	**11.764**	**10.728**	**10.262**	**10.171**	**9.590**
ЭС Новосибирской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**15.786**	**15.770**	**16.174**	**16.278**	**16.367**	**16.469**	**16.560**	**16.644**
Покрытие (производство электрической энергии)	**14.1**	**12.790**	**12.037**	**12.246**	**12.675**	**13.170**	**13.341**	**13.829**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	2.1	1.944	1.918	1.918	1.918	1.918	1.918	1.918
ТЭС	11.9	10.846	10.119	10.328	10.757	11.252	11.423	11.911
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**1.7**	**2.980**	**4.137**	**4.032**	**3.692**	**3.299**	**3.219**	**2.815**
ЭС Омской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**10.992**	**10.866**	**11.268**	**11.429**	**11.520**	**11.621**	**11.687**	**11.729**
Покрытие (производство электрической энергии)	**7.1**	**6.878**	**6.286**	**6.949**	**7.470**	**7.604**	**7.658**	**7.814**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	7.1	6.878	6.286	6.931	7.452	7.586	7.640	7.796
ВИЭ				0.018	0.018	0.018	0.018	0.018
Сальдо перетоков электрической энергии*	**3.9**	**3.988**	**4.982**	**4.480**	**4.050**	**4.017**	**4.029**	**3.915**
ЭС Республики Тыва								
Потребность (потребление электрической энергии)	**0.730**	**0.774**	**0.839**	**1.213**	**1.652**	**1.775**	**1.880**	**1.925**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0.0**	**0.045**	**0.043**	**0.044**	**0.045**	**0.047**	**0.047**	**0.049**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0.0	0.045	0.043	0.044	0.045	0.047	0.047	0.049
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**0.7**	**0.729**	**0.796**	**1.169**	**1.607**	**1.728**	**1.833**	**1.876**
ЭС Томской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**8.924**	**8.682**	**9.014**	**9.017**	**9.022**	**9.037**	**9.045**	**9.092**
Покрытие (производство электрической энергии)	**4.7**	**3.884**	**3.580**	**3.679**	**3.876**	**3.967**	**3.997**	**4.089**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	4.7	3.884	3.580	3.679	3.876	3.967	3.997	4.089
ВИЭ								

ОЭС Сибири	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Сальдо перетоков электрической энергии*	**4.2**	**4.798**	**5.434**	**5.338**	**5.146**	**5.070**	**5.048**	**5.003**
ЭС Республики Хакасская								
Потребность (потребление электрической энергии)	**16.509**	**16.633**	**16.650**	**16.650**	**16.652**	**16.678**	**16.704**	**16.730**
Покрытие (производство электрической энергии)	**22.4**	**23.246**	**25.699**	**25.734**	**25.807**	**25.895**	**25.926**	**26.013**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	20.4	21.273	23.850	23.850	23.850	23.850	23.850	23.850
ТЭС	2.1	1.964	1.840	1.874	1.948	2.036	2.067	2.154
ВИЭ		0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-5.9**	**-6.613**	**-9.049**	**-9.084**	**-9.155**	**-9.217**	**-9.222**	**-9.283**
ЭС Забайкальского края								
Потребность (потребление электрической энергии)	**7.835**	**7.719**	**7.968**	**8.052**	**8.142**	**8.237**	**8.353**	**8.505**
Покрытие (производство электрической энергии)	**7.4**	**7.439**	**6.896**	**6.568**	**6.310**	**6.572**	**6.664**	**6.925**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	7.4	7.439	6.896	6.550	6.238	6.500	6.592	6.853
ВИЭ				0.018	0.072	0.072	0.072	0.072
Сальдо перетоков электрической энергии*	**0.4**	**0.280**	**1.072**	**1.484**	**1.832**	**1.665**	**1.689**	**1.580**

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Востока с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2015 – 2021 годы. **Умеренно-оптимистичный вариант электропотребления**

млрд.кВтч

ОЭС Востока	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Потребление электрической энергии ОЭС	**31.802**	**32.052**	**35.843**	**39.765**	**41.546**	**43.443**	**45.119**	**45.681**
Покрытие	**35.4**	**35.552**	**39.343**	**43.265**	**45.046**	**46.943**	**48.619**	**49.181**
в том числе:								
АЭС	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ГЭС	12.5	10.689	13.036	15.710	16.660	16.660	16.660	16.660
ТЭС	22.9	24.863	26.307	27.555	28.386	30.283	31.959	32.521
ВИЭ	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-3.6**	**-3.500**	**-3.500**	**-3.500**	**-3.500**	**-3.500**	**-3.500**	**-3.500**
ЭС Амурской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	**7.984**	**7.934**	**8.308**	**8.606**	**8.830**	**8.984**	**9.232**	**9.352**
Покрытие (производство электрической энергии)	**14.4**	**12.795**	**13.679**	**14.367**	**15.303**	**15.444**	**15.510**	**15.558**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	12.5	10.689	11.250	11.950	12.900	12.900	12.900	12.900
ТЭС	1.9	2.106	2.429	2.417	2.403	2.544	2.610	2.658
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-6.4**	**-4.861**	**-5.371**	**-5.761**	**-6.473**	**-6.460**	**-6.278**	**-6.206**
ЭС Хабаровского края и ЕАО								
Потребность (потребление электрической энергии)	**9.606**	**9.710**	**10.377**	**10.582**	**10.732**	**11.027**	**11.228**	**11.443**
Покрытие (производство электрической энергии)	**8.1**	**8.626**	**8.066**	**8.698**	**8.671**	**9.319**	**9.360**	**9.559**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	8.1	8.626	8.066	8.698	8.671	9.319	9.360	9.559
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**1.5**	**1.084**	**2.311**	**1.884**	**2.061**	**1.708**	**1.868**	**1.884**
ЭС Приморского края								
Потребность (потребление электрической энергии)	**12.545**	**12.730**	**12.769**	**13.017**	**14.147**	**15.376**	**16.469**	**16.612**
Покрытие (производство электрической энергии)	**9.9**	**10.719**	**10.298**	**10.477**	**11.352**	**12.085**	**13.695**	**13.911**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	9.9	10.719	10.298	10.477	11.352	12.085	13.695	13.911
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**2.6**	**2.011**	**2.471**	**2.540**	**2.795**	**3.291**	**2.774**	**2.701**
ЭС Республики Саха (Якутия)								
Потребность (потребление электрической энергии)	**1.667**	**1.678**	**4.389**	**7.560**	**7.837**	**8.056**	**8.190**	**8.274**
Покрытие (производство электрической энергии)	**3.0**	**3.411**	**7.299**	**9.723**	**9.720**	**10.095**	**10.054**	**10.154**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС			1.786	3.760	3.760	3.760	3.760	3.760
ТЭС	3.0	3.411	5.513	5.963	5.960	6.335	6.294	6.394
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	**-1.3**	**-1.733**	**-2.910**	**-2.163**	**-1.883**	**-2.039**	**-1.864**	**-1.880**

ОЭС Востока	2014 отчет	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021

***(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой**

Приложение № 24
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015 – 2021 годы

Перспективные балансы электрической энергии по ОЭС и ЕЭС России с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке на 2015-2021 годы для умеренно-оптимистичного варианта электропотребления

Баланс электрической энергии ЕЭС России с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	1012,893	1041,675	1059,859	1077,736	1090,427	1100,167	1108,666
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,580	2,655	3,575	4,495	4,495	4,495	4,495
Экспорт	млрд.кВт.ч	10,747	10,457	9,887	9,997	10,047	10,057	10,057
Импорт	млрд.кВт.ч	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**1022,340**	**1050,832**	**1068,446**	**1086,433**	**1099,174**	**1108,924**	**1117,423**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**1022,340**	**1050,832**	**1068,446**	**1086,433**	**1099,174**	**1108,924**	**1117,423**
ГЭС	млрд.кВт.ч	165,923	183,397	186,624	188,454	188,459	188,459	188,459
АЭС	млрд.кВт.ч	187,759	191,755	199,258	211,576	221,062	217,259	217,391
ТЭС	млрд.кВт.ч	668,226	674,483	680,556	683,894	687,066	700,471	708,838
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,433	1,198	2,008	2,510	2,587	2,735	2,735
Установленная мощность - всего	**МВт**	**238218,7**	**241685,8**	**248446,7**	**251243,8**	**251466,4**	**253266,9**	**252906,4**
ГЭС	МВт	48030,1	49420,3	49974,4	50511,5	50616,6	50652,1	50697,6
АЭС	МВт	27216,0	27949,0	30219,0	29929,0	30659,0	30914,0	30914,0
ТЭС	МВт	162721,8	163528,0	167024,7	169249,2	168562,7	170072,7	169666,7
ВИЭ	МВт	250,8	788,6	1228,6	1554,1	1628,1	1628,1	1628,1
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	6899	6861	6594	7069	7210	7028	7032
ТЭС	час/год	4107	4125	4075	4041	4076	4119	4178
ВИЭ	час/год	1725	1519	1634	1615	1589	1680	1680

Баланс электрической энергии ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	980,841	1005,832	1020,094	1036,190	1046,984	1055,048	1062,985
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,580	2,655	3,575	4,495	4,495	4,495	4,495
Экспорт	млрд.кВт.ч	7,247	6,957	6,387	6,497	6,547	6,557	6,557
Импорт	млрд.кВт.ч	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**986,788**	**1011,489**	**1025,181**	**1041,387**	**1052,231**	**1060,305**	**1068,242**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**986,788**	**1011,489**	**1025,181**	**1041,387**	**1052,231**	**1060,305**	**1068,242**
ГЭС	млрд.кВт.ч	155,234	170,361	170,914	171,794	171,799	171,799	171,799
АЭС	млрд.кВт.ч	187,759	191,755	199,258	211,576	221,062	217,259	217,391
ТЭС	млрд.кВт.ч	643,363	648,176	653,001	655,508	656,783	668,512	676,317
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,433	1,198	2,008	2,510	2,587	2,735	2,735
Установленная мощность - всего	**МВт**	**228851,7**	**230293,4**	**236421,0**	**238912,6**	**239096,2**	**240263,7**	**239688,2**
ГЭС	МВт	44690,1	44802,8	45356,9	45894,0	45999,1	46034,6	46080,1
АЭС	МВт	27216,0	27949,0	30219,0	29929,0	30659,0	30914,0	30914,0
ТЭС	МВт	156694,8	156753,1	159616,5	161535,5	160810,0	161687,0	161066,0
ВИЭ	МВт	250,8	788,6	1228,6	1554,1	1628,1	1628,1	1628,1
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	6899	6861	6594	7069	7210	7028	7032
ТЭС	час/год	4106	4135	4091	4058	4084	4135	4199
ВИЭ	час/год	1725	1519	1634	1615	1589	1680	1680

Баланс электрической энергии Европейской части ЕЭС с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	776,090	795,421	806,859	817,868	825,050	831,949	838,368
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,580	2,655	3,575	4,495	4,495	4,495	4,495
Экспорт	млрд.кВт.ч	6,737	6,427	5,977	5,987	5,987	5,997	5,997
Импорт	млрд.кВт.ч	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300
Выдача электрической энергии в ОЭС Сибири	млрд.кВт.ч	3,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**785,327**	**802,348**	**813,336**	**824,355**	**831,537**	**838,446**	**843,065**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**785,327**	**802,348**	**813,336**	**824,355**	**831,537**	**838,446**	**843,065**
ГЭС	млрд.кВт.ч	60,538	62,243	62,796	63,676	63,681	63,681	63,681
АЭС	млрд.кВт.ч	187,759	191,755	199,258	211,576	221,062	217,259	217,391
ТЭС	млрд.кВт.ч	536,625	547,189	549,364	546,873	544,486	555,050	559,537
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,405	1,161	1,918	2,230	2,308	2,456	2,456
Установленная мощность - всего	**МВт**	**176960,1**	**178250,6**	**184673,0**	**187001,4**	**186622,8**	**186876,3**	**185656,8**
ГЭС	МВт	19413,7	19474,2	19986,1	20481,0	20553,9	20584,4	20629,9
АЭС	МВт	27216,0	27949,0	30219,0	29929,0	30659,0	30914,0	30914,0
ТЭС	МВт	130094,8	130059,0	133289,5	135192,5	133937,0	133905,0	132640,0
ВИЭ	МВт	235,6	768,4	1178,4	1398,9	1472,9	1472,9	1472,9
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	6899	6861	6594	7069	7210	7028	7032
ТЭС	час/год	4125	4207	4122	4045	4065	4145	4218
ВИЭ	час/год	1720	1511	1627	1594	1567	1667	1667

Баланс электрической энергии ОЭС Северо-Запада с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	90,321	92,166	92,924	93,746	94,805	95,471	96,050
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч							
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	5,207	4,907	4,507	4,507	4,507	4,507	4,507
в Балтию	млрд.кВт.ч	2,200	1,900	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
в Норвегию (приграничный)	млрд.кВт.ч	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107
в Финляндию	млрд.кВт.ч	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500
в Финляндию (приграничный)	млрд.кВт.ч	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400
Импорт из Финляндии	млрд.кВт.ч	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	8,000	8,000	9,200	10,700	9,700	7,000	4,400
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	0,350	0,350	0,200				
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**102,878**	**104,423**	**106,131**	**108,653**	**108,712**	**106,678**	**104,657**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**102,878**	**104,423**	**106,131**	**108,653**	**108,712**	**106,678**	**104,657**
ГЭС	млрд.кВт.ч	11,895	12,699	12,699	12,699	12,699	12,699	12,699
АЭС	млрд.кВт.ч	37,433	38,514	40,587	43,064	43,150	40,280	38,259
ТЭС	млрд.кВт.ч	53,546	53,206	52,841	52,886	52,859	53,695	53,695
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Установленная мощность - всего	**МВт**	**23618,7**	**23669,2**	**26034,7**	**24733,7**	**25606,7**	**24551,7**	**24551,7**
ГЭС	МВт	2949,2	2949,2	2954,2	2959,2	2964,2	2969,2	2969,2
АЭС	МВт	5760	5760	6930	5490	6220	5220	5220
ТЭС	МВт	14903,1	14953,6	16144,1	16278,1	16416,1	16356,1	16356,1
ВИЭ	МВт	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	6499	6686	5857	7844	6937	7716	7329
ТЭС	час/год	3593	3558	3273	3249	3220	3283	3283
ВИЭ	час/год	609	609	609	609	609	609	609

Баланс электрической энергии ОЭС Центра с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	233,398	237,553	240,399	243,664	245,402	247,585	249,901
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,580	2,580	3,500	4,420	4,420	4,420	4,420
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
в Беларусь	млрд.кВт.ч	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Импорт	млрд.кВт.ч							
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	13,100	4,350	8,600	11,000	8,600	5,000	3,000
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	8,000	8,000	9,200	10,700	9,700	7,000	4,400
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**239,498**	**234,903**	**240,799**	**244,964**	**245,302**	**246,585**	**249,501**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**239,498**	**234,903**	**240,799**	**244,964**	**245,302**	**246,585**	**249,501**
ГЭС	млрд.кВт.ч	3,267	3,405	3,948	4,775	4,775	4,775	4,775
АЭС	млрд.кВт.ч	95,279	88,981	94,407	101,502	104,208	103,972	105,272
ТЭС	млрд.кВт.ч	140,925	142,409	142,336	138,579	136,211	137,730	139,346
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,027	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108
Установленная мощность - всего	**МВт**	**53171,9**	**52540,9**	**53278,9**	**54992,9**	**53727,9**	**54830,9**	**54100,9**
ГЭС	МВт	1788,8	1788,8	2218,8	2638,8	2648,8	2648,8	2658,8
АЭС	МВт	12834,0	13567,0	13567,0	14717,0	14717,0	15972,0	15972,0
ТЭС	МВт	38534,1	37125,1	37433,1	37577,1	36302,1	36150,1	35410,1
ВИЭ	МВт	15,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Число часов использования установленная мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	7424	6559	6959	6897	7081	6510	6591
ТЭС	час/год	3657	3836	3802	3688	3752	3810	3935
ВИЭ	час/год	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800

Баланс электрической энергии ОЭС Юга с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	87,826	92,443	97,624	101,728	103,829	105,359	106,768
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч		0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	0,430	0,420	0,370	0,380	0,380	0,390	0,390
в Грузию	млрд.кВт.ч	0,250	0,250	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200
в Южную Осетию	млрд.кВт.ч	0,140	0,140	0,140	0,150	0,150	0,150	0,150
в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,040	0,030	0,030	0,030	0,030	0,040	0,040
Импорт	млрд.кВт.ч							
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	3,500		2,500	2,600			
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**84,756**	**92,863**	**95,494**	**99,508**	**104,209**	**105,749**	**107,158**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**84,756**	**92,863**	**95,494**	**99,508**	**104,209**	**105,749**	**107,158**
ГЭС	млрд.кВт.ч	19,918	20,812	20,822	20,875	20,880	20,880	20,880
АЭС	млрд.кВт.ч	19,209	24,009	23,829	26,514	31,094	31,223	31,460
ТЭС	млрд.кВт.ч	45,357	47,283	49,627	50,815	50,853	52,116	53,288
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,272	0,759	1,216	1,304	1,382	1,530	1,530
Установленная мощность - всего	**МВт**	**20924,0**	**21817,6**	**24086,5**	**24740,9**	**24582,3**	**24772,8**	**24183,3**
ГЭС	МВт	5927,9	5941,9	5975,8	6009,7	6035,1	6045,6	6056,1
АЭС	МВт	3070,0	3070,0	4170,0	4170,0	4170,0	4170,0	4170,0
ТЭС	МВт	11774,2	12275,0	13165,0	13695,0	13437,0	13617,0	13017,0
ВИЭ	МВт	152,0	530,8	775,8	866,3	940,3	940,3	940,3
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	6257	7821	5714	6358	7457	7488	7544
ТЭС	час/год	3852	3852	3770	3710	3785	3827	4094
ВИЭ	час/год	1788	1430	1568	1505	1469	1627	1627

Баланс электрической энергии Средней Волги с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	105,429	108,405	108,937	109,476	110,123	110,753	111,118
Экспорт в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030
Импорт	млрд.кВт.ч							
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	11,750	1,000	5,400	7,900	6,800	1,500	
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	12,750	4,000	8,400	11,000	8,600	5,000	3,000
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**104,459**	**105,435**	**105,967**	**106,406**	**108,353**	**107,283**	**108,148**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**104,459**	**105,435**	**105,967**	**106,406**	**108,353**	**107,283**	**108,148**
ГЭС	млрд.кВт.ч	20,383	20,285	20,285	20,285	20,285	20,285	20,285
АЭС	млрд.кВт.ч	31,581	29,763	29,982	30,341	32,359	31,287	31,380
ТЭС	млрд.кВт.ч	52,495	55,342	55,475	55,483	55,412	55,414	56,186
ВИЭ	млрд.кВт.ч		0,045	0,225	0,297	0,297	0,297	0,297
Установленная мощность - всего	**МВт**	**27197,8**	**27182,3**	**27313,9**	**28289,9**	**28271,4**	**28286,4**	**28301,4**
ГЭС	МВт	6890,0	6933,5	6966,5	7002,5	7025,0	7040,0	7055,0
АЭС	МВт	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ТЭС	МВт	16235,8	16151,8	16155,4	17055,4	17014,4	17014,4	17014,4
ВИЭ	МВт		25,0	120,0	160,0	160,0	160,0	160,0
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	7756	7309	7363	7451	7947	7683	7706
ТЭС	час/год	3233	3426	3434	3253	3257	3257	3302
ВИЭ	час/год		1800	1875	1856	1856	1856	1856

Баланс электрической энергии ОЭС Урала с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	259,116	264,854	266,975	269,254	270,891	272,781	274,531
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч							
Экспорт в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070
Импорт из Казахстана	млрд.кВт.ч	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	3,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	8,250	1,000	2,900	5,300	6,800	1,500	
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**253,736**	**264,724**	**264,945**	**264,824**	**264,961**	**272,151**	**273,601**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**253,736**	**264,724**	**264,945**	**264,824**	**264,961**	**272,151**	**273,601**
ГЭС	млрд.кВт.ч	5,075	5,042	5,042	5,042	5,042	5,042	5,042
АЭС	млрд.кВт.ч	4,257	10,488	10,453	10,155	10,251	10,497	11,020
ТЭС	млрд.кВт.ч	244,301	248,949	249,086	249,110	249,151	256,095	257,022
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,103	0,245	0,364	0,517	0,517	0,517	0,517
Установленная мощность - всего	**МВт**	**52047,6**	**53040,5**	**53958,9**	**54243,9**	**54434,4**	**54434,4**	**54519,4**
ГЭС	МВт	1857,7	1860,7	1870,7	1870,7	1880,7	1880,7	1890,7
АЭС	МВт	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ТЭС	МВт	48647,6	49553,6	50392,0	50587,0	50767,5	50767,5	50842,5
ВИЭ	МВт	62,2	146,2	216,2	306,2	306,2	306,2	306,2
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	2876	7086	7063	6861	6926	7093	7446
ТЭС	час/год	5022	5024	4943	4924	4908	5044	5055
ВИЭ	час/год	1650	1679	1685	1690	1690	1690	1690

Баланс электрической энергии ОЭС Сибири с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	204,751	210,411	213,235	218,322	221,934	223,099	224,617
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч							
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	0,510	0,530	0,410	0,510	0,560	0,560	0,560
в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110
в Монголию	млрд.кВт.ч	0,400	0,420	0,300	0,400	0,450	0,450	0,450
Импорт	млрд.кВт.ч							
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	3,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**201,461**	**209,141**	**211,845**	**217,032**	**220,694**	**221,859**	**225,177**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**201,461**	**209,141**	**211,845**	**217,032**	**220,694**	**221,859**	**225,177**
ГЭС	млрд.кВт.ч	94,696	108,118	108,118	108,118	108,118	108,118	108,118
ТЭС	млрд.кВт.ч	106,738	100,987	103,637	108,635	112,297	113,462	116,780
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,027	0,036	0,090	0,279	0,279	0,279	0,279
Установленная мощность - всего	**МВт**	**51891,6**	**52042,8**	**51748,0**	**51911,2**	**52473,4**	**53387,4**	**54031,4**
ГЭС	МВт	25276,4	25328,6	25370,8	25413,0	25445,2	25450,2	25450,2
ТЭС	МВт	26600,0	26694,0	26327,0	26343,0	26873,0	27782,0	28426,0
ВИЭ	МВт	15,2	20,2	50,2	155,2	155,2	155,2	155,2
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
ТЭС	час/год	4013	3783	3937	4124	4179	4084	4108
ВИЭ	час/год	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800

Баланс электрической энергии ОЭС Востока с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	32,052	35,843	39,765	41,546	43,443	45,119	45,681
Экспорт в Китай	млрд.кВт.ч	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**35,552**	**39,343**	**43,265**	**45,046**	**46,943**	**48,619**	**49,181**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**35,552**	**39,343**	**43,265**	**45,046**	**46,943**	**48,619**	**49,181**
ГЭС	млрд.кВт.ч	10,689	13,036	15,710	16,660	16,660	16,660	16,660
ТЭС	млрд.кВт.ч	24,863	26,307	27,555	28,386	30,283	31,959	32,521
ВИЭ	млрд.кВт.ч							
Установленная мощность - всего	**МВт**	**9367,0**	**11392,4**	**12025,7**	**12331,2**	**12370,2**	**13003,2**	**13218,2**
ГЭС	МВт	3340,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	МВт	6027,0	6774,9	7408,2	7713,7	7752,7	8385,7	8600,7
ВИЭ	МВт							
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
ТЭС	час/год	4125	3883	3720	3680	3906	3811	3781

Баланс электрической энергии ОЭС Сибири для маловодного года с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	204,751	210,411	213,235	218,322	221,934	223,099	224,617
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч							
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	0,510	0,530	0,410	0,510	0,560	0,560	0,560
в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110
в Монголию	млрд.кВт.ч	0,400	0,420	0,300	0,400	0,450	0,450	0,450
Импорт	млрд.кВт.ч							
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	3,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**201,461**	**209,141**	**211,845**	**217,032**	**220,694**	**221,859**	**225,177**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**201,461**	**209,141**	**211,845**	**217,032**	**220,694**	**221,859**	**225,177**
ГЭС	млрд.кВт.ч	94,696	92,537	92,537	92,537	92,537	92,537	92,537
ТЭС	млрд.кВт.ч	106,738	116,568	119,218	124,216	127,878	129,043	132,361
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,027	0,036	0,090	0,279	0,279	0,279	0,279
Установленная мощность - всего	**МВт**	**51891,6**	**52042,8**	**51748,0**	**51911,2**	**52473,4**	**53387,4**	**54031,4**
ГЭС	МВт	25276,4	25328,6	25370,8	25413,0	25445,2	25450,2	25450,2
ТЭС	МВт	26600,0	26694,0	26327,0	26343,0	26873,0	27782,0	28426,0
ВИЭ	МВт	15,2	20,2	50,2	155,2	155,2	155,2	155,2
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
ТЭС	час/год	4013	4367	4528	4715	4759	4645	4656
ВИЭ	час/год	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800

Баланс электрической энергии ОЭС Востока для маловодного года с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	32,052	35,843	39,765	41,546	43,443	45,119	45,681
Экспорт в Китай	млрд.кВт.ч	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**35,552**	**39,343**	**43,265**	**45,046**	**46,943**	**48,619**	**49,181**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**35,552**	**39,343**	**43,265**	**45,046**	**46,943**	**48,619**	**49,181**
ГЭС	млрд.кВт.ч	10,689	9,556	11,560	12,360	12,360	12,360	12,360
ТЭС	млрд.кВт.ч	24,863	29,787	31,705	32,686	34,583	36,259	36,821
ВИЭ	млрд.кВт.ч							
Установленная мощность - всего	**МВт**	**9367,0**	**11392,4**	**12025,7**	**12331,2**	**12370,2**	**13003,2**	**13218,2**
ГЭС	МВт	3340,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	МВт	6027,0	6774,9	7408,2	7713,7	7752,7	8385,7	8600,7
ВИЭ	МВт							
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
ТЭС	час/год	4125	4397	4280	4237	4461	4324	4281

Приложение № 25
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015 – 2021 годы

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2015 - 2021 ГОДОВ ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС) Полная стоимость строительства	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.		
Для выдачи мощности электростанций																																							
АЭС																																							
750 кВ																																							
1	ШР 750 кВ на ПС 750 кВ Ленинградская	Ленинградская	2017	330 Мвар									330													0	0	330	966.0	0	0	966.0	0	0	0	0	966.0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение выдачи мощности блока № 1 Ленинградской АЭС-2 (1х1170 МВт)
2	Установка АТ 750/330 кВ на ПС 750 кВ Копорская		2019	1000 МВА													1000								0	1000	0	0.0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	ГК "Росатом"	Обеспечение выдачи мощности блока № 2 Ленинградской АЭС-2 (1х1170 МВт) (технические решения подлежат уточнению)
3	Установка АТ 750/330 кВ в ОРУ 750 кВ ЛАЭС			1000 МВА													1000								0	1000	0	0.0	0	0	0	0	0	0	0	0.0		
4	Заходы существующей ВЛ 750 кВ Ленинградская АЭС - Ленинградская на ПС 750 кВ Копорская			2х4,5 км												9.0									9	0	0	384.6	0	0	0	0	384.6	0	0	384.6	ПАО "ФСК ЕЭС"	
5	ВЛ 750 кВ ПС Копорская - ПС Ленинградская			128 км												128									128	0	0	6509.4	0	0	0	2827.3	3682.2	0	0	6509.4	ПАО "ФСК ЕЭС"	
6	ВЛ 750 кВ ПС Копорская - ЛАЭС			5.1												5.1									5.1	0	0	217.9	0	0	0	0	217.9	0	0	217.9	ПАО "ФСК ЕЭС"	
7	ШР 750 кВ на ПС 750 кВ Ленинградская		2019	330 Мвар														330							0	0	330	1109.2	0	0	0	0	1109	0.0	0	1109.2	ПАО "ФСК ЕЭС"	
330 кВ																																							
8	ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС-2 - Гатчинская	Ленинградская	2016	94.6				94.6																	94.6	0	0	3348.5	0.0	1200.0	1218.4	500	0	0	0	2918.4	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение выдачи мощности блока № 1 Ленинградской АЭС-2 (1х1170 МВт)
9	ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС-2 - Кингисеппская		2017	82.1							82.1														82.1	0	0	2681.7	0.0	1000.0	987.7	250	0	0	0	2237.7	ПАО "ФСК ЕЭС"	
10	Заходы ВЛ 330 кВ Ленинградская - Балтя на ПС Кингисеппская			2х0,5 км							1														1	0	0	435.0	0.0	150.0	245	0	0	0	0	394.8	ПАО "ФСК ЕЭС"	
11	КВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС-2 - Пулковская - Южная			ВЛ 90 км, КЛ 25 км							115														115	0	0	9768.5	0.0	2100.0	647.1	650.0	845.3	5000.0	0	9242.4	ГК "Росатом"	
	Установка ШР на ПС 330 кВ Пулковская			100 Мвар, 50 Мвар									150												0	0	150											
	Установка ШР на ПС 330 кВ Южная			100 Мвар									100												0	0	100											
	Итого по 750 кВ для выдачи мощности АЭС				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***330***	***0***	***0***	***0***	***142.1***	***2000***	***330***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***142***	***2000***	***660***		***0.0***	***0.0***	***966.0***	***2827.3***	***5393.9***	***0.0***	***0.0***	***9187.2***		
	Итого по 330 кВ для выдачи мощности АЭС				***0.0***	***0***	***0***	***94.6***	***0***	***0***	***198.1***	***0***	***250***	***0.0***	***0***	***0***	***0.0***	***0***	***0***	***0.0***	***0***	***0***	***0.0***	***0***	***0***	***292.7***	***0***	***250***		***0.0***	***4450.0***	***3097.9***	***1400.0***	***845.3***	***5000.0***	***0.0***	***14793.2***		
ТЭС																																							
330 кВ																																							
12	Двухцепные заходы ВЛ 330 кВ Ленинградская - Копорино I цепь на ОРУ 330 кВ Киришской ГРЭС	Ленинградская	2020	2х95 км															190						190	0	0	3204.4	25.0	0	0	0	1500.0	1558.9	0	3083.9	ПАО "ФСК ЕЭС"	Для усиления выдачи мощности Киришской ГРЭС при ее расширении блоком ПГУ-800
	Итого по 330 кВ для выдачи мощности ТЭС				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***190***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***190***	***0***	***0***		***25***	***0***	***0***	***0***	***1500***	***1559***	***0***	***3084***		
	Итого по 750 кВ для выдачи мощности электростанций				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***330***	***0***	***0***	***0***	***142***	***2000***	***330***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***142***	***2000***	***660***		***0***	***0***	***966***	***2827***	***5394***	***0***	***0***	***9187***		
	Итого по 330 кВ для выдачи мощности электростанций				***0.0***	***0***	***0***	***94.6***	***0***	***0***	***198.1***	***0***	***250***	***0.0***	***0***	***0***	***0.0***	***0***	***0***	***190.0***	***0***	***0***	***0.0***	***0***	***0***	***482.7***	***0***	***250***		***25.0***	***4450.0***	***3097.9***	***1400.0***	***2345.3***	***6558.9***	***0.0***	***17877.1***		
Межсистемные линии электропередачи																																							
750 кВ																																							
13	ВЛ 750 кВ Ленинградская - Белозерская	Ленинградская Вологодская	2017	450 км							450														450	0	0	19993.7	6171.4	6460.5	7111.8	0	0	0	0	19743.7	ПАО "ФСК ЕЭС"	Усиление межсистемной связи ОЭС Северо-Запада - ОЭС Центра и компенсационные мероприятия при отделении энергосистем стран Балтии от ЕЭС России
	Установка ШР на ПС 750 кВ Ленинградская	Ленинградская		330 Мвар									330												0	0	330											
	Установка ШР на ПС 750 кВ Белозерская	Вологодская		330 Мвар									330												0	0	330											
330 кВ																																							
14	ВЛ 330 кВ Новосокольники - Талашкино*	Псковская Смоленская	2017	271,5 км							271.5														271.5	0	0	4852.1	1000.0	1000.0	1000.0	1567.2	0	0	0	4567.2	ПАО "ФСК ЕЭС"	Компенсационные мероприятия при отделении энергосистем стран Балтии от ЕЭС России
	Итого по межсистемным объектам 750 кВ				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***450***	***0***	***660***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***450***	***0***	***660***		***6171.4***	***6460.5***	***7111.8***	***0***	***0***	***0***	***0***	***19743.7***		
	Итого по межсистемным объектам 330 кВ				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***271.5***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***271.5***	***0***	***0***		***1000***	***1000***	***1000***	***1567.2***	***0***	***0***	***0***	***4567.2***		
Для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, в также для реализации выданных технических условий																																							
330 кВ																																							
15	ПС 330 кВ Ручей	Новгородская	2021	2х125 МВА																			250		0	250	0	4053.1	0	0	0	0	7.4	1993.9	2051.8	4053.1	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения Бабиновской промзоны в Чудовском районе Новгородской области
	Заходы ВЛ 330 кВ Ленинградская - Чудово на ПС Ручей			2х1 км																		2			2	0	0											

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС)									Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
				ПС, км (в т.ч. по ОЭС) ПС МВА	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	Полная стоимость строительства	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого		
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.		
16	ПС 330 кВ Усть-Луга	Ленинградская	2017	2х200 МВА								400													0	400	0	1749.9	50.0	50.0	250.0	500.0	801.1	0	0	1651.1	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения портовых комплексов Усть-Луга, Вистино, Горки Ленинградской области
	Заходы ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС-2 - Кингисеппская на ПС Усть-Луга			2х1 км							2														2	0	0											
	220 кВ																																						
17	ВЛ 220 кВ Микунь-Сыктывкар №2	Республики Коми	2021	87,2 км																		87.2			87.2	0	0	3072.6	0	0	0	0	220.5	1364.7	1487.4	3072.6	Инвестор	Повышение надежности электроснабжения г. Сыктывкар и прилегающего района
	Установка второго АТ на ПС 220 кВ Сыктывкар			125 МВА																			125		0	125	0											
	Итого по 330 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий				*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*2*	*400*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*2*	*250*	*0*	*4*	*650*	*0*		*50.0*	*50.0*	*250.0*	*500.0*	*808.4*	*1993.9*	*2651.8*	*5704.2*		
	Итого по 220 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий				*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*87.2*	*125*	*0*	*87.2*	*125*	*0*		*0.0*	*0.0*	*0.0*	*0.0*	*220.5*	*1364.7*	*1487.4*	*3072.6*		
	Для снятия сетевых ограничений и повышение надежности электроснабжения существующих потребителей.																																						
	330 кВ																																						
18	ВЛ 330 кВ Кольская АЭС - Кондопожская ГЭС - Лоухи - Путкинская ГЭС - Ондская ГЭС	Карельская и Мурманская	2016	298 км				298																	298	0	0	12663.8	150.0	200.0	664.1	0	0	0	0	1014.1	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Республики Карелия и Мурманской области
	Установка УШР на РП Ондский	Карельская		УШР 180 Мвар						180															0	0	180											
	Установка ШР на РП Путкинский			ШР 100 Мвар						100															0	0	100											
19	ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС - Петрозаводск	Карельская	2021	278 км																		278			278	0	0	4688.6	0	0	0	100.0	1446.0	1500.0	1642.6	4688.6	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Республики Карелия и Мурманской области
20	ВЛ 330 кВ ПС Тихкин-Литейный - Петрозаводск	Ленинградская Карельская	2021	280 км																		280			280	0	0	4722.3	0	0	0	100.0	1400.0	1500.0	1722.3	4722.3	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Республики Карелия и Мурманской области
21	Установка АТ-3 330/110 кВ 200 МВА на ПС 330 кВ Центральная	Ленинградская	2018	200 МВА											200										0	200	0	400.0	12.0	7.0	60.0	320.9	0	0	0	399.9	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения ПС 110 кВ Московская- Товарная ОАО "СПбЭС"
22	ПС 330 кВ Ломоносовская	Ленинградская	2017	2х200 МВА								400													0	400	0	4202.0	75.0	2000.0	1998.9	0	0	0	0	4073.9	ПАО "ФСК ЕЭС"	Разгрузка АТ 330/110 кВ 2х200 МВА на ЛАЭС и усиление сети 110 кВ Ломоносовского района.
	Заходы ВКЛ 330 кВ Ленинградская АЭС - Западная на ПС 330 кВ Ломоносовская			2х10 км							20														20	0	0											
23	Установка АТ-4 330/110 кВ на ПС 330 кВ Северная	Ленинградская	2017	200 МВА								200													0	200	0	500.0	8.0	200.0	235.7	50.0	0	0	0	493.7	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей
24	ПС 330 кВ Заневская	Ленинградская	2021	3х200 МВА																			600		0	600	0	4811.3	0	0	0	0	735.1	1516.3	2559.9	4811.3	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Всеволожского района Ленинградской области
	Заходы ВЛ 330 кВ Киришская ГРЭС - Восточная I цепь на ПС 330 кВ Заневская			2х5 км																		10			10	0	0											
25	ПС 330 кВ Новодевяткино вблизи Северной ТЭЦ-21	Ленинградская	2019	2х200 МВА													400								0	400	0	3153.8	41.2	0	675.6	848.2	1522.4	0	0	3087.3	Инвестор	Повышение надежности электроснабжения потребителей Санкт-

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС)									Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
				ПС, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	Полная стоимость строительства млн. руб.	2015 г. млн. руб.	2016 г. млн. руб.	2017 г. млн. руб.	2018 г. млн. руб.	2019 г. млн. руб.	2020 г. млн. руб.	2021 г. млн. руб.	Итого млн. руб.		
25	Заходы ВЛ 330 кВ Восточная - Выборгская I цепь на ПС 330 кВ Новодевяткино	Ленинградская	2019	2х1,0 км													2								2	0	0	5133.8	41.2	0	67.5.0	840.2	1322.4	0	0	3000.2	Инвестор	Повышение надежности электроснабжения потребителей Санкт-Петербурга и Карельского перешейка
26	ПС 330 кВ Окуловская (установка третьего АТ 330/110 кВ 125 МВА)	Новгородская	2021	125 МВА																			125		0	125	0	1028.3	0	0	0	0	0	197.1	831.1	1028.3	Инвестор	Повышение надежности электроснабжения потребителей Боровичского, Окуловского, Пестовского, Мошенского, Любытинского районов Новгородской области и тяговых подстанций Октябрьской железной дороги на участке Бологое - Чудово
27	ПС 330 кВ Мурманская	Мурманской области	2018	2х250 МВА											500										0	500	0	2437.1	250.0	700.0	550.0	802.1	0	0	0	2302.1	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей северных районов Мурманской области и обеспечение технологического присоединения к электрической сети новых потребителей.
	Заходы ВЛ 330 кВ Серебрянская ГЭС-15 - Выходной на ПС 330 кВ Мурманская			2х4,2 км										8.4											8.4	0	0											
28	ПС 330 кВ Мончегорск (реконструкция), ВЛ 330 кВ Выходной-Мончегорск (заводка на ПС 330 кВ Мончегорск и ПС 330 кВ Выходной по проектной схеме)	Мурманской области	2020	4,15 км																4.15					4.15	0	0	1700.3	0	0	39.6	90.4	95.0	1201.4	0	1426.4	ПАО "ФСК ЕЭС"	Предотвращение ограничения потребителей северной части Мурманской области при аварийном отключении одноцепных ВЛ 330 кВ Мончегорск - Оленегорск или Оленегорск - Выходной.
29	ПС 330 кВ Новосокольники (установка третьего АТ330/110 кВ 125 МВА)	Псковская	2021	125 МВА																			125		0	125	0	1008.9	0	0	0	0	0	197.1	811.8	1008.9	Инвестор	Повышение надежности электроснабжения потребителей г. Великие Луки Псковской области, Великолукского, Новосокольнического, Невельского, Усвятского, Куньинского районов.
30	ВЛ 330 кВ Лужская - Псков	Псковская область	2017	150 км							150														150	0	0	3384.5	100.0	800.0	1550.0	889.5	0	0	0	3339.5	ПАО "ФСК ЕЭС"	Компенсационные мероприятия при отделении энергосистем стран Балтии от ЕЭС России
	220 кВ																																						
31	ВЛ 220 кВ Печорская ГРЭС - Ухта - Микунь (2012 г. - Ухта - Микунь)	Республики Коми	2017	294,3 км							294.3														294.3	0	0	8790.12	400	400	400	1198.35	0	0	0	2398.35	ПАО "ФСК ЕЭС"	Исключение ограничения потребителей в зимний максимум нагрузки в энергосистеме Республики Коми и Котласском энергоузле при аварийном отключении одноцепных ВЛ 220 кВ Печорская ГРЭС - Зеленоборск - Ухта.
	Установка ШР 220 кВ 75 Мвар на ПС Ухта			75 Мвар									75												0	0	75											
32	ВЛ 220 кВ Микунь-Заовражье	Республики Коми Архангельская	2021	250 км																		250			250	0	0	6475.0	0	0	0	0	882.2	2729.3	2863.5	6475.0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Микунь-Сыктывкарского и Котласского энергоузлов, увеличение пропускной способности транзита 220 кВ Коми – Архангельск
	Итого по 330 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей				***0***	***0***	***0***	***298***	***0***	***280***	***170***	***600***	***0***	***8***	***700***	***0***	***2***	***400***	***0***	***4***	***0***	***0***	***568***	***850***	***0***	***1051***	***2550***	***280***		***636.2***	***3907.0***	***5773.8***	***3201.1***	***5198.5***	***6111.9***	***7567.8***	***32396.3***		
	Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***294.3***	***0***	***75***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***250***	***0***	***0***	***544.3***	***0***	***75***		***400.0***	***400.0***	***400.0***	***1198.4***	***882.2***	***2729.3***	***2863.5***	***8873.3***		
	Объекты реновации с увеличением трансформаторной мощности																																						
	330 кВ																																						
33	ПС 330 кВ Ржевская установка третьего АТ 330 кВ	Ленинградская	2021	200 МВА																			200		0	200	0	952.9	0	0	0	0	0	182.0	770.9	952.9	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС)									Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
				ПС, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	Полная стоимость строительства млн. руб.	2015 г. млн. руб.	2016 г. млн. руб.	2017 г. млн. руб.	2018 г. млн. руб.	2019 г. млн. руб.	2020 г. млн. руб.	2021 г. млн. руб.	Итого млн. руб.		
34	ПС 330 кВ Тихвин - Литейный (комплексная реконструкция)	Ленинградская	2020	2х125 МВА 200 МВА 250 МВА																200					0	200	0	1323.5	0	0	0	35.0	78.7	600.0	575.6	1289.3	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Ленинградской области
220 кВ																																							
36	ПС 220 кВ Парголово	Ленинградская	2020	2х80 МВА																160					0	160	0	1054.9	0.0	200.0	200.0	200.0	280.0	114	0	994.4	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения районов г. Санкт-Петербурга
35	ПС 220 кВ Сортавальская	Республика Карелия	2019	БСК 30 Мвар															30						0	0	30	31.0	0	0	3.0	2.5	25.6	0	0	31.0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение допустимых уровней напряжения в сети 110 - 220 кВ в послеаварийных режимах при отключении ВЛ 220 кВ Суоярви - Лясхеля и Лясхеля - Сортавала
37	ПС 220 кВ Древлянка	Республика Карелия	2021	2х200 МВА																				400	0	400	0	2642.6	0	0	0	26.9	24.0	600.0	693.8	1344.7	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения энергосистемы Республики Карелия
38	ПС 220 кВ Усинская	Республика Коми	2021	3х40 МВА																				40	0	40	0	3537.9	0	0	0	14.0	24.9	2000.0	1482.4	3521.2	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей Усинского района
39	ПС 220 кВ Зеленоборская	Республика Коми	2020	2х63 МВА																126					0	126	0	445.1	0	0	0	0	36.8	408.3	0.0	445.1	ПАО "ФСК ЕЭС"	Исключение перегрузки одного АТ при отключении другого, создание возможности присоединения новых потребителей прилегающего района
	Итого по объектам реновации 330 кВ				*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*200*	*0*	*0*	*200*	*0*	*0*	*400*	*0*		*0.0*	*0.0*	*0.0*	*35.0*	*78.7*	*782.0*	*1346.5*	*2242.2*		
	Итого по объектам реновации 220 кВ				*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*30*	*0*	*286*	*0*	*0*	*440*	*0*	*0*	*726*	*30*		*0.0*	*200.0*	*203.0*	*243.4*	*391.2*	*3122.8*	*2176.1*	*6336.5*		

	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.
ВСЕГО, в т.ч.	0.0	0	0	392.6	0	280	1385.9	1000	1315	8.4	700	0	144.1	2400	360	194.2	486	0	907.2	1865	0	3032.35	6451	1955	8282.6	16467.5	18802.6	10972.3	15318.7	22663.4	17493.1	110000.3
по 750 кВ	0	0	0	0	0	0	450.0	0	990	0	0	0	142.1	2000	330	0	0	0	0	0	0	592.1	2000	1320	6171.4	6460.5	8077.8	2827.3	5393.9	0.0	0.0	28930.9
по 330 кВ	0.0	0	0	392.6	0	280	641.6	1000	250	8.4	700	0	2.0	400	0	194.2	200	0	570.0	1300	0	1808.75	3600	530	1711.2	9407.0	10121.8	6703.3	8430.9	15446.7	10966.1	62787.0
по 220 кВ	0	0	0	0.0	0	0	294.3	0	75	0.0	0	0	0	0	30	0	286	0	337.2	565	0	631.5	851	105	400.0	600.0	603.0	1441.8	1493.9	7216.8	6527.0	18282.4

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2015 - 2021 ГОДОВ ОЭС ЦЕНТРА (без МОСКОВСКОЙ ЭС)

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС) Полная стоимость строительства	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
				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.	млн. руб.		
Объекты для выдачи мощности электростанций																																							
АЭС																																							
500 и 220 кВ																																							
1	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-2 - Елецкая (Борино) с реконструкцией ПС 500 кВ Елецкая (Борино)	Воронежская, Липецкая	2016	229,4 км, ПР-180				229.4		180																**229.4**	**0**	**180**	7500.0	0.0	1500.0	2102.7	0.0	0.0	0.0	0.0	**3602.7**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение выдачи мощности блока № 1 (1150 МВт) Нововоронежской АЭС-2
2	Реконструкция ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС - Донбасская и ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС - Старый Оскол (заходы на Нововоронежскую АЭС-2)	Воронежская	2016	4х2 км				8																		**8**	**0**	**0**	445.1	0.0	50.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	**50.0**	ПАО "ФСК ЕЭС"	
3	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС-2 - Бутурлиновка с ПС 220 кВ Бутурлиновка	Воронежская	2016	125 км, 125 МВА				125	125																	**125**	**125**	**0**	2180.0	335.0	335.0	193.4	0.0	0.0	0.0	0.0	**863.4**	ПАО "ФСК ЕЭС"	
4	КЛ №1 220 кВ Нововоронежская АЭС-2 - Новая и КЛ №2 220 кВ Нововоронежская АЭС-2 - Новая. Реконструкция ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Лески 3, 4 и ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Латная № 2 (перезавод в РУ 220 кВ Нововоронежской АЭС-2)	Воронежская	2016	2х1,5 км, 2,5 км 2х1,9 км				9.3																		**9.3**	**0**	**0**	614.0	0.0	100.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	**100.0**	ПАО "ФСК ЕЭС"	
5	Автотрансформатор связи № 1 на Нововоронежской АЭС-2 - АТ 500/220 кВ	Воронежская	2016	501 МВА				501																		**501**	**0**	**0**	1063.7	0.0	1063.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	**1063.7**	ОАО "Росатомэ"	
6	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-2 - Старый Оскол № 2 с реконструкцией ПС 500 кВ Старый Оскол	Воронежская, Белгородская	2018	92 км										92												**92**	**0**	**0**	1551.6	0.0	80.0	700.0	704.4	0.0	0.0	0.0	**1484.4**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение выдачи мощности блока №2 (1150 МВт) Нововоронежской АЭС-2
7	Автотрансформатор связи № 2 на Нововоронежской АЭС-2 АТ 500/220 кВ	Воронежская	2017	501 МВА											**501**											**0**	**501**	**0**	1138.7	0.0	0.0	540.4	598.3	0.0	0.0	0.0	**1138.7**	ОАО "Росатомэ"	
8	Реконструкция ВЛ 220 кВ Ярославская - Тутаев, ВЛ 220 кВ Ярославская - Тверицкая. Заходы на ПГУ-ТЭЦ в г. Ярославль (Хущино-Тенинскую ТЭС)	Ярославская	2017	12 км, 2х23 км							58															**58**	**0**	**0**	1845.6	1250.0	400.0	135.6	0.0	0.0	0.0	0.0	**1785.6**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение выдачи мощности ПГУ-ТЭС в г. Ярославль (Хущино-Тенинской ТЭС, 450 МВт)
	Итого по 500 кВ для выдачи мощности АЭС				***0***	***0***	***0***	***738.4***	***0***	***180***	***0***	***0***	***0***	***92***	***501***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***830.4***	***501***	***180***		***0.0***	***2693.7***	***3343.2***	***1302.6***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***7339.4***		
	Итого по 220 кВ для выдачи мощности АЭС				***0***	***0***	***0***	***134.3***	***125***	***0***	***58***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***192.3***	***125***	***0***		***1585.0***	***835.0***	***329.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***2749.0***		
ТЭС																																							
220 кВ																																							
9	ВЛ 220 кВ Череповецкая ГРЭС - РПП-2 (вторая ВЛ) и ВЛ 220 кВ Череповецкая ГРЭС - Череповецкая	Вологодская	2015	48.3 км, 32 км	80.3																					**80.3**	**0**	**0**	1850.0	1428.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	**1428.7**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение выдачи мощности блока №4 (420 МВт) Череповецкой ГРЭС
	Итого по 220 кВ для выдачи мощности ТЭС				***80.3***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***80.3***	***0***	***0***		***1428.7***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***1428.7***		
	Итого по 500 кВ для выдачи мощности электростанций				***0***	***0***	***0***	***738.4***	***0***	***180***	***0***	***0***	***0***	***92***	***501***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***830.4***	***501***	***180***		***0.0***	***2693.7***	***3343.2***	***1302.6***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***7339.4***		
	Итого по 220 кВ для выдачи мощности электростанций				***80.3***	***0***	***0***	***134.3***	***125***	***0***	***58***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***272.6***	***125***	***0***		***3013.7***	***835.0***	***329.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***4177.7***		
Межсистемные линии электропередачи																																							
750 кВ																																							
10	ВЛ 750 кВ Ленинградская - Белозерская (объемы учтены в ОЭС Северо-Запада)	Ленинградская Вологодская	2017	450 км 2хПР- 330																						0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Усиление межсистемной связи ОЭС Северо-Запада - ОЭС Центра и компенсационное мероприятие при отделении энергосистем стран Балтии от ЕЭС России
500 кВ																																							
11	ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС - Нижегородская (объемы учтены в ОЭС Средней Волги)	Костромская, Нижегородская	2015	285,48 км																						0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Нижегородского энергоузла и г. Нижний Новгород
330 кВ																																							
12	ВЛ 330 кВ Новосокольники - Талашкино (объемы учтены в ОЭС Северо-Запада)	Псковская, Смоленская	2017	271,5 км																						0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Компенсационные мероприятия при отделении энергосистем стран Балтии от ЕЭС России
	Итого по межсистемным объектам 750 кВ				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***		***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***		
	Итого по межсистемным объектам 500 кВ				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***		***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***		
	Итого по межсистемным объектам 330 кВ				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***		***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***		
Объекты для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий																																							
500 кВ																																							

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС) Полная стоимость строительства	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
				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.	млн. руб.		
13	Установка третьего автотрансформатора 500/110 кВ мощностью 250 МВА на ПС 500 кВ Старый Оскол	Белгородская	2016	250 МВА					250																**0**	**250**	**0**	937.8	150.0	450.0	241.5	0.0	0.0	0.0	0.0	**841.5**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения Стойленского ГОК
14	Строительство ПС 500 кВ Белобережская с заходами ВЛ 500 кВ Новобрянская - Елецкая,	Брянская	2017	2х3х167 МВА, ВЛ 500 кВ - 3,15 км							3.15	1002													**3.15**	**1002**	**0**	4393.0	300.0	300.0	400.0	2322.7	582.5	0.0	0.0	**3905.2**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей Брянской области
	ВЛ 220 кВ Белобережская - Цементная, ВЛ 220 кВ Белобережская - Мегазавод и ВЛ 220 кВ Белобережская - Брянская			ВЛ 220 кВ - 104 км, КЛ 220 кВ 0,35 км							104.4														**104.35**	**0**	**0**											
15	ПС 500 кВ Обнинская с ВЛ 500 кВ Калужская - Обнинская	Калужская	2017	3х167 МВА, 200 МВА 14,2 км							14.2	701													**14.2**	**701**	**0**	2273.7	400.0	553.2	1147.4	0.0	0.0	0.0	0.0	**2100.5**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей в северной части Калужской области (Индустриальный парк Ворсино и др.).
16	две ВЛ 220 кВ Обнинск - Созвездие		2017	2х20 км							40														**40**	**0**	**0**	424.5	87.2	106.5	150.0	50.0	0.0	0.0	0.0	**393.7**		
	330 кВ																																						
17	Установка третьего АТ 330/110 кВ на ПС 330 кВ Губкин	Белгородская	2016	200 МВА					200																**0**	**200**	**0**	597.2	250.0	340.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	**590.3**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей: ОАО "КМА Руда", ОАО "Стойленский ГОК" и др.
	220 кВ																																						
18	ВЛ 220 кВ Правобережная - Борино (Сокол)	Липецкая	2015	12 км	12																				**12**	**0**	**0**	130.0	91.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	**91.1**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей в районе ПС Правобережная
19	Строительство заходов двух цепей ВЛ 220 кВ Липецкая – Металлургическая на ПС 220 кВ Казинка	Липецкая	2021	4х1 км																			**4**		**4**	**0**	**0**	25.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.7	**6.7**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения ОЭЗ ППТ Липецк
20	ПС 220 кВ Казинка	Липецкая	2021	2х250 МВА																				**500**		**0**	**500**	**0**	3136.7	0.0	0.0	0.0	0.0	955.7	985.6	1195.4	**3136.7**	Инвестор	
21	Расширение ПС 220 кВ Мегазавод с установкой второго АТ 220/110/10 кВ	Брянская	2018	125 МВА											125										**0**	**125**	**0**	200.0	0.0	30.0	100.0	68.3	0.0	0.0	0.0	**198.3**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения ЗАО "УК"БМЗ"
22	Установка АТ-2 220/110 кВ на ПС 220 кВ Электрон с реконструкцией ОРУ 110 кВ	Калужская	2015	125 МВА		125																			**0**	**125**	**0**	500.0	16.8	15.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	**31.8**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения Калужского цементного завода и Сухиничского завода стального проката АВ-Сталь
23	ПС 220 кВ Созвездие (Ворсино), установка АТ-2	Калужская	2017	250 МВА								250													**0**	**250**	**0**	761.2	234.5	245.5	281.2	0.0	0.0	0.0	0.0	**761.2**	ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	Обеспечение технологического присоединения потребителей в северной части Калужской области, в т.ч. ИП Ворсино
24	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Мирная - Мегазавод (Кедрово) на ПС 220 кВ Созвездие		2016	1,25 км 2,48 км				3.73																	**3.73**	**0**	**0**	72.1	15.0	41.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	**56.3**	ПАО "ФСК ЕЭС"	
25	Установка трансформатора 220/35 кВ на ПС 220 кВ Мегазавод	Калужская	2019	1х180 МВА													180								**0**	**180**	**0**	343.7	0.0	0.0	108.1	113.1	122.5	0.0	0.0	**343.7**	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения 3 очереди ЗАО "Калужский научно-производственный электрометаллургический завод"
	Итого по 500 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий				***0***	***0***	***0***	***0***	***250***	***0***	***17.35***	***1703***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***17.35***	***1953***	***0***		***850***	***1303.16***	***1788.86***	***2322.69***	***582.47***	***0***	***0***	***6847.18***		
	Итого по 330 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий				***0***	***0***	***0***	***0***	***200***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***200***	***0***		***250***	***340.33***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***590.33***		
	Итого по 220 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий				***12***	***125***	***0***	***3.73***	***0***	***0***	***144.35***	***250***	***0***	***0***	***125***	***0***	***0***	***180***	***0***	***0***	***0***	***0***	***4***	***500***	***0***	***164.08***	***1180***	***0***		***444.583***	***438.289***	***639.252***	***231.371***	***1078.16***	***985.595***	***1202.09***	***5019.3408***		
	Объекты для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей																																						
	500 кВ																																						

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС)									Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
				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	Полная стоимость строительства	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого		
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.		
26	ВЛ 500 кВ Дорохово - Обнинск (объемы учтены в Московской энергосистеме)	Московская, Калужская	2021	110 км																					0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения Калужской энергосистемы и обеспечения технологического присоединения новых потребителей к электрической сети
	220 кВ																																						
27	Установка БСК на ПС 220 кВ Ливны	Орловская	2016	2х26 Мвар						52															0	0	52	111.9	40.0	49.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	89.9	ПАО "ФСК ЕЭС"	Поддержание допустимых уровней напряжения в прилегающей сети
28	ВЛ 220 кВ Грибово - Победа и реконструкция ОРУ 220 кВ ПС Победа	Тверская, Московская	2021	140 км																		140			140	0	0	1970.2	0.0	0.0	50.0	50.0	600.0	600.0	670.2	1970.2	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Рязанско - Нелидовского энергоузла Тверской области
	Итого по 500 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей				*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*		*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*		
	Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей				*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*52*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*140*	*0*	*0*	*140*	*0*	*52*		*40*	*49.88*	*50*	*50*	*600*	*600*	*670.18*	*2060.06*		
	Объекты реновации с увеличенном трансформаторной мощности																																						
	330 кВ																																						
29	ПС 330 кВ Губкин	Белгородская	2017	2х200+ 3х63МВА								589													0	589	0	2320.1	150.0	250.0	94.9	0.0	0.0	0.0	0.0	494.9	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
30	ПС 330 кВ Белгород	Белгородская	2016, 2017	2х250+2х25 МВА					275			275													0	550	0	3028.2	253.1	297.4	83.0	0.0	0.0	0.0	0.0	633.5	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
	220 кВ																																						
31	ПС 220 кВ Латная, замена АТ-2	Воронежская	2017	200 МВА								200													0	200	0	92.3	3.7	40.0	42.7	0.0	0.0	0.0	0.0	86.4	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
32	ПС 220 кВ Брянская	Брянская	2020	2х250 МВА																500					0	500	0	2044.3	10.0	393.3	400.0	400.0	400.0	400.0	0.0	2003.3	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
33	ПС 220 кВ Правобережная	Липецкая	2018	2х150 МВА											300										0	300	0	2108.6	0.0	0.0	0.0	190.4	0.0	0.0	0.0	190.4	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
34	ПС 220 кВ Ямская	Рязанская	2020	2х250+2х40																580					0	580	0	2902.6	200.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.2	0.0	700.2	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
35	ПС 220 кВ Кострома-2	Костромская	2021	2х125 МВА																			250		0	250	0	1775.3	0.1	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0	292.9	1743.0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
36	ПС 220 кВ Тамбовская-4	Тамбовская	2021	2х250+2х40 МВА																			580		0	580	0	4002.8	2.0	2.0	2.0	80.2	100.0	1880.0	1897.4	3963.5	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
37	ПС 220 кВ Северная (Тула)	Тульская	2017	200 МВА								200													0	200	0	544.7	14.7	1.5	525.0	0.0	0.0	0.0	0.0	541.2	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
38	ПС 220 кВ Орловская Районная	Орловская	2021	2х125(один из них существующий) +2х40 МВА +2х26 Мвар																			205	52	0	205	52	2376.7	33.0	3.0	3.0	130.0	130.0	130.0	139.5	568.5	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
39	ПС 220 кВ Южная (Воронеж)	Воронежская	2021	2х250+2х40 +10 МВА 54,5 Мвар																			590	54.5	0	590	54.5	1947.1	2.0	2.0	20.0	165.0	283.5	170.0	179.7	822.1	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
	Итого по объектам реновации 330 кВ				*0*	*0*	*0*	*0*	*275*	*0*	*0*	*864*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*1139*	*0*		*403.1*	*547.4*	*178.0*	*0.0*	*0.0*	*0.0*	*0.0*	*1128.4*		

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС)									Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
				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	Полная стоимость строительства	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого		
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.		
	Итого по объектам реновации 220 кВ				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***400***	***0***	***0***	***300***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***1080***	***0***	***0***	***1625***	***106.5***	***0***	***3405***	***106.5***		***265.5***	***831.8***	***1382.7***	***1355.6***	***1303.5***	***2970.2***	***2509.4***	***10618.6***		

	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС)							
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого
																									млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.
ВСЕГО, в т.ч.	**92.3**	**125**	**0**	**876.43**	**850**	**232**	**219.7**	**3217**	**0**	**92**	**926**	**0**	**0**	**180**	**0**	**0**	**1080**	**0**	**144**	**2125**	**106.5**	**1424.4**	**8503**	**338.5**	**5266.8**	**7039.5**	**7710.9**	**5262.2**	**3564.1**	**4555.8**	**4381.7**	**37781.0**
по 500 кВ	**0**	**0**	**0**	**738.4**	**250**	**180**	**17.35**	**1703**	**0**	**92**	**501**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**847.75**	**2454**	**180**	**850.0**	**3996.8**	**5132.0**	**3625.3**	**582.5**	**0.0**	**0.0**	**14186.6**
по 330 кВ	**0**	**0**	**0**	**0**	**475**	**0**	**0**	**864**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1339**	**0**	**653.1**	**887.7**	**178.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**1718.8**
по 220 кВ	**92.3**	**125**	**0**	**138.03**	**125**	**52**	**202.35**	**650**	**0**	**0**	**425**	**0**	**0**	**180**	**0**	**0**	**1080**	**0**	**144**	**2125**	**106.5**	**576.68**	**4710**	**158.5**	**3763.8**	**2155.0**	**2400.9**	**1636.9**	**2981.6**	**4555.8**	**4381.7**	**21875.7**

Примечание:

В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2015 - 2021 ГОДОВ МОСКОВСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			В прогнозных ценах (с НДС) Полная стоимость строительства	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
				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.	млн. руб.		
	Объекты для выдачи мощности электростанций																																						
	АЭС																																						
	500 кВ																																						
1	ВЛ 500 кВ Дорохово - Пяжино	Московская	2021	160 км, ШР-180																			160		180	160	0	180	2698.5	0	0	0	0	20	1000	1678	2698.5	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение выдачи мощности блока № 4 (1000 МВт) Калининской АЭС
2	ВЛ 500 кВ Грибово - Дорохово №2	Московская	2021	85 км																			85			85	0	0	1433.6	0	0	0	0	5	287	1142	1433.6	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение выдачи мощности блока № 4 (1000 МВт) Калининской АЭС
3	ПП 500 кВ Пяжино с заходами ВЛ 500 кВ Михайловская - Чигино с отп. и ВЛ 500 кВ Новокшинская - Пихра	Московская	2021	4х10 км																			40			40	0	0	674.6	0	0	0	0	40	101	533	674.6	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение выдачи мощности блока № 4 (1000 МВт) Калининской АЭС
	Итого по 500 кВ для выдачи мощности АЭС				*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*	*65.0*	*1388.0*	*3353.7*	*4806.7*		
	ГЭС, ГАЭС																																						
	500 и 220 кВ																																						
4	Первая и вторая ВЛ 500 кВ Загорская ГАЭС-2 - Ярцево	Московская	2018	2х30 км										60												60	0	0	6163.97	0	140	119	0	0	0	0	258.6	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение выдачи мощности Загорской ГАЭС-2
	реконструкция ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС - Трубино и строительство заходов на ПС 500 кВ Ярцево	Московская	2017	2х1 км							2															2	0	0											
	перевод ПС 220 кВ Ярцево на 500 кВ и установка АТГ 500/220 кВ	Московская	2017	2х501 МВА								1002														0	1002	0											
	Итого по 500 кВ для выдачи мощности ГАЭС				*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*2*	*1002*	*0*	*60*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*62*	*1002*	*0*	*6163.97*	*0*	*140*	*118.55*	*0*	*0*	*0*	*0*	*258.55*		
	ТЭС																																						
	220 кВ																																						
6	КЛ 220 кВ ТЭЦ-12 - Золотарёвская №1 и №2	Московская	2015	2х3,9 км	7.8																					7.8	0	0	996.7	997	0	0	0	0	0	0	996.70	ОАО "Энергокомплекс"	Обеспечение выдачи мощности ПГУ 220 МВт ТЭЦ-12 г. Москвы
7	КЛ 220 кВ ТЭЦ-12 - Прехня №1 и №2		2015	2х4,6 км	9.2																					9.2	0	0	1175.5	1176	0	0	0	0	0	0	1175.50		
8	Сооружение кабельных заходов КВЛ 220 кВ ТЭЦ-23 - Руднево и ВЛ 220 кВ Руднево - Восточная на ГТЭС Городецкая (Кожухово)	Московская	2017	4х1 км							4															4	0	0	969.2	969	0	0	0	0	0	0	969.16	ПАО "МОЭСК"	Обеспечение выдачи мощности ГТЭС Городецкая г. Москвы
	Итого по 220 кВ для выдачи мощности ТЭС				*17*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*4*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*21*	*0*	*0*		*3141.4*	*0.0*	*0.0*	*0.0*	*0.0*	*0.0*	*0.0*	*3141.4*		
	Итого по 500 кВ для выдачи мощности электростанций				*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*2*	*1002*	*0*	*60*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*285*	*0*	*180*	*347*	*1002*	*180*		*0.0*	*140.0*	*118.6*	*0.0*	*65.0*	*1388.0*	*3353.7*	*5065.2*		
	Итого по 220 кВ для выдачи мощности электростанций				*17*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*4*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*21*	*0*	*0*		*3141.4*	*0.0*	*0.0*	*0.0*	*0.0*	*0.0*	*0.0*	*3141.4*		
	Для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий																																						
	500 кВ																																						
9	ПС 500 кВ Софьино с заходами ВЛ 500 кВ Дорохово - Пяжино	Московская	2021	2х500 МВА 2х100 МВА 2х0,5 км																			1	600		1	600	0	2019.6	0	0	0	10	35	904	1070	2019.55	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей новых территорий г. Москвы
10	Заходы ВЛ 220 кВ Кедрово - Лесная на ПС Софьино *	Московская	2021	2х6 км																			12			12	0	0	256.7	0	0	0	0	0	51	206	256.71	Инвестор	
	220 кВ																																						
11	Вторая цепь транзита 220 кВ Очаково - Говорово - Чоботы	Московская	2015	КЛ 220 кВ 4х1,1 км ВЛ 220 кВ 15,6 км	20																					20	0	0	239.0	134	55	0	0	0	0	0	189.00	ПАО "МОЭСК"	Повышение надежности электроснабжения потребителей района Солнцево, Переделкино г. Москвы (ИП ПАО "МОЭСК")
12	КЛ 220 кВ Красносельская - ТЭЦ-23 №1 и №2	Московская	2015	2х11,1 км	22.2																					22.2	0	0	3501.2	3501	0	0	0	0	0	0	3501.16	ОАО "Энергокомплекс"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей
13	ПС 220 кВ Чапаниково с заходами ВЛ 220 кВ Сигма - Радищево I цепь	Московская	2015	2х40 МВА		80																				0	80	0	1212.83	999	0	0	0	0	0	0	998.53	ООО "СК Регион"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей (ОЭЗ "Зеленоград")
				2х5 км	10																					10	0	0											
14	ПС 220 кВ Битум с двумя ВЛ 220 кВ Капотня - Битум	Московская	2015	2х63 МВА		126																				0	126	0	1888.70	1889	0	0	0	0	0	0	1888.70	ОАО "НПЭ"	Обеспечение технологического присоединения ОАО «Московский нефтеперерабатывающий завод»
				2х1,6 км	3.2																					3.2	0	0											
15	ПС 110 кВ Нефтезавод (перевод на напряжение 220 кВ) с установкой автотрансформатора связи 220/110 кВ	Московская	2015	125 МВА		125																				0	125	0	702.4	702	0	0	0	0	0	0	702.43	ОАО "НПЭ"	Обеспечение технологического присоединения ОАО

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			В прогнозных ценах (с НДС) Полная стоимость строительства	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
				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.	млн. руб.		
15	Автотрансформаторная связь 220/110 кВ и строительством ВЛ 220 кВ Кипотня - Нефтезавод	Московская	2015	2,9 км	2.9																				2.9	0	0	48.0	48	0	0	0	0	0	0	48.01	ОАО "НПЗ	«Московский нефтеперерабатывающий завод»
16	ПС 220 кВ Ступино с заходами ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Пахра	Московская	2015	2х100 МВА 2х6 км	12	200																			12	200	0	994.0	230	48	0	0	0	0	0	277.89	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения электроустановок ООО "Квинтекс"
17	ПС 220 кВ Кожевническая	Московская	2015	2х200 МВА		400																			0	400	0	2141.7	273	0	0	0	0	0	0	273.00	ПАО "МОЭСК"	Обеспечение технологического присоединения потребителей г. Москвы
18	КЛ 220 кВ ТЭЦ-20 - Кожевническая №1 и №2	Московская	2015	2х7,5 км	15																				15	0	0	2630.9	432	11	0	0	0	0	0	443.00	ПАО "МОЭСК"	Подключение ПС 220 кВ Кожевническая к электрической сети
19	КЛ 220 кВ Абрамово - Горьковская №1 и №2	Московская	2015	2х10,93 км	21.86																				21.86	0	0	3447.6	3448	0	0	0	0	0	0	3447.59	ОАО "ОЭК"	Повышение надежности электроснабжения потребителей ЦАО г. Москвы
20	ПС 220/20 кВ Архангельская с заходами КВЛ 220 кВ Очаково - Красногорская	Московская	2015	2х100 МВА		200																			0	200	0	1199.7	1200	0	0	0	0	0	0	1199.72	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения ЗАО "Рублево-Архангельское".
				2х1 км	2																				2	0	0	630.8	631	0	0	0	0	0	0	630.84		
21	КЛ 220 кВ Красносельская - Кожевническая №1 и №2	Московская	2016	2х11,5 км				23																	23	0	0	6302.4	997	968	364	0	0	0	0	2329.54	ОАО "Энергокомплекс"	Подключение ПС 220 кВ Кожевническая к электрической сети
22	ПС 220 кВ Котловка с сооружением заходов КВЛ 220 кВ ТЭЦ-20 - Коньково	Московская	2016	2х200 МВА					400																0	400	0	7079.83	1007	3707	398	0	0	0	0	5111.15	ОАО "Энергокомплекс"	Обеспечение технологического присоединения потребителей г. Москвы
				2х4,5 км				9																	9	0	0											
	Заход КВЛ 220 кВ ТЭЦ-20 - Академическая на ПС 220 кВ Котловка		2017	2х4,5 км							9														9	0	0	2713.0	429	1129	842	163	0	0	0	2563.00		
23	ПС 220/10 кВ Тесна (Терново-2) с заходом ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Ока I и II цепь	Московская	2016	2х100 МВА					200																0	200	0	1510.33	588	923	0	0	0	0	0	1510.33	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей
				4х0,5 км				2																	2	0	0											
24	ПС 220/10 кВ Братовщина с двумя ВЛ 220 кВ Трубино - Братовщина I и II цепь	Московская	2016	3х100 МВА					300																0	300	0	2331.10	907	1424	0	0	0	0	0	2331.10	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей
				2х10 км				20																	20	0	0											
25	ПС 220/20/10 кВ Белорусская	Московская	2016	2х100 МВА 2х80 МВА					360																0	360	0	3238.0	791	712	211	0	0	0	0	1714.00	ПАО "МОЭСК"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей
26	КЛ 220 кВ Магистральная - Белорусская №1 и №2	Московская	2016	2х4,5 км				9																	9	0	0	1925.0	176	566	167	0	0	0	0	909.00	ПАО "МОЭСК"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей
27	ПС 220 кВ Фишимоново (Н. Подырячево) с заходом ВЛ 220 кВ Радищево - Щуколово	Московская	2016	2х200 МВА 2х2,5 км				5	400																5	400	0	2855.0	332	459	800	785	177	0	0	2553.00	ПАО "МОЭСК"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей
28	ПС 110 кВ Автозаводская (перевод на 220 кВ)	Московская	2016	2х80 МВА					160																0	160	0	3835.0	550	0	0	0	0	0	0	550.00	ПАО "МОЭСК"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей
29	КЛ 220 кВ Автозаводская - Южная №1 и №2	Московская	2016	2х5,7 км				11.4																	11.4	0	0	1982.6	307	494	187	0	0	0	0	988.00	ПАО "МОЭСК"	Подключение ПС 220 кВ Автозаводская к электрической сети
30	Реконструкция ПС 220 кВ Дмитров с заходами ВЛ 220 кВ Ярцево - Радуга	Московская	2017	2х15 км							30														30	0	0	506.0	5	100	350	38	0	0	0	493.10	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Московской области
31	ПС 220 кВ Ершово с заходом одной цепи ВЛ 220 кВ Дорохово - Слобода	Московская	2017	2х200 МВА								400													0	400	0	1448.2	274	574	600	0	0	0	0	1448.24	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей
				2х1 км							2														2	0	0											
32	ПС 220 кВ Тютчево (Н. Пушкино) с заходами ВЛ 220 кВ Новософрино-Уча	Московская	2017	2х200 МВА 2х5 км							10	400													10	400	0	3512.4	526	665	962	997	243	0	0	3392.43	ПАО "МОЭСК"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей
33	ПС 220/20 кВ Назарьево	Московская	2018	2х100 МВА											200										0	200	0	1580.4	0	299	626	655	0	0	0	1580.43	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения ООО "АкваСтройТЭК"
34	Строительство заходов от ВЛ 220 кВ Радищево – Луч и ВЛ 220 кВ Радищево – Шмелево на ПС 220 кВ Назарьево	Московская	2018	4х1 км										4											4	0	0	618.7	20	151	165	281	0	0	0	616.15	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения ООО "АкваСтройТЭК"

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			В прогнозных ценах (с НДС)									Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
				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	Полная стоимость строительства	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого		
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.		
35	ПС 220 кВ Авдотьино (Константиново) с заходами ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Пахра и ВЛ 220 кВ Обрезцово – Лесная	Московская	2018	2x160 МВА										320											**0**	**320**	**0**	**1658.0**	**0**	**314**	**657**	**687**	**0**	**0**	**0**	**1658.05**	Инвестор (ООО "Коалко Девелопмент")	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей
				4x2,5 км										10											**10**	**0**	**0**	112.7	**0**	**0**	**0**	113	**0**	**0**	**0**	**112.67**		
36	ПС 220 кВ Сирень (перевод на 220 кВ) с заходами ВЛ 220 кВ Шатурская ГРЭС – Пески и ВЛ 220 кВ Крона - Пески	Московская	2018	2x125 МВА 4x1,5 км										6	250										**6**	**250**	**0**	4695.9	**0**	304	638	2031	1723	**0**	**0**	**4695.93**	ПАО "МОЭСК"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей
37	КЛ 220 кВ Бутырки - Белорусская №1 и №2	Московская	2018	2x12 км										24											**24**	**0**	**0**	**1633.0**	**1**	134	**281**	484	499	**0**	**0**	**1398.00**	ПАО "МОЭСК"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ЦАО г. Москвы
38	ПС 220/110 кВ Хованская (Город 101)	Московская	2019	2x250 МВА 2x100 МВА														700							**0**	**700**	**0**	6226.0	50	287	2038	**2426**	1414	**0**	**0**	**6215.00**	ПАО "МОЭСК"	Обеспечение технологического присоединения потребителей присоединенных территорий г. Москвы
39	ЛЭП 220 кВ Лесная - Хованская I и II цепь	Московская	2019	2x20 км													40								**40**	**0**	**0**	3242.0	50	152	763	**1428**	849	**0**	**0**	**3242.00**	ПАО "МОЭСК"	Подключение ПС 220/110 кВ Хованская к электрической сети
40	ПС 220/110 кВ Филипповское (Н. Марьино) со строительством заходов ЛЭП 220 кВ Лесная - Хованская	Московская	2020	2x250 МВА 2x100 МВА																	700				**0**	**700**	**0**	4411.3	0	**0**	0	844	1756	1811	**0**	**4411.27**	ПАО "МОЭСК"	Обеспечение технологического присоединения потребителей новых территорий г. Москвы
				4x1 км																4					**4**	**0**	**0**												
41	КЛ 220 кВ Никулино – Хованская (Город 101) №1 и №2 *	Московская	2020	2x15 км																30					**30**	**0**	**0**	3475.0	498	1424	**1003**	280	200	**0**	**0**	**3405.00**	ОАО "Энергокомплекс"	Повышение надежности электроснабжения потребителей присоединенных территорий г. Москвы
42	ПС 220/110/10 кВ Саввинская с заходами ВЛ 220 кВ Свобода - Дорохово 1,2	Московская	2021	2x250 МВА 4x0,2 км																			0.8	500	0.8	500	0	4543.0	**0**	**0**	**0**	2	23	1363	3156	**4543.00**	ПАО "МОЭСК"	Повышение надежности электроснабжения потребителей г.о. Звенигород.
43	Новое строительство ПС 220 кВ Метино с заходами ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС (Ступино) – Пахра (ПИР)	Московская	2021	2x250 МВА, 2x100 МВА, 2x2 км																			2	700	**2**	**700**	**0**	2503.0	**1**	**0**	**0**	**0**	372	743	1363	**2478.00**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения проекта «Большое Домодедово».
	Итого по 500 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***1***	***600***	***0***	***1.0***	***600***	***0***		***0.0***	***0.0***	***0.0***	***10.0***	***35.2***	***904.1***	***1070.3***	***2019.6***		
	Итого по 220 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий				***109.2***	***1131***	***0***	***79.4***	***1820***	***0***	***51.0***	***800***	***0***	***44.0***	***770***	***0***	***40.0***	***700***	***0***	***34.0***	***700***	***0***	***14.8***	***1200***	***0***	***372.4***	***7121***	***0***		***20993.9***	***14899.7***	***11051.4***	***11212.4***	***7254.9***	***3967.7***	***4725.0***	***74105.0***		
	Для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей																																						
	500 кВ																																						
44	ПС 500 кВ Каскадная с заходами ВЛ 500 Чагино - Ногинск и ВЛ 220 кВ Восточная - Цаги и ТЭЦ-23 - Ногинск	Московская	2015	2x250 МВА 4x100 МВА 4x0,1 км	0.4	900																			**0.4**	**900**	**0**	8889.9	831	999	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1829.44**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Московской области, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
45	ВЛ 500 кВ Дорохово - Обнинск	Московская Калужская	2021	110 км																				110	**0**	**110**	**0**	1855.2	0	**0**	**0**	**50**	274	324	1208	**1855.20**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Московской области, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
46	Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Чагино (2 АТ 500/220 кВ; 4 АТ 220/110 кВ; 2 Т 220/10 кВ)	Московская	2015	2x500 МВА		1000																			**0**	**1000**	**0**	11545.7	54	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**53.61**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, повышение надежности электроснабжения потребителей Московской области
				4x250 МВА 2x100 МВА		250																			**0**	**250**	**0**												

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			В прогнозных ценах (с НДС)									Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
				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	Полная стоимость строительства	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого		
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.		
47	Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Пяхра (2 АТ 500/220 кВ; 2АТ 220/110 кВ; 2 Т 220/10 кВ)	Московская	2017-2018	2х500 МВА								1000													0	1000	0	5938.1	100	1826	1000	1781	979	0	0	5685.73	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, повышение надежности электроснабжения потребителей Московской области
				2х250 МВА 2х100 МВА								500			200										0	700	0												
48	Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Ногинск (2 АТ 500/220 кВ; 4 АТ 220/110 кВ; 2 Т 220/10 кВ)	Московская	2016 - 2017	2х500 МВА					1000																0	1000	0	9336.2	1172	890	688	435	0	0	0	3185.44	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, повышение надежности электроснабжения потребителей Московской области
				4х250 МВА 2х100 МВА 200 Мвар								1200	200												0	1200	200												
49	Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Трубино (2 АТ 500/220 кВ; 2 АТ 220/110 кВ; 2 Т 220/10 кВ)	Московская	2016-2018	2х500 МВА					1000																0	1000	0	8745.5	200	950	950	650	448	0	0	3197.84	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, повышение надежности электроснабжения потребителей Московской области
				2х250 МВА 2х100 МВА								500			200										0	700	0												
	220 кВ																																						
50	Сооружение кабельных заходов ВЛ 220 кВ ТЭЦ-26 - Ясенево на ПС 220 кВ Бутово	Московская	2015	2х1,5 км	3																				3	0	0	746.6	747	0	0	0	0	0	0	746.62	ПАО "МОЭСК"	Повышение надежности электроснабжения потребителей г. Москвы
	Итого по 500 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей				***0***	***1000***	***0***	***0***	***2000***	***0***	***0***	***1000***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***4110***	***0***		***1526.1***	***3666.2***	***2637.5***	***2916.5***	***1700.1***	***323.7***	***1207.7***	***13977.8***		
	Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей				***3.4***	***1150***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***2200***	***200***	***0***	***400***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***3.4***	***3750***	***200***		***1577.5***	***998.6***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***2576.1***		
	Объекты реновации с увеличением трансформаторной мощности																																						
	220 кВ																																						
51	ПС 220 кВ Новобратцево (перевод на напряжение 220 кВ, установка дополнительных Т)	Московская	2015	2х100 МВА		200																			0	200	0	4589.0	502	0	0	0	0	0	0	502.00	ПАО "МОЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
52	ПС 220 кВ Чертаново	Московская	2015	2х100 МВА		200																			0	200	0	538.2	538	0	0	0	0	0	0	538.20	ПАО "МОЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
53	ПС 220 кВ Центральная	Московская	2015	2х80 МВА		160																			0	160	0	1617.0	500	50	0	0	0	0	0	550.00	ПАО "МОЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
54	ПС 220/110 кВ Красногорская, установка дополнительно двух трансформаторов 220/20 кВ	Московская	2015	2х100 МВА		200																				200		664.3	664	0	0	0	0	0	0	664.29	ПАО "МОЭСК"	Обеспечение технологического присоединения ЗАО "Рублево-Архангельское".
55	ПС 220 кВ Скиблово, замена АТ 220/110 кВ	Московская	2016	2х250 МВА					500																0	500	0	1031.0	39	410	163	0	0	0	0	613.00	ПАО "МОЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
56	ПС 220 кВ Гольяново, замена трансформаторов	Московская	2016	2х100 МВА					200																0	200	0	2122.3	236	927	195	19	700	0	0	2077.00	ПАО "МОЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
57	ПС 220 кВ Владыкино, замена трансформаторов	Московская	2017	2х80 МВА								160													0	160	0	1748.1	591	701	396	0	0	0	0	1688.00	ПАО "МОЭСК"	Для присоединения новых потребителей в р-не Отрадное, Останкинский.
58	ПС 220 кВ Лесная, замена АТ 220/110 кВ	Московская	2016 2017	2х200 МВА					200			200													0	400	0	991.0	138	46	337	247	163	0	0	931.00	ПАО "МОЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
59	ПС 220 кВ Темпы, замена АТ 220/110 кВ	Московская	2017	2х200+2х40 МВА								480													0	480	0	1990.9	200	100	240	201	0	0	0	740.41	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
60	ПС 220 кВ Южная, замена АТ 220/110 кВ	Московская	2018	2х250 МВА											500										0	500	0	4946.8	37	221	539	1951	2065	0	0	4813.00	ПАО "МОЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
61	ПС 220 кВ Луч, замена АТ 220/110 кВ	Московская	2018	2х200+2х125+2х25 МВА											700										0	700	0	3482.3	172	450	308	562	0	0	0	1492.07	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			В прогнозных ценах (с НДС)									Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
				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	Полная стоимость строительства	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого		
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.		
62	ПС 220 кВ Ока, замена АТ 220/110 кВ	Московская	2018	2х200+2х63 МВА										526											0	526	0	2466.3	50	228	227	232	0	0	0	737.38	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
63	ПС 220 кВ Баскаково, замена АТ 220/110 кВ	Московская	2018	2х250 МВА										500											0	500	0	2226.0	0	133	849	513	700	0	0	2195.00	ПАО "МОЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
64	ПС 220/110/10 кВ Пресня, установка дополнительно двух Т 220/20 кВ	Московская	2018	2х100 МВА										200											0	200	0	4018.0	167	406	575	540	246	0	0	1934.00	ПАО "МОЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
65	ПС 220/110/10 кВ Ясенево, замена АТ 220/110 кВ мощностью по 200 МВА	Московская	2020	2х250 МВА																500					0	500	0	1278.0	0	0	0	266	200	792	0	1258.00	ПАО "МОЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
66	ПС 220/110/10 кВ Сабурово, замена АТ 220/110 кВ мощностью по 200 МВА	Московская	2021	2х250 МВА																			500		0	500	0	3883.0	0	0	0	0	202	1504	2053	3759.00	ПАО "МОЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
	Итого по объектам реновации 220 кВ				***0***	***760***	***0***	***0***	***900***	***0***	***0***	***840***	***0***	***0***	***2426***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***500***	***0***	***0***	***500***	***0***	***0***	***5926***	***0***		***3834.5***	***3672.7***	***3829.5***	***4530.6***	***4276.0***	***2295.6***	***2053.4***	***24492.3***		

				2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого		
				км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар
ВСЕГО, в т.ч.				**129.6**	**4041**	**0**	**79**	**4720**	**0**	**57**	**5842**	**200**	**104**	**3596**	**0**	**40**	**700**	**0**	**34**	**1200**	**0**	**300.8**	**2410**	**180**	**744.8**	**22509**	**380**
по 500 кВ				**0**	**1000**	**0**	**0**	**2000**	**0**	**2**	**2002**	**0**	**60**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**286**	**710**	**180**	**348**	**5712**	**180**
по 220 кВ				**129.6**	**3041**	**0**	**79**	**2720**	**0**	**55**	**3840**	**200**	**44**	**3596**	**0**	**40**	**700**	**0**	**34**	**1200**	**0**	**14.8**	**1700**	**0**	**396.8**	**16797**	**200**

2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого
млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.
31073.3	**23377.1**	**17637.0**	**18669.5**	**13331.1**	**8879.1**	**12410.2**	**125377.3**
1526.1	**3806.2**	**2756.1**	**2926.5**	**1800.3**	**2615.8**	**5631.7**	**21062.6**
29547.3	**19570.9**	**14880.9**	**15743.0**	**11530.9**	**6263.3**	**6778.4**	**104314.7**

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2015 - 2021 ГОДОВ ОЭС ЮГА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС) Полная стоимость строительства	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.		
	Для выдачи мощности электростанций																																						
	АЭС																																						
	500 кВ																																						
1	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС - Тихорецк № 2	Ростовская, Кубанская	2015	350 км 2хПР-180	350		180																		**350**	**0**	**180**	10530.5	4000	5478.0	0	0	0	0	0	**9478.0**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Выдача мощности блока № 3 (1100 МВт) Ростовской АЭС.
2	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС - Ростовская	Ростовская	2019	300 км 2хПР-180							300		180												**300**	**0**	**180**	5060	583.07	1700	2551.96	0	0	0	0	**4835.03**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Выдача мощности блока № 4 (1100 МВт) Ростовской АЭС.
	Итого по 500 кВ для выдачи мощности АЭС				***350***	***0***	***180***	***0***	***0***	***0***	***300***	***0***	***180***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***650***	***0***	***360***		***4583.1***	***7178.0***	***2552.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***14313.1***		
	ГЭС																																						
	330 кВ																																						
3	ВЛ 330 кВ Зеленчукская ГЭС-ГАЭС - Черкесск с расширением ПС 330 кВ Черкесск	Карачаево-Черкесская	2015	45 км	45																				**45**	**0**	**0**	1450	417.0	160.0	0	0	0	0	0	**577.0**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Выдача мощности Зеленчукской ГЭС-ГАЭС (каскад Зеленчукский), 2х70 МВт.
	Итого по 330 кВ для выдачи мощности ГЭС				***45***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***45***	***0***	***0***		***417.0***	***160.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***577.0***		
	220 кВ																																						
4	ВЛ 220 кВ Алюминиевая - Гумрак № 2	Волгоградская	2017	16,5 км							16.5														**16.5**	**0**	**0**	591.4	**0**	64.6	526.8	0	0	0	0	**591.4**	Инвестор	Усиление схемы выдачи мощности Волжской ГЭС в связи с ее реконструкцией.
	Итого по 220 кВ для выдачи мощности ГЭС				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***16.5***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***16.5***	***0***	***0***		***0.0***	***64.6***	***526.8***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***591.4***		
	Итого по 500 кВ для выдачи мощности электростанций				***350***	***0***	***180***	***0***	***0***	***0***	***300***	***0***	***180***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***650***	***0***	***360***		***4583.1***	***7178.0***	***2552.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***14313.1***		
	Итого по 330 кВ для выдачи мощности электростанций				***45***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***45***	***0***	***0***		***417.0***	***160.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***577.0***		
	Итого по 220 кВ для выдачи мощности электростанций				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***16.5***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***16.5***	***0***	***0***		***0.0***	***64.6***	***526.8***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***591.4***		
	Для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий																																						
	500 кВ																																						
5	ВЛ 500 кВ Кубанская -Тимашь с ПС 500 кВ Тимашь, расширение ПС 500 кВ Кубанская	Кубанская	2017	120 км 3х(3х167) МВА ШР 180 Мвар СКРМ 50 Мвар				120																	**120**	**0**	**0**	9236.50	4238.80	4827.7	0	0	0	0	0	**9066.5**	Инвестор	Обеспечение передачи мощности в энергосистему Республики Крым и г. Севастополь
									1002	230															**0**	**1002**	**230**											
6	Установка третьего АТ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Шахты	Ростовская	2017	501 МВА								501													**0**	**501**	**0**	946.31	10.59	400	432.2	94	0	0	0	**936.75**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения Красносулинского металлургического комбината
	330 кВ																																						
7	Реконструкция ПС 500 кВ Невинномысск для электроснабжения индустриального парка г. Невинномысск.	Ставропольская	2017	АТ 330/110 кВ 2х125 МВА								250													**0**	**250**	**0**	2877.4	261.8	219.0	300.0	1950.2	38.9	0	0	**2769.81**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения РИТ-парка в районе г. Невинномысск
	220 кВ																																						
8	ВЛ 220 кВ Кубанская - Кирилловская №2	Кубанская	2017	20 км							20														**20**	**0**	**0**	185.31	**0**	60	122.72	**0**	0	0	0	**182.72**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения ЗАО НЦЗ Горный (547/ТП от 06.09.2010)
9	ПС 220 кВ НЦЗ Горный с отпайками от ВЛ 220 кВ Кубанская - Кирилловская № 1 и № 2		2015, 2017	2х15 км	15						15														**30**	**0**	**0**	1156.8	246.9	387.6	522.3	**0**	0	0	0	**1156.8**	ЗАО "НЦЗ Горный"	
				2х40 МВА		40						40													**0**	**80**	**0**											
10	Тяговая подстанция 220 кВ Ея с заходами ВЛ 220 кВ Тихорецк - Песчаноокопская с отпайкой на ПС Светлая	Кубанская	2015	2х5 км	10																				**10**	**0**	**0**	24.2	1.84	0	0	0	0	0	0	**1.84**	ОАО "РЖД"	Электрификация железнодорожных линий
				2х40 МВА		80																			**0**	**80**	**0**											
11	ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС - РП Волгодонск с РП Волгодонск и заходами ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 - Зимовники на Ростовскую АЭС	Ростовская	2015	6,3 км	6.3																				**6.3**	**0**	**0**	120	16.8	0	0	0	0	0	0	**16.8**	ОАО "ФСК ЕЭС"	Выдача мощности блока № 3 (1100 МВт) Ростовской АЭС.
12	ПС 220 кВ Восточная промзона с заходом ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ - Витаминкомбинат I и II цепь	Кубанская	2017	4х4 км							16														**16**	**0**	**0**	1236.7	280	700	246.4	**0**	0	0	0	**1226.4**	ПАО "ФСК ЕЭС", ОАО "Кубаньэнерго"	Обеспечение присоединения новых потребителей северо-восточной части г. Краснодара
				2х200 МВА								400													**0**	**400**	**0**											

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС)									Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
				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	Полная стоимость строительства	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого		
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.		
13	ПС 220 кВ Крутляковская с заходами ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат-Усть-Лабинск	Кубанская	2015	2х5 км	10																					**10**	**0**	**0**	1718.2	864.0	309.7	544.5	0	0	0	0	**1718.2**	ООО "КЭСК"	Обеспечение технологического присоединения КЭСК ("Коммунальная энерго-сервисная компания") г. Краснодара
				2х125 МВА		**125**						**125**														**0**	**250**	**0**												
14	ПС 220 кВ Харабали, установка БСК	Астраханская	2015	26 Мвар			26																			**0**	**0**	**26**	110.71	110.7	0	0	0	0	0	0	**110.7**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение допустимых уровней напряжения в принимающей сети.
15	ПС 220 кВ Генеральская с ВЛ 220 кВ Ростовская - Генеральская I и II цепь	Ростовская	2017	2х16 км 2х125 МВА							32															**32**	**0**	**0**	3172.6	370.3	1292.1	1510.3	0	0	0	0	**3172.6**	ООО "КЭСК"	Обеспечение технологического присоединения КЭСК ("Коммунальная энерго-сервисная компания") г. Краснодара
												250														**0**	**250**	**0**												
16	Два ВЛ 220 кВ Шахты - Красносулинский Металлургический Комбинат (КМК)	Ростовская	2017 - 2019	2х21 км 1-ая и 2-ая ВЛ 220 кВ в габ. 330 кВ							42															**42**	**0**	**0**	1468.0	246.9	438.9	0	282.7	499.5	0	0	**1468.0**	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения Красносулинского Металлургического Комбината.
	ПС 220 кВ Красносулинский Металлургический Комбинат (КМК)			1 этап - ПС 220/35/10 кВ, АТ 220/35 кВ, 160 МВА, АТ 220/10 кВ, 2х80 МВА, АТ 220/35 кВ, 2х63 МВА; 2 этап - АТ 220/35 кВ , 160 МВА								**446**					**160**									**0**	**606**	**0**	2587.6	757.5	1292.1	0.0	244.0	294.1	0.0	0.0	**2587.6**		
17	ПС 220 кВ НПС-8 с заходом ВЛ 220 кВ Кубанская - Бужора	Кубанская	2015	2х1 км	2																					**2**	**0**	**0**	1118.23	299.24	200	0	0	0	0	0	**499.24**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения НПС-8 (ЗАО "Каспийский трубопроводный консорциум-Р").
				2х25 МВА		**50**																				**0**	**50**	**0**												
18	РП Тамань с заходами ВЛ 220 кВ Вышестебливская - Славянская	Кубанская	2015	2х1,5 км	3																					**3**	**0**	**0**	1774.7	1774.7	0	0	0	0	0	0	**1774.7**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение передачи мощности в энергосистему Республики Крым и г. Севастополь.
19	ВЛ 220 кВ Бужора - Кирилловская	Кубанская	2016	40 км				40																		**40**	**0**	**0**	617	300.0	250.0	66	0	0	0	0	**615.96**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей.
20	ПС 220 кВ Ильская с заходами ВЛ 220 кВ Кубинская - Афипская	Кубанская	2015	2х1,5 км	3																					**3**	**0**	**0**	917.73	400.9	516.8	0	0	0	0	0	**917.73**	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения ООО "Ильский НПЗ"
				2х63 МВА		**126**																				**0**	**126**	**0**												
21	ПС 220 кВ Заявитиня с двумя ВЛ 220 кВ Черемушки - ПС Заявитиня	Кубанская	2016	1 км				**1**																		**1**	**0**	**0**	1219	493.7	724.9	0	0	0	0	0	**1218.58**	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения ООО "Экострой"
				2х40 МВА					**80**																	**0**	**80**	**0**												
22	ПС 220 кВ Афипская, установка третьего АТ	Кубанская	2017	125 МВА								**125**														**0**	**125**	**0**	407.6	76.0	263.8	53.8	0.0	0.0	0.0	0.0	**393.6**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения Афипского ГПЗ .
23	ПС 220 кВ Крыловская, установка 2-го АТ	Кубанская	2017	125 МВА								**125**														**0**	**125**	**0**	175.0	77.1	64.6	27.7	0.0	0.0	0.0	0.0	**169.4**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей.
24	ВЛ 220 кВ Шахты - Донецкая	Ростовская	2016	80 км				80																		**80**	**0**	**0**	741.69	150	451.7	140	0	0	0	0	**741.69**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Усиление электрических связей северного и северо-восточного энергорайонов с остальной частью Ростовской энергосистемы за счет увеличения пропускной способности контролируемого сечения "СВЭС".
	Итого по 500 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий				***0***	***0***	***0***	***120***	***1002***	***230***	***0***	***501***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***120***	***1503***	***230***		***4249.4***	***5227.7***	***432.2***	***94.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***10003.3***		
	Итого по 330 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***250***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***250***	***0***		***261.8***	***219.0***	***300.0***	***1950.2***	***38.9***	***0.0***	***0.0***	***2769.8***		

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС) Полная стоимость строительства	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
				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.	млн. руб.		
	Итого по 220 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий				***49.3***	***421***	***26***	***121***	***80***	***0***	***125***	***1511***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***160***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***295.3***	***2172***	***26***		***6466.5***	***6952.3***	***3233.7***	***526.7***	***793.5***	***0.0***	***0.0***	***17972.7***		
	Для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей																																						
	500 кВ																																						
25	ВЛ 500 кВ Ростовская - Шахты с расширением ПС 500 кВ Ростовская (2-ой АТ)	Ростовская	2019	87,8 км													87.8								**87.8**	**0**	**0**	3840.7	0	0	67.6	1696.4	2076.8	0	0	**3840.7**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Ростовской энергосистемы.
				2х167 МВА														334							**0**	**334**	**0**											
26	ВЛ 500 кВ Ростовская - Тамань с расширением ПС 500 кВ Тамань	Ростовская, Кубанская	2017	500 км, 3-ий АТ 500/220 кВ 501 МВА, ШР-180 Мвар							500	501	180												**500**	**501**	**180**	14489.1	700	4000	4500	2000	2500	459.27	0.0	**14159.27**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение передачи мощности в энергосистему Республики Крым и г. Севастополь.
27	ВЛ 500 кВ Невинномысск - Моздок с ПС 500 кВ Моздок	Ставро - польская, Северокавказ-ская	2017	265 км 668 МВА УШР-180							265														**265**	**0**	**0**	6577.2	126.2	827.5	400	1151.3	3547.3	0	0	**6052.3**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Усиление электрической сети ОЭС Юга в восточной и юго-восточной частях ОЭС Юга
												668	180												**0**	**668**	**180**											
	330 кВ																																						
28	ВЛ 330 кВ Нальчик-Владикавказ-2 с расширением ПС 330 кВ Владикавказ-2	Кабардино-Балкарская, Северокавказская	2015	143,63 км	143.63																				**143.63**	**0**	**0**	4808.4	337.8	889.8	440.0	0	0	0	0	**1667.6**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Усиление сети 330 кВ в направлении Юго-восточной части ОЭС Юга.
29	ПС 330 кВ Сунжа с заходами ВЛ 330 кВ Моздок - Артык (ПС 330 кВ Гудермес)	Чеченская	2021	44 км																			44		**44**	**0**	**0**	2762.6	0	0	0	350	450	888	806	**2494**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей Чеченской республики.
				2х125 МВА																				250		**0**	**250**	**0**											
30	ПС 330 кВ Ильенко с заходами ВЛ 330 кВ (ПС 330 кВ Кисловодск с заходами ВЛ 330 кВ Черкесск - Бикезин)	Ставро-польская	2015, 2016	I этап - 125 МВА, 2х1 км; 2 Этап - 125 МВА	2																				**2**	**0**	**0**	2205.2	150	365.43	95	0	0	0	0	**610.43**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Кавказских Минеральных Вод и курортной зоны г. Кисловодск.
						125			125																**0**	**250**	**0**											
31	ПС 330 кВ Кропоткин, установка 2-го АТ	Кубанская	2020	200 МВА																200					**0**	**200**	**0**	167.3	0	8.3	65.3	84.4	0.09	0	0	**158.1**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей г. Кропоткин Краснодарского края.
32	ВЛ 330 кВ Иргиная ГЭС - Чирюрт	Дагестанская	2021	73,8 км																			73.8		**73.8**	**0**	**0**	1933.9	0	0	0	0	0	441.1	1492.8	**1933.9**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности работы основной сети 330 кВ Дагестанской энергосистемы и усиление выдачи мощности Иргиной ГЭС.
33	ВЛ 330 кВ Артем - Дербент с расширением ОРУ 330 кВ ПС Дербент	Дагестанская	2018	175 км										175											**175**	**0**	**0**	5313.01	100	400	1531.0	1745.6	0	0	0	**3776.58**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей южной части энергосистемы Республики Дагестан
34	Установка второго АТ на ПС 330 кВ Артем	Дагестанская	2018	125 МВА											125										**0**	**125**	**0**	446.0	2.8	15.0	300.5	111.5	0	0	0	**429.77**	Инвестор	Повышение надежности электроснабжения потребителей Республики Дагестан
	220 кВ																																						
35	Установка второго автотрансформатора мощностью 125 МВА на ПС 220 кВ Погорелово с расширением РУ 220 кВ и 110 кВ	Ростовская	2016	1х125 МВА					125																**0**	**125**	**0**	369.0	150	150	69	0	0	0	0	**369**	Инвестор	Усиление электрических связей северного и северо-восточного энергорайонов с остальной частью Ростовской энергосистемы за счет увеличения пропускной способности контролируемого сечения "СВЭС".
	Итого по 500 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***765***	***1169***	***360***	***0***	***0***	***0***	***87.8***	***334***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***852.8***	***1503***	***360***		***826.2***	***4827.5***	***4967.6***	***4847.7***	***8124.1***	***459.3***	***0.0***	***24052.3***		

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС) Полная стоимость строительства	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
				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.	млн. руб.		
	Итого по 330 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей				***145.6***	***125***	***0***	***0***	***125***	***0***	***0***	***0***	***0***	***175***	***125***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***200***	***0***	***118***	***250***	***0***	***438.4***	***825***	***0***		***590.6***	***1678.5***	***2431.8***	***2291.5***	***450.1***	***1328.9***	***2299.1***	***11070.5***		
	Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей				***0***	***0***	***0***	***0***	***125***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***125***	***0***		***150.0***	***150.0***	***69.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***369.0***		
	Объекты реновации с увеличением трансформаторной мощности																																						
	500 кВ																																						
36	ПС 500 кВ Баяновская. Установка ШР	Волгоградская	2017	ШР-180 Мвар									180													**0**	**0**	**180**	620.7	0.0	80.2	540.4	0	0	0	0	**620.7**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Нормализация уровней напряжения в сети 500 кВ.
	330 кВ																																						
37	ПС 330 кВ Михайлова	Дагестанская	2015	замена АТ 125 на 200 МВА		200																				**0**	**200**	**0**	328.9	328.9	0	0	0	0	0	0	**328.9**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей северной части Республики Дагестан.
38	ПС 330 кВ Прохладная - 2	Северокавказская	2020	2х200 МВА																	400					**0**	**400**	**0**	760.5	0	0	0	50.0	227.3	330	0	**607.31**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Кабардино-Балкарской республики
	220 кВ																																						
39	ПС 220 кВ Р-4	Ростовская	2016	3х250 МВА 2х25 Мвар					500	50																**0**	**500**	**50**		140	54.1	50	0	0	0	0.0	**244.06**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей в Ростовском энергоузле.
40	ПС 220 кВ Усть-Лабинская, увеличение автотрансформаторной мощности.	Кубанская	2016	2х125 МВА					250																	**0**	**250**	**0**	724.4	68.6	508.1	144.9	0.0	0.0	0.0	0.0	**721.5**	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей.
41	ПС 220 кВ Гумрак	Волгоградская	2017	3х200 МВА								600														**0**	**600**	**0**	3999	100	496.0	500	1000	1835.2	0	0	**3931.18**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежного электроснабжения Чемпионата мира по футболу 2018 г. и присоединение новых потребителей Волгоградской области.
42	ПС 220 кВ Брюховецкая, установка АТ-3	Кубанская	2016	1х125 МВА					125																	**0**	**125**	**0**	332.6	59.7	181.8	83.8	0	0	0	0	**325.3**	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей - ООО "Тепличный комбинат Мичуринский".
43	ПС 220 кВ Алюминиевая	Волгоградская	2017	2х250 МВА 63 МВА								563														**0**	**563**	**0**	2788.23	175.0	217.8	307.2	0	0	0	0	**700**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежного электроснабжения потребителей Волгоградской области.
44	ПС 220 кВ Кировская	Волгоградская	2015	2х200 МВА		400																				**0**	**400**	**0**	1782.7	200.0	5.1	0	0	0	0	0	**205.1**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежного электроснабжения потребителей Волгоградской области.
45	ПС 220 кВ Садовая, увеличение трансформаторной мощности	Волгоградская	2015	2х125 МВА		250																				**0**	**250**	**0**	613.2	414.1	181.71	0	0	0	0	0	**595.8**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей и повышение надежности электроснабжения существующих потребителей Волгоградской области.
46	ПС 220 кВ Владимировка (замена АТ)	Астраханская	2021	2х125 МВА, БСК 26 Мвар																					250	26	**0**	**250**	**26**	2420.6	33	0	0	0	0	300	275.09	**608.09**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей.
47	ПС 220 кВ Волжская (Волгоград)	Волгоградская	2021	2х125 МВА 2х80 МВА 2х40 МВА																					490		**0**	**490**	**0**	451.2	5	0	0	24	50	200	121	**400**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей.
	Итого по объектам реновации 500 кВ				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***180***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***180***		***0.0***	***80.2***	***540.4***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***620.7***		
	Итого по объектам реновации 330 кВ				***0***	***200***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***400***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***600***	***0***		***328.9***	***0.0***	***0.0***	***50.0***	***227.3***	***330.0***	***0.0***	***936.2***		
	Итого по объектам реновации 220 кВ				***0***	***650***	***0***	***0***	***875***	***50***	***0***	***1163***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***740***	***26***	***0***	***3428***	***76***		***1195.3***	***1644.5***	***1085.9***	***1024.0***	***1885.2***	***500.0***	***396.1***	***7731.0***		

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС) Полная стоимость строительства	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					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.		
					2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2020 г.			Итого				2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого		
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.		
	ВСЕГО, в т.ч.				589.93	1396	206	241	2207	280	1206.5	4594	720	175	125	0	87.8	494	0	0	600	0	117.8	990	26	2418	10406	1232		19068.77	28182.33	16139.25	10784.03	11519.13	2610.194	2695.177	91006.8768		
	по 500 кВ				350.0	0	180	120	1002	230	1065.0	1670	720	0	0	0	87.8	334	0	0	0	0	0	0	0	1622.8	3006	1130		9658.6	17313.5	8492.1	4941.7	8124.1	459.3	0.0	49989.3		
	по 330 кВ				198.6	325	0	0	125	0	0.0	250	0	175.0	125	0	0.0	0	0	0	600	0	117.8	250	0	483.4	1675	0		1598.4	2857.5	2731.8	4291.6	716.3	1658.9	2299.1	15353.6		
	по 220 кВ				49.3	1071	26	121.0	1080	50	141.5	2674	0	0	0	0	0.0	160	0	0	0	0	0.0	740	26	311.8	5725	102		7811.8	8011.3	4915.4	1550.7	2678.7	500.0	396.1	26664.0		

Примечание:

В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций

* - строительство ВЛ определить по результатам проектирования комплексного электроснабжения полуострова Крым

Энергосистема Республики Крым

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС) Полная стоимость строительства	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					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.		
	Мероприятия для обеспечения надежности энергосистемы полуострова Крым																																						
	Для выдачи мощности электростанций																																						
	ТЭС																																						
	330 кВ																																						
1	ВЛ 330 кВ Западно-Крымская - Севастополь с заходами на Новую ТЭС в г. Севастополь, ВЛ 330 кВ Новая ТЭС в г. Севастополь - Севастополь, расширение ПС 330 кВ Севастополь (схема будет уточнена проектом)	Крым	2017	140 км, 400 МВА							140	400														140	400	0	4200	1260	1260	1680	0	0	0	0	4200	Инвестор	Повышение надежности электроснабжения потребителей Республики Крым и города Севастополь
	Итого по 330 кВ для выдачи мощности ТЭС (п-ов Крым)				*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*140*	*400*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*140*	*400*	*0*		*1260.0*	*1260.0*	*1680.0*	*0.0*	*0.0*	*0.0*	*0.0*	*4200.0*		
	220 кВ																																						
2	ВЛ 220 кВ Новая ТЭС в г. Симферополь - Симферопольская (схема будет уточнена проектом)	Крым	2017	30 км							30															30	0	0	540	0	162	162	216	0	0	0	540	Инвестор	Выдача мощности Симферопольской ТЭС
	Итого по 220 кВ для выдачи мощности ТЭС (п-ов Крым)				*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*30*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*30*	*0*	*0*		*0.0*	*162.0*	*162.0*	*216.0*	*0.0*	*0.0*	*0.0*	*540.0*		
	Сооружение электросетевого Энергомоста Российская Федерация - полуостров Крым																																						
	220 кВ																																						
3	ВЛ 220 кВ Кафа - Симферопольская (в габаритах 330 кВ) с реконструкцией подстанции Симферопольская	Крым	2016	110 км				110																		110	0	0	1786.7	682.0	871.7	178	0	0	0	0	1731.72	Инвестор	Электроснабжение потребителей центральной части энергосистемы Республики Крым и города Севастополь с учетом максимально возможного перетока мощности из энергосистемы Краснодарского края и Республики Адыгея
4	Четыре кабельные линии от переходного пункта на Таманском полуострове до переходного пункта на Крымском полуострове, обеспечивающие переход через Керченский пролив	Кубанская - Крым	2016	4x14,5 км	29			29																		58	0	0	13838.1	2300.0	9552.8	1615	0	0	0	0	13467.86	Инвестор	Обеспечение передачи мощности в энергосистему Республики Крым и г. Севастополь.
5	ПС 220 кВ Кафа (возможность расширения до ПС 330 кВ)	Крым	2016	2x125 МВА					250																	0	250	0	1888.04	737.4	400.0	631	0	0	0	0	1788.04	Инвестор	Обеспечение передачи мощности из энергосистемы Краснодарского края и Республики Адыгея в энергосистему Республики Крым и города Севастополь

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС) Полная стоимость строительства	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					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.		
6	Две двухцепные ВЛ 220 кВ от ПС 500 кВ Тамань до переходного пункта на Таманском полуострове, двухцепная ВЛ 220 кВ от переходного пункта на Крымском полуострове до ПС 220 кВ Кафа, одноцепная ВЛ 220 кВ от переходного пункта на Крымском полуострове до ПС 220 кВ Кафа, одноцепная ВЛ 220 кВ от переходного пункта на Крымском полуострове до ПС 220 кВ Камыш-Бурун с расширением ПС 220 кВ Камыш-Бурун.	Кубанская - Крым	2015-2016	2015г. - I цепь 2цепн. ВЛ 220 кВ Тамань-Кафа и ВЛ 220 кВ Тамань - Камыш-Бурун, 2016 г. - II цепь и ВЛ 220 кВ №3 Тамань-Кафа, 4х50 км 3х120 км 15 км	335			240																		**575**	**0**	**0**	5354.46	1500	2300.2	1454.26	0	0	0	0	**5254.46**	Инвестор	Обеспечение передачи мощности в энергосистему Республики Крым и г. Севастополь.
7	Заходы ВЛ 220 кВ Феодосийская - Симферопольская на ПС 220 кВ Кафа (в габаритах 330 кВ)	Крым	2016	2х0,25 км				0.5																	**0.5**	**0**	**0**	331.63	61.7	269.9	0	0	0	0	0	**331.63**	Инвестор	Присоединение ПС 220 кВ Кафа к электрической сети
8	Заходы ВЛ 220 кВ Феодосийская - Насосная-2 на ПС 220 кВ Кафа	Крым	2016	2х0,25 км				0.5																	**0.5**	**0**	**0**	330.60	61.7	268.9	0	0	0	0	0	**330.60**	Инвестор	
	Итого по энергосистеме (220 кВ)				***364***	***0***	***0***	***380***	***250***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***744.0***	***250***	***0***	***23529.5***	***5362.8***	***13663.5***	***3878.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***22904.3***		

	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2020 г.			Итого			2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.
ВСКГО, в т.ч.	**364**	**0**	**0**	**380**	**250**	**0**	**170**	**400**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**914**	**650**	**0**	**6622.8**	**15085.5**	**5720.0**	**216.0**	**0**	**0**	**0**	**27644.3**
по 330 кВ	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**140**	**400**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**140**	**400**	**0**	**1260.0**	**1260.0**	**1680.0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**4200.0**
по 220 кВ	**364**	**0**	**0**	**380**	**250**	**0**	**30**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**774**	**250**	**0**	**5362.8**	**13825.5**	**4040.0**	**216.0**	**0**	**0**	**0**	**23444.3**

Примечание

В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2015 - 2021 ГОДОВ ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			В прогнозных ценах (с НДС)									Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
				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	Полная стоимость строительства	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого		
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.		
	Объекты для выдачи мощности электростанций																																						
	ТЭС																																						
	220 кВ																																						
1	ВЛ 220 кВ Нижнекамская ТЭЦ-2 - КРУЭ ТАНЕКО №1 и №2	Татарская	2015	2х7,9 км	15.8																				**15.8**	**0**	**0**	358	69.1	289.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	**358.4**	АО "Танеко"	Для усиления выдачи мощности Нижнекамской ТЭЦ-2
	Итого по 220 кВ для выдачи мощности ТЭС				***15.8***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***15.8***	***0***	***0***		***69.1***	***289.3***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***358.4***		
	Итого по 220 кВ для выдачи мощности электростанций				***15.8***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***15.8***	***0***	***0***		***69.1***	***289.3***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***358.4***		
	Для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий																																						
	500 кВ																																						
2	ПС 500 кВ Луч, установка АТ 500/110 кВ	Нижегородская	2016	250 МВА					250																**0**	**250**	**0**	385	0.0	89.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	**89.2**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Нижегородского энергоузла
	220 кВ																																						
3	ПС 220 кВ Бегишево	Татарская	2016	1х125 МВА					125																**0**	**125**	**0**	1587	300.3	628.8	657.6	0.0	0.0	0.0	0.0	**1586.7**	АО "Танеко"	Обеспечение технологического присоединения промышленного комплекса НП и НХЗ ОАО "Танеко", г. Нижнекамск
4	ВЛ 220 кВ Нижнекамская - Бегишево	Татарская	2016	2х1,5 км				3																	**3**	**0**	**0**	358	69.1	289.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	**358.3**	ОАО "Сетевая компания"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Заинского района
5	КВЛ 220 кВ Щепоков - Бегишево	Татарская	2016	59 км				59																	**59**	**0**	**0**	1180	560.5	560.5	0.0	0.0	0.0	59.0	0.0	**1180.0**	АО "Танеко"	Обеспечение технологического присоединения промышленного комплекса НП и НХЗ ОАО "Танеко", г. Нижнекамск
6	ПС 220 кВ Кудьма, установка второго АТ 220/110 кВ	Нижегородская	2016	125 МВА					125																**0**	**125**	**0**	341	19.5	293.8	16.5	0.0	0.0	0.0	0.0	**329.8**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Нижегородской области
7	ВЛ 220 кВ Новая Письмянка - ГПП Татсталь №1 и №2	Татарская	2017	2х13 км							26														**26**	**0**	**0**	655	124.0	259.6	271.5	0.0	0.0	0.0	0.0	**655.1**	ЗАО "Татсталь"	Обеспечение технологического присоединения металлургического завода ЗАО "Татсталь", г. Лениногорск
8	ПС 220 кВ Новая Письмянка с заходом ВЛ 220 кВ Бугульма - Узловая	Татарская	2017	2х10 км							20														**20**	**0**	**0**	566	107.1	224.2	234.4	0.0	0.0	0.0	0.0	**565.7**	ЗАО "Татсталь"	Усиление схемы внешнего электроснабжения металлургического завода ЗАО "Татсталь", г. Лениногорск
9	ПС 220 кВ Нижгорная, установка четвертого АТ 220/110 кВ	Нижегородская	2021	200 МВА																			200		**0**	**200**	**0**	2795	0.0	0.0	42.0	800.0	801.7	200.0	909.4	**2753.1**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей Нижегородской области
10	ГПП-5 ООО "ЛУКОЙЛ - Нижегороднефтеоргсинтез"	Нижегородская	2019	4х63 МВА													252								**0**	**252**	**0**	2514	0.0	0.0	477.1	998.4	1038.4	0.0	0.0	**2513.8**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Осуществление технологического присоединения к электрическим сетям ПАО "ФСК ЕЭС" электрических установок ООО "«ЛУКОЙЛ – Нижегороднефтеоргсинтез"»
	ВЛ 220 кВ Кудьма - ГПП-5 ООО "ЛУКОЙЛ - Нижегороднефтеоргсинтез"	Нижегородская	2019	5 км												5									**5**	**0**	**0**	411	75.0	77.5	81.1	84.8	92.8	0.0	0.0	**411.2**	ПАО "ФСК ЕЭС"	
	ВЛ 220 кВ Нижегородская - ГПП-5 ООО "ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез"	Нижегородская	2019	17,5 км												17.5									**17.5**	**0**	**0**	644	117.6	123.1	128.7	134.6	140.0	0.0	0.0	**644.0**	ПАО "ФСК ЕЭС"	
	Итого по 500 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий				***0***	***0***	***0***	***0***	***250***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***250***	***0***		***0.0***	***89.2***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***89.2***		
	Итого по 220 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий				***0***	***0***	***0***	***62***	***250***	***0***	***46***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***22.5***	***252***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***200***	***0***	***130.5***	***702***	***0***		***1373.1***	***2456.7***	***1908.8***	***2017.8***	***2072.8***	***259.0***	***909.4***	***10997.7***		
	Для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей																																						
	500 кВ																																						

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЯ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			В прогнозных ценах (с НДС)									Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
				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	Полная стоимость строительства	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого		
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	**млн. руб.**		
11	ПС 500 кВ Радуга, установка ШР-180	Нижегородская	2021	ШР-180																				180	**0**	**0**	**180**	669	0.0	0.0	0.0	126.0	147.0	151.6	244.1	**668.8**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Нормализация уровней напряжения в сети 500 кВ
	220 кВ																																						
12	ВЛ 220 кВ Щепоков - Центральная I и II цепь	Татарская	2017	2х230 км							460														**460**	**0**	**0**	3509	713.8	1016.8	1592.0	0.0	0.0	142.2	0.0	**3464.8**	ПАО "Сетевая компания"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Казанского энергоузла, обеспечение технологического присоединения новых потребителей в г. Казань
13	ВЛ 220 кВ Семеновская - Узловая с расширением ПС 220 кВ Семеновская	Нижегородская	2021	170 км																		170			**170**	**0**	**0**	3118	546.1	323.0	337.8	353.4	367.6	379.1	810.7	**3117.6**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Семеновского энергоузла
14	Достройка ВЛ 220 кВ от Ульяновской ТЭЦ-2 I и II цепь и врезка ее в ВЛ 220 кВ Кремники - Ульяновская	Ульяновская	2021	2х8,7 км																		17.4			**17.4**	**0**	**0**	782	137.9	90.4	94.6	99.0	102.9	106.1	151.3	**782.3**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Исключение перегрузок ВЛ 110 кВ Ульяновская ТЭЦ-2 - Центральная и выделения на изолированную работу Димитровоградского энергорайона с объектом ядерной энергетики ОАО "ГНЦ НИИАР"
	Итого по 500 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***180***	***0***	***0***	***180***		***0.0***	***0.0***	***0.0***	***126.0***	***147.0***	***151.6***	***244.1***	**668.8**		
	Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***460***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***187.4***	***0***	***0***	***647.4***	***0***	***0***		***1397.8***	***1430.3***	***2024.4***	***452.4***	***470.5***	***627.4***	***962.0***	***7364.7***		
	Межсистемные линии электропередачи																																						
	500 кВ																																						
15	ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС-Нижегородская	Костромская, Нижегородская	2015	285,48 км	285.48																				**285.48**	**0**	**0**	8755	500.0	1464.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	**1964.1**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Нижегородского энергоузла и г. Нижний Новгород
	Итого по межсистемным объектам 500 кВ				***285.5***	***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***	***285.5***	***0.0***	***0.0***		***500.0***	***1464.1***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***1964.1***		
	Объекты реновации с увеличением трансформаторной мощности																																						
	220 кВ																																						
16	ПС 220 кВ Васильевская, замена АТ 220/110 кВ	Самарская	2016	2х250 МВА					500																**0**	**500**	**0**	361	228.1	18.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	**246.1**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Самарской энергосистемы, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
17	ПС 220 кВ Нижнекамская, замена АТ 220/110 кВ 2х200 МВА на 2х250 МВА	Татарская	2017 - 2018	2х250 МВА							250			250											**0**	**500**	**0**		186.7	323.0	337.8	148.6	0.0	0.0	0.0	**996.1**	ОАО "Сетевая компания"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Нижнекамского энергорайона, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
18	ПС 220 кВ Солнечная, замена АТ 220/110 кВ	Самарская	2017	2х200 МВА							400														**0**	**400**	**0**	1442	20.0	612.6	807.4	0.0	0.0	0.0	0.0	**1440.0**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей в Советском и Промышленном районах г. Самары
	Итого по объектам реновации 220 кВ				***0***	***0***	***0***	***0***	***500***	***0***	***0***	***650***	***0***	***0***	***250***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***1400***	***0***		***434.8***	***953.7***	***1145.2***	***148.6***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***2682.2***		

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЯ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			В прогнозных ценах (с НДС)									Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
				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	Полная стоимость строительства	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого		
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.		
					2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2020 г.			Итого				2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого		
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.		
ВСЕГО, в т.ч.					301.28	0	0	62	1000	0	506	650	0	0	250	0	22.5	252	0	0	0	0	187.4	200	180	1079.2	2352	180		3774.7	6683.3	5078.4	2744.7	2690.4	1038.0	2115.5	24125.1		
по 500 кВ					285.48	0	0	0	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	180	285.5	250	180		500.0	1553.3	0.0	126.0	147.0	151.6	244.1	2722.1		
по 220 кВ					15.8	0	0	62	750	0	506	650	0	0	250	0	22.5	252	0	0	0	0	187.4	200	0	793.7	2102	0		3274.7	5130.0	5078.4	2618.8	2543.3	886.4	1871.4	21403.0		

Примечание:

В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2015 - 2021 ГОДОВ ОЭС УРАЛА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА ВЛ, км	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС) Полная стоимость строительства	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.		
	Для выдачи мощности ТЭС																																						
	500 кВ																																						
1	Шлейфовый заход ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС - Шагол на РУ 500 кВ Южноуральской ГРЭС-2	Челябинская	2015	2х0,56 км	1.12																				**1.12**	**0**	**0**	1000.00	347.30	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**347.30**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Выдача мощности блока №2 ПГУ-400 МВт ЮУГРЭС-2 (Аркаимской ГРЭС)
	220 кВ																																						
2	Заходы ВЛ 220 кВ Краснотурьинск - Сосьва на Серовскую ГРЭС	Свердловская	2015	48,348 км	48.348																				**48.348**	**0**	**0**	1010.00	86.57	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**86.57**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Выдача мощности блока №9 Серовской ГРЭС ПГУ-420 МВт
3	Заходы ВЛ 220 кВ Цинковая-220 – Новометаллургическая и ВЛ 220 кВ Шагол - Новометаллургическая во вновь сооружимое РУ 220 кВ Челябинской ГРЭС	Челябинская	2015	2х1,62 км 2х1,55 км	6.34																				**6.34**	**0**	**0**	189.55	64.06	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**64.06**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Выдача мощности блоков ПГУ №1,2,3 Челябинской ГРЭС
4	Сооружение двух одноцепных ЛЭП 220 кВ на участках от места врезки в ВЛ 220 кВ Цинковая-220 – Новометаллургическая до ПС 500 кВ Шагол и ПС 220 кВ Новометаллургическая с образованием новых ВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – Шагол и ВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – Новометаллургическая используя заходы ВЛ 220 кВ Цинковая-220 – Новометаллургическая с восстановлением ВЛ 220 кВ Цинковая-220 - Новометаллургическая	Челябинская	2015	7 км, 3 км	10																				**10**	**0**	**0**	110.70	32.10	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**32.10**	ПАО "ФСК ЕЭС"	
5	Реконструкция существующих ВЛ 220 кВ Бекетово – Затон и ВЛ 220 кВ Затон – НПЗ с образованием ВЛ 220 кВ Бекетово – НПЗ с отпайкой на ПС 220 кВ Затон. Строительство заходов от ВЛ 220 кВ Бекетово – НПЗ с отпайкой на ПС 220 кВ Затон на РУ 220 кВ ПГУ ТЭЦ-5 с образованием ВЛ 220 кВ ПГУ ТЭЦ-5 – Бекетово и ВЛ 220 кВ ПГУ ТЭЦ-5 – НПЗ с отпайкой на ПС 220 кВ Затон □	Башкирская	2016	2х0,5 км				1																		**1**	**0**	**0**		0.00	14.34	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**14.34**	ООО "БСК"	Выдача мощности блоков №1 и №2 ПГУ-210(Т) Уфимской ТЭЦ-5 (Затонской ТЭЦ)
6	Строительство участка ВЛ 220 кВ от ПГУ ТЭЦ-5 до места врезки отпайки на ПС Затон с образованием ВЛ 220 кВ ПГУ ТЭЦ-5 - НПЗ с отпайкой на ПС Затон	Башкирская	2016	5 км				5																	**5**	**0**	**0**		0.00	71.71	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**71.71**	ООО "БСК"	
	Итого по 500 кВ для выдачи мощности ТЭС				***1.1***	***0***	***0***	***0.0***	***0***	***0***	***0.0***	***0***	***0***	***0.0***	***0***	***0***	***0.0***	***0***	***0***	***0.0***	***0***	***0***	***0.0***	***0***	***0***	***1.1***	***0***	***0***		***347.3***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***347.3***		
	Итого по 220 кВ для выдачи мощности ТЭС				***64.7***	***0.0***	***0.0***	***6.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***70.7***	***0.0***	***0.0***		***182.7***	***86.1***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***268.8***		
	Межсистемные линии электропередачи																																						
	500 кВ																																						
7	ВЛ 500 кВ Витязь-Восход (объемы учтены в ОЭС Сибири)	Тюменская, Омская	2015	342 км																					**0**	**0**	**0**	9702.10	0.00	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Создание прямой межсистемной связи ОЭС Урала - ОЭС Сибири
	Итого по межсистемным объектам 500 кВ				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***		***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***		
	Для обеспечения возможности присоединения новых потребителей и реализации выданных технических условий																																						
	500 кВ																																						
	ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ																																						
8	ПС 500 кВ Святогор	Тюменская	2015	2х501 МВА		1002																			**0**	**1002**	**0**	6031.00	200.00	**1000.00**	4339.57	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**5539.57**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Присоединение новых объектов ООО "РН - Юганскнефтегаз" и повышение надежности электроснабжения существующих потребителей
9	Заходы ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 - Магистральная на ПС 500 кВ Святогор			1х3,071 км 1х3,17 км	6.241																				**6.241**	**0**	**0**												
10	ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Святогор			2х200 МВА		400																			**0**	**400**	**0**												
11	Заходы одной цепи ВЛ 220 кВ Магистральная - КС-5, заходы ВЛ 220 кВ Средний Балык - Южно-Балыкский ГПЗ, заходы ВЛ 220 кВ Магистральная-Кратер в ОРУ 220 кВ ПС Святогор			2х9,137 км, 2х10,124 км, 2х17,53 км	36.79																				**36.79**	**0**	**0**												
12	ПС 500 кВ Преображенская	Оренбургская	2016	501 МВА					501																**0**	**501**	**0**	1943.20	412.60	958.90	569.20	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**1940.70**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей, повышение надежности электроснабжения существующих потребителей Западного
13	Заходы ВЛ 500 кВ Газовая-Красноармейская на ПС 500 кВ Преображенская			12 км				12																	**12**	**0**	**0**												

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			Полная стоимость строительства	в прогнозных ценах (с НДС) 2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					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.		
14	Заходы ВЛ 220 кВ Бузулукская-Сорочинская на ПС Преображенская			2х10 км				20																	20	0	0											энергорайона Оренбургской области
15	ПП 500 кВ Тобол с заходами ВЛ 500 кВ Иртыш-Демьянская и заходами ВЛ 500 кВ Тюмень-Нельм	Тюменская	2018	2х1,28 км 2х3,38 км										9.32											9.32	0	0		0.00	0.00	1244.36	1301.96	0.00	0.00	0.00	2546.33	ПАО "ФСК ЕЭС"	Присоединение нового производства ООО "Западно-Сибирский Нефтехимический комбинат"
16	ПС 500 кВ Полимер (ЗапСиб)	Тюменская	2018	4х250 МВА											1000										0	1000	0		0.00	0.00	2154.73	2254.47	0.00	0.00	0.00	4409.21	Инвестор	
17	ВЛ 500 кВ ПП Тобол - ПС 500 кВ Полимер (ЗапСиб)	Тюменская	2018	4х0,5 км										2											2	0	0		0.00	0.00	0.00	44.53	0.00	0.00	0.00	44.53	Инвестор	
	220 кВ																																						
18	ПС 220 кВ УХО	Кировская	2015	2х63 МВА		126																			0	126	0	1909.61	234.51	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	234.51	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения предприятия по утилизации химического оружия
19	Заходы ВЛ 220 кВ Киров-Мирный-Киово и Вятка-Котельнич на ПС 220 кВ УХО			2х2х20 км	80																				80	0	0	1090.07	135.77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	135.77		
20	Заход ВЛ 220 кВ Козырево-Шумиха №1 и №2 на ПС 220 кВ Щучанская	Курганская	2015	2х2х2,3 км	9.2																				9.2	0	0	109.11	109.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	109.11	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения предприятия по утилизации химического оружия
21	Верхнетагильская ГРЭС АТ 220/110 кВ	Свердловская	2015	250 МВА		250																			0	250	0	563.45	563.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	563.45	ОАО "ИнтерРАО"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей
22	ПС 220 кВ Медная (Томинский ГОК)	Челябинская	2016	2х40 МВА					160																0	160	0	890.00	0.00	890.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	890.00	ОАО "Русская медная компания"	Обеспечение технологического присоединения ОАО "Русская медная компания"
23	Заходы ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 - Шагол с отпайкой на ПС Исаково на ПС 220 кВ Медная (Томинский ГОК)			2х10 км				20																	20	0	0	326.00	0.00	326.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	326.00		
24	ПС 220 кВ Надежда	Свердловская	2017	2х250 МВА								500													0	500	0	2582.59	9.93	340.00	425.63	201.81	558.96	0.00	0.00	1536.33	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей и повышение надежности электроснабжения существующих потребителей г. Екатеринбурга
25	Заходы ВЛ 220 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ - Южная на ПС 220 кВ Надежда	Свердловская	2017	2х6,2 км							12.4														12.4	0	0	230.71	52.77	36.97	50.00	50.00	0.00	0.00	0.00	189.74		
26	ПС 220 кВ Уралтрубпром	Свердловская	2018	2х80 МВА											189										0	189	0	1158.05	0.00	0.00	0.00	1158.05	0.00	0.00	0.00	1158.05	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения ОАО "Уральский трубный завод"
27	Две ВЛ 220 кВ Емелино - Уралтрубпром 1,2			2х50 км										100											100	0	0	1682.51	0.00	0.00	0.00	1682.51	0.00	0.00	0.00	1682.51		
28	ПС 220 кВ КамаКалий	Пермская	2015	3х63 МВА		189																			0	189	0	1805.28	1809.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1809.58	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения производства Ковдорский ГОК
29	Заходы ВЛ 220 кВ Яйвинская ГРЭС-Северная №3 на ПС 220 кВ КамаКалий		2015	2х20 км	40																				40	0	0	607.39	515.19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	515.19		
30	ПС 220 кВ Титановая Долина	Свердловская	2019	2х125МВА														250							0	250	0	2650.18	0.00	0.00	0.00	1299.06	1351.11	0.00	0.00	2650.18	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения ОАО "ОЭЗ "Титановая Долина"
31	Заходы ВЛ 220 кВ Первомайская - Сада II цепь на ПС 220 кВ Титановая Долина			2х2 км													4								4	0	0	69.99	0.00	0.00	0.00	0.00	69.99	0.00	0.00	69.99		
32	ВЛ 220 кВ Магнитогорская-Карталы с расширением ПС 500 кВ Магнитогорская и ПС 220 кВ Карталы	Челябинская	2016	134,82 км				134.82																	134.82	0	0	1314.94	200.00	483.82	486.94	0.00	0.00	0.00	0.00	1170.76	ЗАО "Михеевский ГОК"	Обеспечение технологического присоединения производства ЗАО "Михеевский ГОК"
33	ПС 220 кВ Гвардейская	Башкирская	2017	2х125 МВА								250													0	250	0	2337.78	0.00	1142.80	1194.98	0.00	0.00	0.00	0.00	2337.78	ООО "БСК"	Обеспечение технологического присоединения нового производства ООО "Кроношпан "Башкортостан"
34	ВЛ 220 кВ Уфа-Южная - Гвардейская №1 и №2			2х24 км							48														48	0	0	824.31	0.00	0.00	824.31	0.00	0.00	0.00	0.00	824.31		
35	ПС 220кВ Лога	Пермская	2017	2х125 МВА								250													0	250	0	2317.29	0.00	1132.78	1184.51	0.00	0.00	0.00	0.00	2317.29	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения нового производства ОАО "Уралкалий"
36	Заходы ВЛ 220кВ Яйвинская ГРЭС-Северная №2 на ПС 220 кВ Лога			2х50 км							100														100	0	0	1657.66	0.00	0.00	1657.66	0.00	0.00	0.00	0.00	1657.66		
37	ПС 220 кВ Строгановская	Пермская	2017	2х125 МВА								250													0	250	0	2317.29	0.00	1132.78	1184.51	0.00	0.00	0.00	0.00	2317.29	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения нового производства ОАО "Уралкалий"
38	ВЛ 220 кВ Северная-Строгановская №1 и №2			2х25 км							50														50	0	0	596.78	0.00	0.00	596.78	0.00	0.00	0.00	0.00	596.78		
39	ПС 220 кВ Кроно	Пермская	2017	1 этап: 2х31,5 МВА								63													0	63	0	704.33	0.00	0.00	704.33	0.00	0.00	0.00	0.00	704.33	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения нового

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта ЛЭП, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА	2015 г. км	2015 г. МВА	2015 г. Мвар	2016 г. км	2016 г. МВА	2016 г. Мвар	2017 г. км	2017 г. МВА	2017 г. Мвар	2018 г. км	2018 г. МВА	2018 г. Мвар	2019 г. км	2019 г. МВА	2019 г. Мвар	2020 г. км	2020 г. МВА	2020 г. Мвар	2021 г. км	2021 г. МВА	2021 г. Мвар	Итого км	Итого МВА	Итого Мвар	в прогнозных ценах (с НДС) Полная стоимость строительства млн. руб.	2015 г. млн. руб.	2016 г. млн. руб.	2017 г. млн. руб.	2018 г. млн. руб.	2019 г. млн. руб.	2020 г. млн. руб.	2021 г. млн. руб.	Итого млн. руб.	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
40	Отпайка от ВЛ 220 кВ Камская ГЭС-Апрельская 1 на ПС 220 кВ Кроно	[illegible]	[illegible]	0,4 км							0.4															0,4	0	0	6.62	0.00	0.00	6.62	0.00	0.00	0.00	0.00	6.62	[illegible]	[illegible] производства (ООО "СВСС КРОНО РУС")
41	ПС 220 кВ ГПП ТСК	Пермская	2017	2х80 МВА 1х125 МВА								285														0	285	0	1221.69	0.00	597.21	624.48	0.00	0.00	0.00	0.00	1221.69	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения нового производства (ООО "Трубодеталь")
42	ВЛ 220 кВ Калино-ГПП ТСК ЦП цепь			2х12 км							24															24	0	0	677.85	0.00	0.00	677.85	0.00	0.00	0.00	0.00	677.85		
43	ВЛ 220 кВ Калино-ГПП ТСК № 3			12 км							12															12	0	0	325.99	0.00	0.00	0.00	325.99	0.00	0.00	0.00	325.99		
44	ПС 220 кВ ГПП Урал	Пермская	2018	4х32 МВА											128											0	128	0	1466.14	0.00	0.00	716.49	749.65	0.00	0.00	0.00	1466.14	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения нового производства (ЗАО "ВКК")
45	Заходы ВЛ 220 кВ Яйвинская ГРЭС-Северная №3 на ПС 220 кВ ГПП Урал			2х13 км										26												26	0	0	686.60	0.00	0.00	0.00	686.60	0.00	0.00	0.00	686.60		
46	ПС 220 кВ Михайловская замена АТ 1,2 (2х125 МВА) на два АТ мощностью 250 МВА, установка БСК 2х26 Мвар	Оренбургская	2021	2х250 МВА БСК 2х26 Мвар																				500	52	0	500	52	836.17	0.00	0.00	0.00	836.17	0.00	0.00	0.00	836.17	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения объектов добычи и подготовки нефти Школьного месторождения. Повышение надежности электроснабжения потребителей Северного энергорайона Оренбургской области
47	ВЛ 220 кВ Малахит - Мраморная	Свердловская, Челябинская	2021	75 км																			75			75	0	0	2202.59	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2202.59	2202.59	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей особой категории (ФГУП ПО «Маяк», «Снежинский ядерный центр»)
48	ПС 220 кВ Кыштым с установкой АТ 220/110 кВ	Челябинская	2021	2х125 МВА																				250		0	250	0	2761.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2761.60	2761.60		
49	ВЛ 220 кВ Мраморная -Кыштым	Челябинская	2021	45 км																			45			45	0	0	942.37	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	942.37	942.37		
50	ВЛ 220 кВ Шагол -Кыштым	Челябинская	2021	75 км																			75			75	0	0	1444.52	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1444.52	1444.52		
	ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ																																						
51	ПС Муравленковская АТ №4 220/110 кВ	Тюменская	2015	125 МВА		125																				0	125	0	240.28	159.61	36.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	195.65	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Ноябрьского энергоузла, обеспечение технологического присоединения ООО "РН-Пурнефтегаз"
52	ПС 220 кВ Губернская	Тюменская	2015	2х63 МВА		126																				0	126	0	658.47	250.00	24.72	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	274.72	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения ЗАО «Антипинский нефтеперерабатывающий завод» (ЗАО «Антипинский НПЗ»)
53	Отпайки на ПС 220 кВ Губернская от ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2-ТММЗ I и II цепь, замена провода ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2 - ТММЗ I и II цепь на высокотемпературный			2х3,6 км	7.2																					7.2	0	0											
54	ПС 220 кВ Салехард	Тюменская	2015	2х125 МВА		250																				0	250	0	6454.94	141.94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	141.94	АО "Тюменьэнерго"	Повышение надежности электроснабжения коммунально-бытовых и промышленных потребителей г. Салехард и г. Лабытнанги. Организация электроснабжения энергорайона Полярного Урала от сети ЕЭС России
55	ВЛ 220 кВ Надым-Салехард			2х336 км	672																					672	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
56	ПС 220 кВ Вектор	Тюменская	2016	2х125 МВА, 2х63 МВА					376																	0	376	0	1425.00	200.00	600.00	501.03	0.00	0.00	0.00	0.00	1301.03	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Нефтеюганского энергоузла и обеспечение технологического присоединения ООО "РН-Юганскнефтегаз".
57	Заходы ВЛ 220 кВ Пыть-Ях - Усть-Белых на ПС 220 кВ Вектор			2х21,1 км				42.2																		42.2	0	0											
58	ПС 220 кВ Исток	Тюменская	2018	2х125 МВА											250											0	250	0	2089.59	0.00	0.00	300.00	1431.63	256.71	66.44	0.00	2054.78	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжение потребителей г. Сургут и обеспечения технологического присоединения новых потребителей
59	Заходы одной цепи ВЛ 220 кВ Сургутская ГРЭС-1 - КС-3 на ПС 220 кВ Исток			2х4,4 км										8.8												8.8	0	0											

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта (в т.ч. по ОЭС) ЛЭП, км ПС, МВА	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС) Полная стоимость строительства	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					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.		
60	ПС 220 кВ Тура	Тюменская	2018	2x125 МВА											250											0	250	0	1856.23	0.00	0.00	254.89	1090.32	281.11	200.00	0.00	1826.32	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей г. Тюмень и обеспечения технологического присоединения новых потребителей к электрической сети
61	ВЛ 220 кВ Тюмень-Тура I и II цепь			2x15,3 км										30.6												30.6	0	0											ПАО "ФСК ЕЭС"	
62	ПС 220 кВ Исконная	Тюменская	2018	2x125 МВА											250											0	250	0	1718.20	292.69	394.50	239.15	300.84	451.00	0.00	0.00	1678.18	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Уренгойского энергорайона и обеспечения технологического присоединения новых потребителей
63	Заходы одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС-Уренгой на ПС 220 кВ Исконная			2x4 км										8												8	0	0												
64	ПС 220 кВ Ермак	Тюменская	2016	2x125 МВА УШР 2x63 Мвар					250	126																0	250	126	4478.04	150.00	801.05	252.26	1530.18	1573.45	132.15	0.00	4439.09	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых объектов НПС нефтепровода Заполярье-Пурпе
65	Заходы одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС - Манзяра на ПС 220 кВ Ермак			2x80,3 км				160.6																		160.6	0	0												
66	ВЛ 220 кВ Исконная-Ермак	Тюменская	2021	133 км																			133			133	0	0	2975.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2975.00	2975.00		
67	ПС 220 кВ НГХК	Тюменская	2015	4x63 МВА		252																				0	252	0	1474.17	178.97	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	178.97	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения ОАО "Новоуренгойский газохимический комплекс"
68	ВЛ 220 кВ Уренгой - НГХК I и II цепь	Тюменская	2015	2x35 км	70																					70	0	0	1318.46	160.46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	160.46		
69	ПС 220 кВ Славянская	Тюменская	2016	2x25 МВА					50																	0	50	0	8739.86	150.72	1400.00	588.56	6584.23	0.00	0.00	0.00	8723.51	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых объектов НПС нефтепровода Заполярье-Пурпе
70	ВЛ 220 кВ Ермак - Славянская №1 и №2 (ГС Заполярье-Пурпе)			2x135км				270																		270	0	0												
71	ПС 220 кВ Усть-Тегусская	Тюменская	2017	2x125 МВА								250														0	250	0	2451.30	0.00	1198.29	1253.01	0.00	0.00	0.00	0.00	2451.30	ООО"ТНК-Уват"	Обеспечение технологического присоединения электроустановок ООО"ТНК-Уват"
72	ПС 220 кВ Тимкинская			2x63 МВА								126														0	126	0	1730.24	0.00	845.81	884.43	0.00	0.00	0.00	0.00	1730.24		
73	ВЛ 220 кВ Демьянская-Усть-Тегусская 1,2 с заходами на ПС 220 кВ Тимкинская			315 км							315															315	0	0	11962.03	3807.75	3986.13	4168.14	0.00	0.00	0.00	0.00	11962.03		
	Итого по 500 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей и реализации выданных технических условий				***6.2***	***1002***	***0***	***12.0***	***501***	***0***	***0.0***	***0***	***0***	***11.3***	***1000***	***0***	***0.0***	***0***	***0***	***0.0***	***0***	***0***	***0.0***	***0***	***0***	***29.6***	***2503***	***0***		***612.6***	***1958.9***	***8307.9***	***3601.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***14480.3***		
	Итого по 220 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей и реализации выданных технических условий				***915.2***	***1718***	***0***	***647.6***	***836***	***126***	***561.8***	***1974***	***0***	***173.4***	***1067***	***0***	***4.0***	***250***	***0***	***0.0***	***0***	***0***	***328.0***	***750***	***52***	***2630.0***	***6595***	***178***		***9122.5***	***15368.9***	***18776.6***	***17927.1***	***4542.3***	***398.6***	***10326.1***	***76462.0***		
	Для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей																																						
	500 кВ																																						
74	ОРУ 500 кВ Пермской ГРЭС АТГ №2 500/220 кВ с секционированием ОРУ 220 кВ	Пермская	2015	801 МВА		801																				0	801	0	1665.39	0.00	1665.39	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1665.39	ОАО "ИнтерРАО"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Пермской энергосистемы.
75	ПС 500 кВ Газовая (2-я АТГ)	Оренбургская	2015	501 МВА		501																				0	501	0	551.00	271.37	239.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	510.52	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей центрального энергоузла Оренбургской энергосистемы и г. Оренбург
	ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ																																						
76	Перевод на номинальное напряжение 500 кВ ВЛ 220 кВ Витязь - Иртыш	Тюменская	2021	240 км																			240			240	0	0	1488.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1488.05	1488.05	Инвестор	Повышение пропускной способности электрических сетей Тюменской ЭС
77	ВЛ 220кВ Нижневартовская ГРЭС-Советско-Сосновская (в габаритах 500 кВ, объемы учтены в ОЭС Сибири)	Тюменская, Томская	2021	30 км																						0	0	0	692.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения существующих и обеспечение технологического присоединения новых потребителей на севере Томской области
	220 кВ																																						

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			Полная стоимость строительства	в прогнозных ценах (с НДС) 2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					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.		
78	ПС 220 кВ Бузулукская (замена существующих АТ 2х125 МВА на 2х200 МВА)	Оренбургская	2016	2х200 МВА					400																0	400	0	425.00	210.00	197.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	407.03	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Бузулукского энергорайона Оренбургской области
79	ВЛ 220 кВ Преображенская - Михайловская	Оренбургская	2021	130 км																		130			130	0	0	1537.13	7.00	115.90	0.00	0.00	0.00	707.11	707.12	1537.13	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Северного энергорайона Оренбургской области
80	ПС 220 кВ Сорочинская. Замена АТ 2х125 МВА на 2х200 МВА с установкой БСК 52 Мвар	Оренбургская	2021	2х200 МВА 52 Мвар																			400	52	0	400	52	875.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	875.45	875.45	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Западного энергорайона Оренбургской области
	Итого по 500 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надёжности электроснабжения существующих потребителей				*0*	*1302*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*240*	*0*	*0*	*240*	*1302*	*0*		*271.4*	*1904.5*	*0.0*	*0.0*	*0.0*	*0.0*	*1488.0*	*3664.0*		
	Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надёжности электроснабжения существующих потребителей				*0*	*0*	*0*	*0*	*400*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*130*	*400*	*52*	*130*	*800*	*52*		*217.0*	*312.9*	*0.0*	*0.0*	*0.0*	*707.1*	*1582.6*	*2819.6*		
	Объекты реновации с увеличением трансформаторной мощности																																						
	500 кВ																																						
81	ПС 500 кВ Шагол	Челябинская	2021	2х250+7х167 МВА																			1669		0	1669	0	2552.53	306.43	306.43	306.43	0.00	0.00	0.00	0.00	919.29	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей г. Челябинск
	ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ																																						
82	ПС 500 кВ Демьянская	Тюменская	2021	6х167 МВА, 2х200 МВА, 2х63 МВА																			1528		0	1528	0	7453.44	121.48	143.99	768.96	242.10	204.50	0.00	0.00	1481.03	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения северных районов Тюменской области. Обеспечение технологического присоединения Уватской группы нефтяных месторождений.
	220 кВ																																						
83	ПС 220 кВ Киргалинская	Оренбургская	2015	2х250 МВА		500																			0	500	0	590.0	75.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	75.4	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения ОАО "ЕВРАЗ КГОК"
84	ПС 220 кВ Кроно	Пермская	2018	2х63 МВА																			500		0	500	0	356.0	0.0	0.0	356.0	0.0	0.0	0.0	0	356.0	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения нового производства (ООО "СВОС КРОНО РУС")
	Итого по объектам реновации 500 кВ				*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*3197*	*0*	*0*	*3197*	*0*		*427.9*	*450.4*	*1075.4*	*242.1*	*204.5*	*0.0*	*0.0*	*2400.3*		
	Итого по объектам реновации 220 кВ				*0*	*500*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*500*	*0*	*0*	*1000*	*0*		*75.4*	*0.0*	*356.0*	*0.0*	*0.0*	*0.0*	*0.0*	*431.4*		

	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС) 2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.
ВСЕГО, в т.ч.	987.2	4522	0	665.6	1737	126	561.8	1974	0	184.7	2067	0	4.0	250	0	0.0	0	0	698.0	4847	104	3101.4	15397	230	11256.8	20081.7	28515.8	21770.1	4746.8	1105.7	13396.7	100873.7
по 500 кВ	7.4	2304	0	12.0	581	0	0.8	0	0	11.3	1000	0	0.0	0	0	0.0	0	0	240.0	3197	0	270.7	7082	0	1659.2	4313.9	9383.3	3843.1	204.5	0.0	1488.0	20891.9
по 220 кВ	979.9	2218	0	653.6	1236	126	561.8	1974	0	173.4	1067	0	4.0	250	0	0.0	0	0	458.0	1650	104	2830.7	8395	230	9597.6	15767.9	19132.6	17927.1	4542.3	1105.7	11908.6	79981.8

Примечание

В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2015 - 2021 ГОДОВ ОЭС СИБИРИ

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			в ценах на 4-й квартал 2013 года (без НДС), кроме объектов, вошедших в ИП ФСК 2014-2019										НП	в прогнозных ценах (с НДС)									Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
																													Полная стоимость строительства	Остаточная стоимость на 01.01.2015 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого		Полная стоимость строительства	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого		
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) 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.	млн. руб.	млн. руб.		млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.		
	Объекты для выдачи мощности электростанций																																																	
	ТЭС																																																	
	220 кВ																																																	
1	ВЛ 220 кВ ЦРП ШГХО - Быстринская	Забайкальская	2021	150 км																			150			150	0	0	2026.3	2026.3						1000.0	1026.3	2026.3		3117	0	0	0	0	0	1516	1601	3117	Инвестор	Выдача "запертой" мощности ТЭЦ ШГХО
	Итого по 220 кВ для выдачи мощности ТЭС				*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*150*	*0*	*0*	*150*	*0*	*0*	*2026*	*2026*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*1000*	*1026*	*2026*	*0*		*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*1516*	*1601*	*3117*		
	Межсистемные линии электропередачи																																																	
	500 кВ																																																	
2	ВЛ 500 кВ Восход -Витязь	Омская, Тюменская	2015	342 км	342																					342	0	0	9702.1	348.67	348.7							348.7	*	9702	349	0	0	0	0	0	0	349	ПАО "ФСК ЕЭС"	Создание прямой межсистемной связи ОЭС Сибири с ОЭС Урала.
	Итого по межсистемным объектам 500 кВ				*342*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*342*	*0*	*0*	*9702.1*	*348.67*	*348.67*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*348.67*	*0*		*348.7*	*0.0*	*0.0*	*0.0*	*0.0*	*0.0*	*0.0*	*348.7*		
	Для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий																																																	
	500 кВ																																																	
3	ПС 500 кВ Озерная	Иркутская	2016 2017 2018	3х501 МВА					501			501			501											0	1503	0	9249.2	9249.2	1000.0	2000.0	4000.0	2249.2				9249.2		12402	1234	2584	5404	3180	0	0	0	12402	ОАО "ИЭСК"	Обеспечение технологического присоединения Тайшетского алюминиевого завода ОАО "Иркутскэнерго"
				БСК 4х100 Мвар, УШР 2х 100 Мвар						300						300																																		
4	ВЛ 500 кВ Братский ПП - Озерная с расширением ОРУ 500 кВ Братского ПП		2021	230 км																			230			230	0	0	7170.2	7170.2						3000.0	4170.2	7170.2		11054	0	0	0	0	0	4549	6505	11054	ОАО "ИЭСК"	
5	Установка третьего АТ на ПС 500 кВ Енисей	Красноярская	2018	801 МВА											801											0	801	0	884.5	884.5				884.5				884.5		1250	0	0	0	1250	0	0	0	1250	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей в г. Красноярске
6	ПС 500 кВ Усть-Кут	Иркутская	2017	(501+167) МВА, ШР 180 Мвар, УШР 180 Мвар								668	360													0	668	360	8777	8726.4	100.00	3 000.00	2 200.00	1 800.00	1 626.42			8726.4	*	8777	100	3000	2200	1800	1626	0	0	8726	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Иркутской области, Республики Бурятия, БАМа и ТС ВСТО
				БСК 2х52 Мвар									104																																					
7	Заход ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – ЯкуримП (ВЛ-574) (временно работает на напряжение 220 кВ) на ОРУ 500 кВ и ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут с образованием ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС - Усть-Кут и ВЛ 220 кВ Усть-Кут -Якурим	Иркутская	2017	3 км							3															3	0	0																						
8	Заходы ВЛ 220 кВ Коршуниха-Звездная на ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут	Иркутская	2017	2 км							2															2	0	0																						
9	Заходы ВЛ 220 кВ Лена-Якурим на ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут		2017	2 км							2															2	0	0																						
10	ВЛ 500 кВ Усть-Кут - Нижнеангарская с ПС 500 кВ Нижнеангарская с заходами ВЛ 220 кВ Северобайкальская – Кичера и ВЛ 220 кВ Северобайкальская – Ангоя	Иркутская, Бурятская	2019	(501+167) МВА, ШР 180 Мвар, 290 км													290	668	180							290	668	180	11471.73	11 264.25	70.00	300.00	500.00	700.00	6 707.43	2986.9		11264.3	*	11472	70	300	500	700	6707	2987	0	11264	ПАО "ФСК ЕЭС"	
				УШР 2х63 Мвар															126																															
11	ВЛ 220 кВ (в габаритах 500 кВ) Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут №2	Иркутская	2019	300 км													300									300	0	0	11 370.36	11 370.36			421.03	5 365.00	2 745.00	2839		11370.3	*	11370	0	0	421	5365	2745	2839	0	11370	ПАО "ФСК ЕЭС"	
	220 кВ																																																	
12	ПС 220 кВ Увальная	Кузбасская	2015	2х40 МВА		80																				0	80	0	1308.7	1308.7	1308.7							1308.7		1309	1615	0	0	0	0	0	0	1615	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения ОАО "УК Сибирская"
13	ВЛ 220 кВ Татаурово - Горячинская I и II цепь	Бурятская	2015	1 п.к.2х142 км	142																					142	0	0	7587.63	3873.48	18.4	16.8	1000.0	1000.0	500.0	500.0	838.4	3873.5	*	7588	18	17	1000	1000	500	500	838	3874	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения курортной зоны на о. Байкал
14	ПС Горячинская			1 п.к.-2х125 МВА		125																				0	125	0																						
15	ВЛ 220 кВ Ключи - Шелехово №2	Иркутская	2016	1 км				1																		1	0	0	15.1	15.1		15.1						15.1		20	0	20	0	0	0	0	0	20	ОАО "ИЭСК"	Усиление схемы внешнего электроснабжения ИркАЗа
16	Перевод ВЛ 220 кВ Шелехово – БЦБК с отпайкой на ПС Спорная I цепь (ШБЦ-269) с ПС 220 кВ Шелехово на ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Ключи	Иркутская	2016	1 км				1																		1	0	0	15.1	15.1		15.1						15.1		20	0	20	0	0	0	0	0	20	ОАО "ИЭСК"	Усиление схемы внешнего электроснабжения ИркАЗа
17	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	2016	11 км				11																		11	0	0	301.1	301.1		301.1						301.1		389	0	389	0	0	0	0	0	389	ОАО "ИЭСК"	Обеспечение технологического присоединения сталеплавильного завода в г. Братск (ПС 220 кВ СЭМЗ)
18	ПС 220 кВ Восточная	Иркутская	2015	2х250 МВА		500																				0	500	0	2315	2315	2315.0							2315.0		2857	2857	0	0	0	0	0	0	2857	ОАО "ИЭСК"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей Иркутской области
19	ВЛ 220 кВ Иркутская-Восточная	Иркутская	2015	2х61,5 км	123																					123	0	0	1150.4	1150.4	1150.4							1150.4		1420	1420	0	0	0	0	0	0	1420	ОАО "ИЭСК"	
20	ПС 220 кВ Жерновская	Кузбасская	2018	2х63 МВА											126											0	126	0	1330.9	1330.9			600.0	730.9				1330.9		1844	0	0	811	1033	0	0	0	1844	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения ОАО "Новолипецкий металлургический комбинат"
21	ВЛ 220 кВ Кузбасская - Жерновская №1 и №2			2х9,6 км										19.2												19.2	0	0	500.5	500.5				500.5				500.5		708	0	0	0	708	0	0	0	708	Инвестор	
22	Перевод второй ВЛ 110 кВ Таксимо-Мамакан с отпайками на напряжение 220 кВ со строительством ПС 220 кВ Дяля, Чаянгро	Иркутская, Бурятия	2016	1х25 МВА, 1х25 МВА					50																	0	50	0	661.9	661.9		661.9						661.9		855	0	855	0	0	0	0	0	855	ЗАО «Витимэнерго»	Повышение надежности электроснабжения потребителей Мамско-Чуйского и Бодайбинского районов Иркутской области и обеспечение технологического присоединения новых потребителей

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 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
23	ПС 220 кВ Мамакан (реконструкция с установкой второго АТ, 2СШ 220 кВ, ОСШ 220 кВ, 2СШ 110 кВ, ОСШ 110 кВ)	Иркутская	2016	125 МВА					125																	0	125	0
24	заходы ВЛ 220 кВ Кызыльская - Чадан на ПП Дурген	Тывинская	2017	2х0,42 км							0.84															0.84	0	0
25	ВЛ 220 кВ ПП Дурген- Элегестский ГОК	Тывинская	2017	2х0,01 км							0.02															0.02	0	0
26	ПС 220 кВ Дурген	Тывинская	2021	2х63 МВА																				126		0	126	0
27	ВЛ 220 кВ Харанорская ГРЭС - Быстринская I и II цепь	Забайкальская	2019	2х234,9 км													469.8									469.8	0	0
28	ПС 220 кВ Быстринская		2019	2х125 МВА														250								0	250	0
29	ПС220 кВ Тайга	Красноярская	2016	2х125 МВА					250																	0	250	0
30	ВЛ 220 кВ Раздолинская -Тайга I и II цепь с реконструкцией ПС 220 кВ Раздолинская		2016	2х229 км				458																		458	0	0
31	ВЛ 220 кВ Озерная-ТАЗ	Иркутская	2017 2018	4х2 км							4			4												8	0	0
32	ВЛ 220 кВ Пеледуй - Чертово Корыто № 1 и № 2	Иркутская, Якутская	2015 2018	2х190 км	190									190												380	0	0
33	ВЛ 220 кВ Чертово корыто-Сухой Лог № 1 и № 2	Иркутская	2015 2018	2х58 км	58									58												116	0	0
34	ВЛ 220 кВ Сухой Лог-Мамакан №1 и №2	Иркутская	2018	2х169,9км										339.8												339.8	0	0
35	ПС 220 кВ Чертово корыто	Иркутская	2018	2х63 МВА											126											0	126	0
36	ПС 220 кВ Сухой Лог	Иркутская	2018	2х63 МВА											126											0	126	0
37	ВЛ 220 кВ Пеледуй-Рассоха №1 и №2 (достройка уч-ка ВЛ 220 кВ от ПС Талаканская до ПС Пеледуй) (объемы учтены в ОЭС Востока)	Якутская, Иркутская	2018																							0	0	0
38	ВЛ 220 кВ Тира –Надеждинская-Рассоха I , II цепь	Иркутская	2017	2х160 км							320															320	0	0
39	ПС 220 кВ Рассоха	Иркутская	2017	2х40 МВА								80														0	80	0
40	ПС 220 кВ Надеждинская	Иркутская	2017	2х40 МВА								80														0	80	0
41	ВЛ 220 кВ Усть-Кут- Бобровка № 1 и № 2	Иркутская	2017								152															152	0	0
42	ПС 220 кВ Бобровка	Иркутская	2017	2х40 МВА								80														0	80	0
43	ВЛ 220 кВ Бобровка - Тира № 1 и № 2	Иркутская	2017								398															398	0	0
44	ПС 220 кВ Тира	Иркутская	2017	2х40 МВА								80														0	80	0
45	ВЛ 220 кВ Братский ПП - Табь №1 и №2	Иркутская	2017								60															60	0	0
46	ПС 220 кВ Табь	Иркутская	2017	2х40 МВА								80														0	80	0
47	Отпайки от ВЛ 220 кВ Братский ПП - Табь №1 и №2 на ПС 220 кВ Чукша	Иркутская	2019														220									220	0	0
48	ПС 220 кВ Чукша	Иркутская	2019	2х40 МВА														80								0	80	0
49	ВЛ 220 кВ Коршуниха-НПС-5 (Ильимская) I и II цепь	Иркутская	2019														22									22	0	0
50	ПС 220 кВ НПС-5 (Ильимская)	Иркутская	2019	2х25 МВА														50								0	50	0
51	ПС 220 кВ Айская	Алтайская	2021	2х63 МВА																				126		0	126	0
52	ВЛ 220 кВ Бийская-Айская I и II цепь		2021	2х100 км																			200			200	0	0
53	ВЛ 220 кВ Означенное – Степная (участок от опоры 64 до ПС 220 кВ Степная)	Хакасская	2018	50,6 км										50.6												50.6	0	0
54	ПС 220 кВ Степная	Хакасская	2018	2х63 МВА											126											0	126	0
55	ВЛ 220 кВ Чита 500-Озерный ГОК I и II цепь	Забайкальская, Бурятская	2018	2х150 км										300												300	0	0
56	ПС 220 кВ Озерный ГОК		2018	2х80 МВА											160											0	160	0
57	ВЛ 220 кВ Шушенская -опорная - Туманная 1 цепь	Красноярская, Тывинская	2020	319 км																319						319	0	0
58	ВЛ 220 кВ Шушенская -опорная - Туманная 2 цепь	Красноярская, Тывинская	2020	319 км																319						319	0	0
59	ПС 220 кВ Туманная	Тывинская	2020	2х125 МВА																	250					0	250	0
60	ПС 220 кВ Удоканский ГОК	Забайкальская	2016	2х80 МВА					160																	0	160	0
61	ВЛ 220 кВ Чара – Удоканский ГОК	Забайкальская	2016	2х0,5 км				1																		1	0	0

№	в ценах на 4-й квартал 2013 года (без НДС), кроме объектов, вошедших в ИП ФСК 2014-2019										ИП
	Полная стоимость строительства	Остаточная стоимость на 01.01.2015 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого	
	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	
23	235.8	235.8		235.8						235.8	
24–26	1065.03	1052.13	61.68	830.00	160.45					1052.1	*
27–28	7105.11	6953.14	48.5	50.00	2400.0	2400.0	2054.5			6953.0	*
29	1856.5	1856.5	1000.0	856.50						1856.5	
30	3514.3	3514.3	2000.0	1514.3						3514.3	
31	58.9	58.9			30.0	28.9				58.9	
32–36	12 903.00	12 903.00	143.20	500.00	900.00	6 200.00	5 159.80			12903.0	*
37										0.0	
38	2 497.70	2 484.17	90.00	800.00	800.00	794.17	0.00			2484.2	*
39–44	9 720.79	7 647.24	100.0	1347.2	3400.0	600.0	2200.0			7647.2	*
45	988.8	988.8			988.8					988.8	
46	718.6	718.6			718.6					718.6	
47	2800.4	2800.4				1400.0	1400.4			2800.4	
48	718.6	718.6					718.6			718.6	
49	390.3	390.3					390.3			390.3	
50	718.6	718.6					718.6			718.6	
51	1265.1	1265.1						600.0	665.1	1265.1	
52	1521.1	1521.1						700.0	821.1	1521.1	
53–54	1 136.00	1 104.96			200.00	210.00	398.60	296.4		1105.0	*
55	2202.6	2202.6			1100.0	1102.6				2202.6	
56	1403	1403			700.0	703.0				1403.0	
57	3505.1	3505.1					2000.0	2278.6		4278.6	
58	4278.6	4278.6					2000.0	1505.1		3505.1	
59	1873.4	1873.4					930.0	343.4		1273.4	
60	1383.4	1383.4	750.0	633.4						1383.4	
61	7.1	7.1		7.1						7.1	

№	в прогнозных ценах (с НДС)									Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
	Полная стоимость строительства	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого		
	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.		
23	305	0	305	0	0	0	0	0	305	ЗАО «Витимэнерго»	Повышение надежности электроснабжения потребителей Мамско-Чуйского и Бодайбинского районов Иркутской области и обеспечение технологического присоединения новых потребителей
24–26	1065	62	830	160	0	0	0	0	1052	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения ЗАО "Енисейская промышленная компания"
27–28	7105	49	50	2400	2400	2055	0	0	6953	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения Быстринского ГОК
29	2341	1234	1107	0	0	0	0	0	2341	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения ЗАО "Полюс"
30	4425	2469	1957	0	0	0	0	0	4425		
31	81	0	0	41	41	0	0	0	81	ОАО "ИЭСК"	Обеспечение технологического присоединения расширяемой части Тайшетского алюминиевого завода .
32–36	12903	143	500	900	6200	5160	0	0	12903	Инвестор	Повышение надежности электроснабжения потребителей Мамско-Чуйского и Бодайбинского районов Иркутской области и обеспечение технологического присоединения новых потребителей
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Инвестор	Повышение надежности электроснабжения потребителей Мамско-Чуйского и Бодайбинского районов Иркутской области и обеспечение технологического присоединения новых потребителей, в том числе ТС ВСТО и ОАО "РЖД"
38	2498	90	800	800	794	0	0	0	2484	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Мамско-Чуйского и Бодайбинского районов Иркутской области и обеспечение технологического присоединения новых потребителей, в том числе ТС ВСТО и ОАО "РЖД"
39–44	9721	100	1347	3400	600	2200	0	0	7647	Инвестор	
45	1336	0	0	1336	0	0	0	0	1336	Инвестор	
46	971	0	0	971	0	0	0	0	971	Инвестор	
47	4038	0	0	0	1979	2059	0	0	4038	Инвестор	
48	1057	0	0	0	0	1057	0	0	1057	Инвестор	
49	574	0	0	0	0	574	0	0	574	Инвестор	
50	1057	0	0	0	0	1057	0	0	1057	Инвестор	
51	1947	0	0	0	0	0	910	1038	1947	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения игорной зоны и особых экономических зон туристско-рекреационного типа в Республике Алтай
52	2342	0	0	0	0	0	1061	1281	2342		
53–54	1136	0	0	200	210	399	296	0	1105	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения Аскизского и Таштыпского районов Республики Хакасия
55	3045	0	0	1486	1559	0	0	0	3045	ООО "Озернинский ГОК"	Повышение надежности электроснабжения и обеспечение технологического присоединения новых потребителей в Еравнинском, Баунтовском , Хоринском и Кижингинском районах Республики
56	1940	0	0	946	994	0	0	0	1940		
57	6396	0	0	0	0	2941	3455	0	6396	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения Ак-Сугского медно-молибденового месторождения
58	5223	0	0	0	0	2941	2282	0	5223	ПАО "ФСК ЕЭС"	
59	1888	0	0	0	0	1367	521	0	1888	Инвестор	
60	1744	926	818	0	0	0	0	0	1744	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения 1-й очереди удоканского гока Удоканского ГОК
61	9	0	9	0	0	0	0	0	9		

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 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
62	ПС 220 кВ СЭМЗ	Иркутская	2016	2х40 МВА					80																	0	80	0
63	с отпайками от ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - Заводская №1 и №2	Иркутская	2016	2х1 км				2																		2	0	0
64	ПС 220 кВ Металлург	Кузбасская	2016	2х40 МВА					80																	0	80	0
65	с отпайками от ВЛ 220 кВ Новокузнецкая – КМК-1 I, II цепь с отпайкой на ПС Опорная-9 ПС 220 кВ Металлург	Кузбасская	2016	2х2,5 км				5																		5	0	0
66	ПС 220 кВ Столбово	Иркутская	2017, 2019	2х40 МВА								40			40											0	80	0
67	с отпайками от ВЛ 220 Иркутская - Восточная I, II цепь	Иркутская	2017	2х2 км							4															4	0	0
	Итого по 500 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий				***0***	***0***	***0***	***0***	***501***	***0***	***3***	***1169***	***360***	***0***	***1302***	***0***	***590***	***668***	***180***	***0***	***0***	***0***	***230***	***0***	***0***	***823***	***3640***	***540***
	Итого по 220 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий				***513***	***705***	***0***	***479***	***745***	***300***	***942.86***	***440***	***101***	***961.6***	***704***	***300***	***711.8***	***380***	***126***	***638***	***250***	***0***	***200***	***252***	***0***	***4446.3***	***3476***	***0***
	Для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей																											
	500 кВ																											
68	ВЛ 500 кВ Алюминиевая -Абаканская - Итатская с реконструкцией ПС 500 кВ Абаканская и ПС 1150 кВ Итатская	Хакасская, Красноярская	2015	332,91 км ШР-180 Мвар	332.9		180																			332.9	0	180
69	ПС 500 кВ Енисей установка второго АТ 500 кВ	Красноярская	2015	801 МВА		801																				0	801	0
70	Заход второй цепи ВЛ 500 кВ Красноярская ГЭС - Красноярская на ПС 500 кВ Енисей	Красноярская	2015	1,2+1,06 км	2.26																					2.26	0	0
71	ВЛ 220 кВ Енисей - Абалаковская	Красноярская	2015	15 км	15																					15	0	0
72	ВЛ 220 кВ Енисей-КрАЗ	Красноярская	2015	2х2,5 км	5																					5	0	0
73	ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС-Советско-Соснинская (в габаритах 500 кВ)	Тюменская, Томская	2021	30 км																			30			30	0	0
74	ВЛ 220 кВ Томская -Володино (в габаритах 500 кВ)	Томская	2021	110 км																			110			110	0	0
	с установкой УШР 100 Мвар на ПС 220 кВ Парабель		2021	УШР 100 Мвар																					100			
75	ПС 500 кВ Восход	Омская	2015	501+167 МВА,УШР 180+60 Мвар, ШР 180+60 Мвар		668	180																			0	668	180
76	с заходами ВЛ 500 кВ Барабинская - Таврическая	Омская	2015	1,7+1,5 км	3.2																					3.2	0	0
77	заходами ВЛ 220 кВ Ульяновская-Московка на ПС 500 кВ Восход	Омская	2015	2х14,4км	28.8																					28.8	0	0
78	заходами ВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-4 - Татарская на ПС 500 кВ Восход	Омская	2015	2х10,2км	20.4																					20.4	0	0
	220 кВ																											
79	Забайкальский преобразовательный комплекс на ПС 220 кВ Могоча	Забайкальская	2015	640 МВА		450																				0	450	0
80	ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Туран-Кызыльская №2	Красноярская, Тывинская	2020-2021	305 км																305						305	0	0
81	с реконструкцией ОРУ 220 кВ ПС Туран			2х100 Мвар																		200				0	0	200
82	Перенод ВЛ 220 кВ Черемхово - Оса на проектное напряжение	Иркутская	2020	4 км																4						4	0	0
83	ПС 220 кВ Оса		2020	125 МВА																	125					0	125	0
84	ВЛ 220 кВ Барнаульская-Бийская	Алтайская	2018	175 км										175												175	0	0
85	Подвеска второй цепи транзита 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС - Степная с расширением тяговых подстанций и установкой СКРМ на тяговых подстанциях транзита	Хакасская, Кузбасская	2018	315 км										315												315	0	0
86	ПС 220 кВ Багульник	Забайкальская	2017	2х125 МВА								250														0	250	0
87	ВЛ 220 кВ Маккавеево- Багульник-Чита-500		2017	2х118,2 км							236.4															236.4	0	0
88	ПС 220 кВ Жарки	Красноярская	2018	2х200 МВА											400											0	400	0
	с ВЛ 220 кВ и реконструкцией ПС 220 кВ Новокрасноярская с последующим переименованием ПС Новокрасноярская в ПС 220 кВ Жарки			7,55 км										7.55												7.55	0	0

№	в ценах на 4-й квартал 2013 года (без НДС), кроме объектов, вошедших в ИП ФСК 2014-2019										ИП	в прогнозных ценах (с НДС)									Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
	Полная стоимость строительства	Остаточная стоимость на 01.01.2015 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого		Полная стоимость строительства	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого		
	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.		
62	1305.8	1305.8	650.0	655.8						**1305.8**		1650	802	847	0	0	0	0	0	**1650**	ООО "СЭМЗ"	Обеспечение технологического присоединения сталеплавильного завода в г. Братск
63	28.5	28.5		28.5						**28.5**			0		0	0	0	0	0	**0**		
64	1308.7	1308.7	650.0	658.7						**1308.7**		1653	802	851	0	0	0	0	0	**1653**	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения объектов угольной промышленности ООО "Регионстрой"
65	69	69		69.0						**69.0**		89	0	89	0	0	0	0	0	**89**		
66	1305.8	1305.8			650.0		655.8			**1305.8**		1842	0	0	878	0	964	0	0	**1842**	ОАО "ИЭСК"	Обеспечение технологического присоединения потребителей Южной части Иркутского энергорайона Иркутской области.
67	29.9	29.9			29.9					**29.9**			0		40	0	0	0	0	**40**		
Итого по 500 кВ	48922.99	48664.91	***1170***	***5300***	***7121.63***	***10998.7***	***11078.85***	***8826.15***	***4170.2***	***48664.93***	***0***		***1404.3***	***5884.2***	***8525.4***	***12294.9***	***11078.9***	***10375.1***	***6585.3***	***56068.1***		
Итого по 220 кВ	83101.86	77104.72	***10285.88***	***9196.27***	***13677.75***	***15670.87***	***19126.62***	***6223.48***	***2324.58***	***76504.65***	***0***		***12587.5***	***10810.5***	***15369.1***	***17517.3***	***23271.5***	***9825.49***	***3156.8***	***91738.2***		
68	10262.32	773	300.0	473.00						**773.0**	*	10262	300	473	0	0	0	0	0	**773**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Усиление выдачи мощности Саяно-Шушенской ГЭС
69–72	9806.52	3588.48	1688.8	1900.00						**3588.8**	*	9807	1689	1900	0	0	0	0	0	**3589**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения г. Красноярска и обеспечение технологического присоединения новых потребителей
73	692.8	692.8							692.8	**692.8**		1081	0	0	0	0	0	0	1081	**1081**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Томской энергосистемы и обеспечение технологического присоединения новых потребителей
74	2317	2317						1000.0	1317.0	**2317.0**		3571	0	0	0	0	0	1516	2054	**3571**	ПАО "ФСК ЕЭС"	
74	404.7	404.7							404.7	**404.7**			0	0	0	0	0	0	631	**631**		
75–78	5606.72	707.36	150.0	377.8	179.5					**707.4**	*	5607	150	378	180	0	0	0	0	**707**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Омской ЭС и создание прямой межсистемной связи ОЭС Урала - ОЭС Сибири
79	5813	115.53	115.5							**115.5**	*	5813	116	0	0	0	0	0	0	**116**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение совместной работы ОЭС Востока и ОЭС Сибири
80–81	5143.97	5142.97	10.0	30.0	110.0	1664.0	1664.0	1665.0		**5143.0**	*	6004	10	30	110	1664	1664	2525	0	**6003**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения юга Тывинской энергосистемы и обеспечение технологического присоединения новых потребителей
82	188.2	188.2						188.2		**188.2**		285	0	0	0	0	0	285	0	**285**	ОАО "ИЭСК"	Повышение надежности электроснабжения и обеспечение технологического присоединения потребителей Иркутско-Черемховского района Иркутской области
83	317.2	317.2						317.2		**317.2**		481	0	0	0	0	0	481	0	**481**	ОАО "ИЭСК"	
84	2311.7	2311.7			1100.0	1211.7				**2311.7**		3199	0	0	1486	1713	0	0	0	**3199**	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения игорной зоны и особых экономических зон туристско-рекреационного типа
85	6 253.00	6 213.00	100.00	235.00	1 700.00	1 700.00	2 478.00			**6213.0**	*	6253	100	235	1700	1700	2478	0	0	**6213**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей на юге Кузбасской энергосистемы (объекты РЖД).
86–87	3377.68	3409	100.0	600.0	1710.0	567.7	400.0			**3377.7**	*	3346	100	600	1710	568	400	0	0	**3378**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения г. Читы
88	1164	1112.04	30.0			1082.0				**1112.0**	*	1164	30	0	0	1082	0	0	0	**1112**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежное электроснабжение г. Красноярска и обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого		
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар
89	ВЛ 220 кВ Минусинск-Кошурниково	Красноярская	2017	160 км							160															160	0	0
90	ВЛ 220 кВ Саянская тяговая - Камала-1 №2	Красноярская	2017	79 км							79															79	0	0
91	ВЛ 220 кВ Кошурниково - Саянская тяговая	Красноярская	2017	206 км							206															206	0	0
92	Установка двух БСК мощностью 20 Мвар каждая на ПС Северобайкальская (ОАО "РЖД")	Бурятская	2015	2х20 Мвар			40																			0	0	40
	Итого по 500 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей				***338.4***	***1469.0***	***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***	***0.0***	***0.0***	***344.0***	***0.0***	***0.0***	***478.4***	***1469.0***	***360.0***
	Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей				***69.2***	***450***	***40***	***0***	***0***	***0***	***681.4***	***250***	***0***	***497.55***	***400***	***0***	***0***	***0***	***0***	***309***	***125***	***200***	***0***	***0***	***100***	***1557.2***	***1225***	***240***
	Объекты реновации с увеличением трансформаторной мощности																											
	500 кВ																											
93	ПС 500 кВ Тайшет (установка третьего АТ 500/110 кВ)	Иркутская	2018	250 МВА											250											0	250	0
	220 кВ																											
94	Реконструкция ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская с изменением схемы РУ 220 кВ (секционирование системы шин)	Забайкальская	2017	2х63 МВА								126														0	126	0
95	ПС 220 кВ Левобережная	Красноярская	2018	3х200 МВА											400											0	400	0
96	ПС 220 кВ Советско-Соснинская	Томская	2015 2016	3х125 МВА		125			125																	0	250	0
97	ПС 220 кВ Междуреченская	Кузбасская	2016	3х200 МВА 3х63 МВА					726																	0	726	0
98	ПС 220 кВ НКАЗ-2	Кузбасская	2015	2х250 МВА, 3х200МВА		1100																				0	1100	0
99	ПС 220 кВ Кызылская	Тывинская	2017 2020	2х125 МВА 2х50 Мвар									100								250					0	250	100
100	ПС 220 кВ Южная (замена АТ 125 МВА на 200 МВА)	Алтайская		1х200 МВА					200																	0	200	0
101	ПС 220 кВ Шелехово (установка второго АТ 200 МВА)	Иркутская	2016	1х200 МВА					200																	0	200	0
102	ПС 220 кВ Слюдянка (замена одного АТ 63 МВА на АТ 125 МВА)	Иркутская	2016	1х125 МВА					125																	0	125	0
103	ПС 220 кВ Левобережная, установка автотрансформаторов 220/110 кВ	Иркутская	2017 2020	2х250 МВА								250									250					0	500	0
104	ПС 220 кВ Черемхово, замена АТ 220/110 кВ	Иркутская	2019	2х200 МВА														400								0	400	0
105	ПС 220 кВ Абалаковская, замена АТ 220/110 кВ	Красноярская	2017	2х200 МВА								400														0	400	0
106	ПС 500 кВ Тулун, замена АТ 220/110 кВ	Иркутская	2019	2х250 МВА														500								0	500	0
	Итого по объектам реновации 500 кВ				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***250***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***250***	***0***
	Итого по объектам реновации 220 кВ				***0***	***1225***	***0***	***0***	***1376***	***0***	***0***	***776***	***100***	***0***	***400***	***0***	***0***	***900***	***0***	***0***	***500***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***5177***	***100***

№	в ценах на 4-й квартал 2013 года (без НДС), кроме объектов, вошедших в ИП ФСК 2014-2019										ИП	в прогнозных ценах (с НДС)									Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
	Полная стоимость строительства	Остаточная стоимость на 01.01.2015 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого		Полная стоимость строительства	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого		
	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.		
89																						
90	9 805.00	9 765.00	66.00	384.00	1 900.00	3 400.00	4 015.00			9765.0	*	9805	66	384	1900	3400	4015	0	0	9765	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей и увеличение пропускной способности однопутного ж/д транзита Минусинская опорная – Саянская тяговая-Камала
91																						
92	225	221.35	200.0	21.35						221.35	*	225	200	21	0	0	0	0	0	221	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей в Бодайбинском и Мамско-Чуйском энергорайонах Иркутской области
Итого по 500 кВ	***28685.4***	***8078.6***	***2138.8***	***2750.8***	***179.5***	***0.0***	***0.0***	***1008.0***	***2009.8***	***8078.9***	***0.0***		***2138.8***	***2750.8***	***179.5***	***0.0***	***0.0***	***1516.3***	***3135.2***	***9720.6***		
Итого по 220 кВ	***35003.45***	***29208.69***	***621.53***	***1278.35***	***6520***	***9625.18***	***8557***	***2178.4***	***404.7***	***29169.36***	***0***		***621.53***	***1278.35***	***6986.21***	***10126.6***	***8557***	***3298.98***	***631.316***	***31603.971***		
93										0.0	*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	ОАО "ИЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
94	2050	1950	20.0	3.0	50.0	1050.0	400.0			1523.0	*	1623	20	3	50	1050	400	0	0	1523	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей
95	3626.95	1003.98			100.0	680.0	224.0			1004.0	*	3627	0	0	100	680	224	0	0	1004	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
96	651.97	292.53	128.0	164.6						292.5	*	652	128	165	0	0	0	0	0	293	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
97	2925.17	1062.11	100.0	962.1						1062.1	*	2925	100	962	0	0	0	0	0	1062	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
98	4077	1557.97	1558.0							1558.0	*	4077	1558	0	0	0	0	0	0	1558	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
99	3451.11	3414.78	107.4	857.4	1935.0	515.0				3414.8	*	3451	107	857	1935	515	0	0	0	3415	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
100	314.85	190.82	89.7	101.1						190.8	*	315	90	101	0	0	0	0	0	191	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
101										0.0	*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	ОАО "ИЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
102										0.0	*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	ОАО "ИЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
103										0.0	*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	ОАО "ИЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
104										0.0	*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	ОАО "ИЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
105										0.0	*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
106										0.0	*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	ОАО "ИЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
Итого по объектам реновации 500 кВ	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***		***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***		
Итого по объектам реновации 220 кВ	***17097.85***	***9472.19***	***2003.01***	***2088.2***	***2085***	***2245***	***623.98***	***0***	***0***	***9045.19***	***0***		***2003.0***	***2088.2***	***2085.0***	***2245.0***	***624.0***	***0.0***	***0.0***	***9045.2***		

	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2020 г.			Итого					в ценах на 4-й квартал 2013 года (без НДС), кроме объектов, вошедших в ИП ФСК 2014-2019								ИП		2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар			2015 г. млн. руб.	2016 г. млн. руб.	2017 г. млн. руб.	2018 г. млн. руб.	2019 г. млн. руб.	2020 г. млн. руб.	2021 г. млн. руб.	Итого млн. руб.			млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.
ВСЕГО, в т.ч.	1262.6	3849	400	479.0	2622	300	1627.3	2635	564	1459.2	3056	300	1301.8	1948	306	947.0	875	200	720.0	252	100	7796.8	15237	1240			16567.87	20605.66	29583.3	38539.15	39386.45	18220.03	8909.28	171811.7	0		19103.7	22804.1	33065.3	42183.9	43531.4	25724.1	15029.6	201442.1
по 500 кВ	680.4	1469	360	0.0	501	0	3.0	1169	360	0.0	1552	0	590.0	668	180	0.0	0	0	370.0	0	0	1643.4	5359	900			3657.5	8050.8	7300.6	10998.7	11078.9	9826.2	6180.0	57092.5	0.0		3891.7	8635.0	8705.0	12294.9	11078.9	11891.4	9640.6	66137.4
по 220 кВ	582.2	2380	40	479.0	2121	300	1624.3	1466	204	1459.2	1504	300	711.8	1280	126	947.0	875	200	350.0	252	100	6153.4	9878	340			12910.4	12554.8	22282.8	27540.5	28307.6	8393.9	2729.3	114719.2	0.0		15212.0	14169.0	24360.3	29888.9	32452.5	13832.8	5389.1	135904.7

Примечания:

В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2015 - 2021 ГОДОВ ОЭС ВОСТОКА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НД(С)									Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
																													Полная стоимость строительства	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого		
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) 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.	млн. руб.		
	Объекты для выдачи мощности электростанций																																						
	ГЭС																																						
	220 кВ																																						
1	ПС 220/35/6 кВ Створ	Амурская	2015	2х25 МВА		50																			**0**	**50**	**0**	1343	**100**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**100**	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения строительной площадки Нижне-Бурейской ГЭС
	с отпайкой от ВЛ 220 кВ Бурейская ГЭС - Завитая II цепь			30 км	30																				**30**	**0**	**0**	505	**350**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**350**	ПАО "ФСК ЕЭС"	
2	ВЛ 220 кВ Нижнебурейская ГЭС - Архара I и II цепь	Амурская	2015	2х51,44 км	**102.88**																				**102.88**	**0**	**0**	1393	**450**	**682**	**210**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1342**	Инвестор	Выдача мощности т/а 1 и 2 Нижнебурейской ГЭС (2х80 МВт)
3	ВЛ 220 кВ Нижнебурейская ГЭС - Завитая (достройка участка ВЛ до ПС 220 кВ Завитая)	Амурская	2016	21 км				21																	**21**	**0**	**0**	202	**50**	**139**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**189**	Инвестор	Выдача мощности т/а 3 и 4 Нижнебурейской ГЭС (4х80 МВт)
4	Заходы ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС-Ядрин/т с отпайкой на ПС Траманчуканская/Т на ПС Архара	Амурская	2016	2х3 км				6																	**6**	**0**	**0**	383	**185**	**198**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**383**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Выдача мощности Нижнебурейской ГЭС (4х80 МВт)
	Итого по 220 кВ для выдачи мощности ГЭС				***132.9***	***50***	***0***	***27.0***	***0***	***0***	***0.0***	***0***	***0***	***0.0***	***0***	***0***	***0.0***	***0***	***0***	***0.0***	***0***	***0***	***0.0***	***0***	***0***	***159.9***	***50***	***0***		***1135.5***	***1019.6***	***210.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***2365.1***		
	ТЭС																																						
	220 кВ																																						
5	ВЛ 220 кВ Якутская ГРЭС-2 - Табага (МайЯ)	Якутская (ЦЭР)	2016	2х31,1 км				62.2																	**62.2**	**0**	**0**	2156	**741**	**842**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1583**	Инвестор	Выдача мощности Якутской ГРЭС-2
	Итого по 220 кВ для выдачи мощности ТЭС				***0.0***	***0***	***0***	***62.2***	***0***	***0***	***0.0***	***0***	***0***	***0.0***	***0***	***0***	***0.0***	***0***	***0***	***0.0***	***0***	***0***	***0.0***	***0***	***0***	***62.2***	***0***	***0***		***740.6***	***842.1***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***1582.6***		
	Итого по 220 кВ для выдачи мощности электростанций				***132.9***	***50***	***0***	***89.2***	***0***	***0***	***0.0***	***0***	***0***	***0.0***	***0***	***0***	***0.0***	***0***	***0***	***0.0***	***0***	***0***	***0.0***	***0***	***0***	***222.1***	***50***	***0***		***1876.1***	***1861.7***	***210.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***3947.7***		
	Межсистемные линии электропередачи																																						
	220 кВ																																						
6	ВЛ 220 кВ Тында - Лонча - Хани - Чара	Амурская (ОЭС Востока), Забайкальская (ОЭС Сибири)	2020	560 км															560						**560**	**0**	**0**	8862.9	70	600	102	662	1974	2717	2717	**8842**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение совместной работы ОЭС Востока и ОЭС Сибири, надежное электроснабжение потребителей на транзите вдоль БАМа от ПС Тында (ОЭС Востока) до ПС Уоян (ОЭС Сибири).
	установка УШР-100 Мвар, ШР-33 Мвар на ПС 220 кВ Хани			УШР-100 Мвар ШР-33 Мвар																	133						**133**	900.68	0	0	0	0	0	901	0	**900.7**		
7	Амурский преобразовательный комплекс на ПС 220 кВ Хани	Амурская	2020	450 МВА (200 МВт)																450					**0**	**450**	**0**	8696.0	73	100	100	2000	6361	0	0	**8634**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение совместной работы ОЭС Востока и ОЭС Сибири
	Итого по межсистемным объектам 220 кВ				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***560***	***450***	***133***	***0***	***0***	***0***	***560***	***450***	***133***		***143.0***	***700.0***	***202.4***	***2661.5***	***8335.0***	***3617.7***	***2717.0***	***18376.6***		
	Для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий																																						
	220 кВ																																						
8	ПС 220 кВ Верхний Улак	Амурская	2016	2х25 МВА					50																**0**	**50**	**0**	934.54	370	564	0	0	0	0	0	**934.5**	ОАО ХК "Якутуголь"	Обеспечение технологического присоединения подъездных путей и железнодорожной станции Верхний Улак
9	Заход ВЛ 220 кВ Приисейский - А на ПС 220 кВ Верхний Улак	Амурская	2016	2х1,6 км				3.2																	**3.2**	**0**	**0**	52.72	0	53	0	0	0	0	0	**52.7**	ОАО ХК "Якутуголь"	Обеспечение технологического присоединения подъездных путей и железнодорожной станции Верхний Улак
10	ВЛ 220 кВ Ледяная – ГПП	Амурская	2015	26,9 км	26.9																				**26.9**	**0**	**0**	2001	2273	0	0	0	0	0	0	**2273**	"Научно-испытательный центр ракетно-космической промышленности"	Обеспечение технологического присоединения Космодрома "Восточный"
	с ПС 220 кВ ГПП			2х63 МВА		126																			**0**	**126**	**0**												
11	ВЛ 220 кВ Ледяная - Восточная №1 и №2	Амурская	2015	2х10,6 км	21.2																				**21.2**	**0**	**0**	1186	1457	0	0	0	0	0	0	**1457**	"Научно-испытательный центр ракетно-космической промышленности"	Обеспечение технологического присоединения площадки № 6 космодрома «Восточный» и нового города в Свободненском районе Амурской области
	с ПС 220 кВ Восточная			2х63 МВА		126																			**0**	**126**	**0**												

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС)									Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
				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	Полная стоимость строительства	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого		
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.		
12	ВЛ 220 кВ Приязейская - Эльгауголь №1 и №2 с переходом через Зейское водохранилище	Амурская, Якутская (ЮЭР)	1 этап - 2016 2 этап - 2017	2х268 км				268			268															536	0	0	18500	1216	2952	2498	1852	678	0	0	9195	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения ОАО ХК "Якутуголь" Эльгинский угольный комплекс
	с ПС 220 кВ Эльгауголь			2х125 МВА 2хШР-25 Мвар 4хБСК-25 Мвар					125	50		125	100													0	250	150												
	ПС 220 кВ А			2х10 МВА								20														0	20	0												
	ПС 220 кВ Б			2х10 МВА								20														0	20	0												
	и заходами ВЛ 220 кВ			4х1 км 4х1 км				4			4															8	0	0												
13	ПС 220 кВ Скрытая	Приморская	2016	2х10 МВА 1хШР-63 Мвар					20	63																0	20	63	2008	926	1082	0	0	0	0	0	2008	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения Приморского ГОК
	с заходами ВЛ 220 кВ К - Лесозаводск			2х43,3 км				86.6																		86.6	0	0												
14	ПС 220 кВ Суходол	Приморская	2017	2х40 МВА								80														0	80	0	1689	494	517	679	0	0	0	0	1689	ОАО "Морской порт Суходол"	Обеспечение технологического присоединения морского порта "Суходол"
	с заходами ВЛ 220 кВ Владивосток - Зеленый угол			2х30 км							60															60	0	0										ПАО "ФСК ЕЭС"	
15	ВЛ 220 кВ Благовещенская - Тамбовка (Журавли) - Варваровка	Амурская	2017	59,74 км, 48,8 км,							108.54															108.54	0	0	3628.63	200	680	419	360	0	0	0	1659	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей района г. Благовещенск
	с ПС 220 кВ Тамбовка (Журавли)			2х63 МВА								126														0	126	0												
16	ПС 220 кВ Звезда	Приморская	2018	2х63 МВА											126											0	126	0	2501	0	775	811	915	0	0	0	2501	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения центра судостроения и ремонта
	с заходами ВЛ 220 кВ Береговая-2 - Перевал			2х0,196 км										0.392												0.392	0	0												
17	ПС 220 кВ Артем	Приморская	2016	2х125 МВА					250																	0	250	0	1148.32	50	850	185	0	0	0	0	1085	ПАО "ФСК ЕЭС"	Присоединение жилой застройки фонда РЖС в п. Трудовое
	с заходами ВЛ 220 кВ Владивосток - Волна			2х1 км				2																		2	0	0												
18	ПС 220 кВ Черемыхи	Приморская	2020	2х63 МВА																	126					0	126	0	1957	0	0	0	565	588	803	0	1957	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения игорной зоны «Приморье» в Приморском крае, г. Артем (юго-восточная часть города) в бухте Муравьиная .
	с заходами ВЛ 220 кВ Владивосток - Зеленый Угол			2х1,3 км																2.6						2.6	0	0												
19	ПС 220 кВ НПС-29	Амурская	2017	2х25 МВА								50														0	50	0	2264	0	1034	1230	0	0	0	0	2264	ОАО "АК Транснефть"	Обеспечение технологического присоединения ТС ВСТО
	с заходами ВЛ 220 кВ Нижнебурейская ГЭС - Архара №2			2х29 км							58															58	0	0										ПАО "ФСК ЕЭС"	
20	ВЛ 220 кВ Февральская - Рудная	Амурская	2018	195 км										195												195	0	0	3532	15	1000	1000	1487	0	0	0	3502	АО "ДРСК"	Обеспечение технологического присоединения ООО "Алдынский Рудник"
	с ПС 220 кВ Рудная и расширением ПС 220 кВ Февральская на 1 ячейку			1х63 МВА 2хБСК-26 Мвар											63	52										0	63	52												
21	ВЛ 220 кВ Пеледуй - Рассоха №1 и №2 (достройка участка ВЛ 220 кВ от ПС Ташкинская до ПС 220 кВ Пеледуй)	Якутская (ЗЭР) (ОЭС Востока) Иркутская (ОЭС Сибири)	2018	2х125 км										250												250	0	0	6170	0	0	2702	3468	0	0	0	6170	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения НПС-10 ТС ВСТО Присоединение к Якутской энергосистеме Ташкинской ГГЭС (СНГ)
22	ПС 220 кВ Восточный НХК	Приморская	2018	3х125 МВА																	375					0	375	0	2530	35	500	421	400	400	764	0	2520	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения Восточного НХК
	с ВЛ 220 кВ Лозовая - Восточный НХК №1 и №2			2х30 км																60						60	0	0												
23	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - НПС-19- Нижний Куранах (№ 3)	Якутская (ЮЭР)	2018	275 км										275												275	0	0	7157.0	0	1938	2162	3057	0	0	0	7157	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения объектов ТС ВСТО

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС)									Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
				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	Полная стоимость строительства	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого		
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.		
24	ПС 220 кВ НПС-23	Амурская	2019	2х25 МВА														50								0	50	0	1104	0	0	0	424	680	0	0	1104	ОАО "АК Транснефть"	Обеспечение технологического присоединения ТС ВСТО
	с заходами ВЛ 220 кВ Ключевая - Сиваки			2х2 км													4									4	0	0										ПАО "ФСК ЕЭС"	
25	ПС 220 кВ при НПС-26	Амурская	2019	2х25 МВА														50								0	50	0	1550	0	0	0	707	843	0	0	1550	ОАО "АК Транснефть"	Обеспечение технологического присоединения ТС ВСТО
	с заходами ВЛ 220 кВ Амурская - Королит с отпайкой на ПС Белогорск			2х2 км													4									4	0	0										ПАО "ФСК ЕЭС"	
26	ПС 220 кВ НПС-32	Хабаровская	2019	2х25 МВА														50								0	50	0	1737	0	0	0	848	889	0	0	1737	ОАО "АК Транснефть"	Обеспечение технологического присоединения ТС ВСТО
	с заходами ВЛ 220 кВ Хабаровская - Биробиджан №1 с отпайкой на ПС Икура/т			2х2 км													2									2	0	0										ПАО "ФСК ЕЭС"	
27	ВНС на ПС 220 кВ Пеледуй (Олекминск)	Якутская	2021	450 МВА (200 МВт)																				450		0	450	0	4270	0	0	0	0	0	2274	1995	4270	Инвестор	Обеспечение совместной работы Западного ЭР Якутской энергосистемы и ОЭС Сибири
28	ПС 220 кВ Раффас	Приморская	2018	2х40 МВА											80											0	80	0	1387	0	0	676	711	0	0	0	1387	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения центра судостроения и ремонта
	с заходом ВЛ 220 кВ Береговая -2 - Перевал			2х15 км										30												30	0	0											
29	ПС 220 кВ ЗСПГ	Приморская	2018	2х63 МВА											126											0	126	0	2248	0	0	1081	1167	0	0	0	2248	ОАО "Газпром" СПГ Владивосток	Обеспечение технологического присоединения объектов ОАО "Газпром" СПГ Владивосток
	с ВЛ 220 кВ Владивосток - ЗСПГ			90 км										90												90	0	0											
	Итого по 220 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий				***48.1***	***252***	***0***	***363.8***	***445***	***113***	***498.5***	***421***	***100***	***840.4***	***395***	***52***	***10.0***	***150***	***0***	***63***	***501***	***0***	***0***	***450***	***0***	***1823.4***	***2614***	***265***		***7035.3***	***11945.0***	***13862.1***	***15960.6***	***4078.1***	***3841.8***	***1995.2***	***58718.2***		
	Для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей																																						
	500 кВ																																						
30	ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС - Хабаровская №2	Приморская Хабаровская	2020	450 км 2хШР-180 Мвар																450		360				450	0	360	12913	0	0	0	0	5881	7032	0	12913	Инвестор	Повышение надежности межсистемного транзита мощности между энергосистемами Хабаровского и Приморского краев.
	220 кВ																																						
31	Заход ВЛ 220 кВ Сковородино - Тында на ПС 220 кВ Сковородино (достройка участка существующей ВЛ)	Амурская	2015	4,9 км	4.9																					4.9	0	0	363.6	312	0	0	0	0	0	0	312	ПАО "ФСК ЕЭС"	Присоединение ВЛ Тында - Сковородино по проектной схеме на ПС 220 кВ Сковородино.
32	Перевод электроснабжения ПС 220 кВ Кольмино на проектную схему в связи с вводом ПС 500 кВ Лозовая	Приморская	2015	2х12 км	24																					24	0	0	363	74	0	0	0	0	0	0	74	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения ТС ВСТО (НГ Кольмино)
33	ПС 220 кВ Сковородино (установка УШР 220 кВ)	Амурская	2015	100 Мвар			100																			0	0	100	320	116	0	0	0	0	0	0	116	ПАО "ФСК ЕЭС"	Поддержание допустимых уровней напряжения в сети 220 кВ
34	ПС 220 кВ Амур	Хабаровская	2015	2х125 МВА		250																				0	250	0	1922.41	484	0	0	0	0	0	0	484	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежного электроснабжения потребителей северной части г. Хабаровска. В послеаварийных режимах отключения одной цепи ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-3 – РЦ.
	с заходами ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 - РЦ II цепь			4,38 км	4.38																					4.38	0	0											
35	ВЛ 220 кВ Комсомольская - Советская Гавань (наименование по положительному заключению ГГЭ: ВЛ 220 кВ Комсомольская-Селихино-Ванино)	Хабаровская	2016	125 МВА					125																	0	125	0	7842.50	554	2798	1202	100	0	0	0	4654	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежного электроснабжения потребителей Ванинского района и г. Советская Гавань.
				388,1км				388.1																		388.1	0	0											
36	ВЛ 220 кВ Широкая - Лозовая	Приморская	2018	33 км										33												33	0	0	697	32	20	50	500	52	0	0	653	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей района г. Находка
	с выносным ОРУ 220 кВ на ПС 110 кВ Находка			2х63 МВА											126											0	126	0											
	Подвеска второй цепи ВЛ 220 кВ Нижний Куранах - Томмот			45,5 км				45.5																		45.5	0	0											

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС)									Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
				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	Полная стоимость строительства	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого		
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.		
37	и ВЛ 220 кВ Томмот - Майя I и II цепь с ПС 220 кВ Томмот и ПС 220 кВ Майя	Якутская (ЮЭР, ЦЭР)	2016	2х434,6 км				869.2																	**869.2**	**0**	**0**	19253	769	651	404	0	0	0	0	**1824**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Объединение Южного и Центрального энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия). Э
				2х63 МВА, УШР 220 кВ 100 Мвар					126	100															**0**	**126**	**100**												
				2х125 МВА, УШР 220 кВ 100 Мвар					250	100															**0**	**250**	**100**												
38	ПС 220 кВ Февральская (установка УШР 220 кВ)	Амурская	2017	63 Мвар									63												**0**	**0**	**63**	288	125	75	78	0	0	0	0	**278**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Поддержание допустимых уровней напряжения в сети 220 кВ
39	ПС 220 кВ Олекма (установка второго трансформатора 220/35 кВ) Подключение ПС 220 кВ Олекма к двум ВЛ Юктали – Хани по схеме заход-выход	Амурская	2017	25 МВА								25													**0**	**25**	**0**	360.2	0	0	360	0	0	0	0	**360**	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения Олекминского ГОКа
				0,8 км							0.8														**0.8**	**0**	**0**	59.3	6	7	18	0	0	0	0	**30**	ПАО "ФСК ЕЭС"	
40	ВЛ 220 кВ Сунтар - Нюрба I и II цепь с ПС 220 кВ Нюрба	Якутская (ЗЭР)	2017	2х161 км							322														**322**	**0**	**0**	6698	1851	1938	2908	0	0	0	0	**6698**	Инвестор	Обеспечение электроснабжения потребителей Вилюйской группы районов Республики Саха (Якутия)
				2х63 МВА ШР 25 Мвар УШР 25 Мвар								126	50												**0**	**126**	**50**												
41	ВЛ 220 кВ Майя - Хандыга №1 и №2 с ПС 220 кВ Хандыга	Якутская (ЦЭР)	2021	2х350 км																		700			**700**	**0**	**0**	20681	0	0	0	0	5881	6065	8735	**20681**	Инвестор	Повышение надежности электроснабжения потребителей Томпонского улуса Республики Саха (Якутия)
				2х63 МВА ШР 32 Мвар УШР 32 Мвар																			126	64	**0**	**126**	**64**												
42	ВЛ 220 кВ Лесозаводск - Спасск - Дальневосточная	Приморская	2019	244 км													244								**244**	**0**	**0**	4547	27	50	50	1000	1600	800	928	**4455**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Приморского края, увеличение пропускной способности электрической сети на юг Приморья
43	ВЛ 220 кВ Пеледуй - Чертово Корыто № 1 и № 2 (объемы учтены в ОЭС Сибири)	Якутская (ОЭС Востока) Иркутская (ОЭС Сибири)	2015, 2018	2х190 км																					**0**	**0**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**	АО "ДВЭУК"	Обеспечение технологического присоединения потребителей Бодайбинского и Мамско-Чуйского энергорайонов Иркутской области
44	ПС 220 кВ Тында (установка УШР 220 кВ)	Амурская	2015	УШР 100 Мвар			100																		**0**	**0**	**100**	507	507	0	0	0	0	0	0	**507**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Поддержание допустимых уровней напряжения в сети 220 кВ
	Итого по 500 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***450***	***0***	***360***	***0***	***0***	***0***	***450***	***0***	***360***		***0.0***	***0.0***	***0.0***	***0.0***	***5881.1***	***7031.8***	***0.0***	***12913.0***		
	Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей				***33.3***	***250***	***200***	***1302.8***	***501***	***200***	***322.8***	***151***	***113***	***33.0***	***126***	***0***	***244.0***	***0***	***0***	***0.0***	***0***	***0***	***700.0***	***126***	***64***	***2635.9***	***1154***	***577***		***4857.9***	***5539.5***	***5069.9***	***1600.0***	***7532.7***	***6865.2***	***9663.1***	***41128.2***		
	Объекты реновации с увеличением трансформаторной мощности																																						
	220 кВ																																						
45	ПС 220 кВ Лесозаводск, замена трансформаторов	Приморская	2016	2х40 МВА					80																**0**	**80**	**0**	318	89	95	90	32	0	0	0	**307**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей
46	ПС 220 кВ Биробиджан	Хабаровская (ЕАО)	2018	2х125 МВА											250										**0**	**250**	**0**	2538	48	200	400	700	700	446	0	**2494**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей
47	Реконструкция ПС 220 кВ Хехцир и ПС 500 кВ Хехцир-2	Хабаровская	2020	2х125 МВА																	250				**0**	**250**	**0**	439	80	72	63	61	80	95	0	**451**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей
48	ПС 220 кВ НПС-11	Якутская (ЗЭР)	2018	2х40 МВА											80										**0**	**80**	**0**	425	0	0	0	425	0	0	0	**425**	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей
49	ПС 220 кВ НПС-12	Якутская (ЗЭР)	2017	2х40 МВА								80													**0**	**80**	**0**	406	0	0	406	0	0	0	0	**406**	ООО "Транснефть-Восток"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей
50	ПС 220 кВ НПС-13	Якутская (ЗЭР)	2017	2х40 МВА								80													**0**	**80**	**0**	406	0	0	406	0	0	0	0	**406**	ООО "Транснефть-Восток"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС)								Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
				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	Полная стоимость строительства	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого		
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.		
51	ПС 220 кВ НПС-14	Якутская (ЗЭР)	2017	2х40 МВА								80													0	80	0	406	0	0	406	0	0	0	0	406	ООО "Транснефть-Восток"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей
52	ПС 220 кВ НПС-15	Якутская (ЗЭР)	2018	2х40											80										0	80	0	425	0	0	0	425	0	0	0	425	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей
53	ПС 220 кВ НПС-16	Якутская (ЮЭР)	2017	2х32 МВА								64													0	64	0	406	0	0	406	0	0	0	0	406	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей
54	ПС 220 кВ НПС-17	Якутская (ЮЭР)	2018	2х40 МВА											80										0	80	0	425	0	0	0	425	0	0	0	425	ООО "Транснефть-Восток"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей
55	ПС 220 кВ НПС-20	Амурская	2017	2х40 МВА								80													0	80	0	326	0	0	326	0	0	0	0	326	ООО "Транснефть-Восток"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей
56	ПС 220 кВ НПС-19	Якутская (ЮЭР)	2019	2х40 МВА													80								0	80	0	442	0	0	0	0	442	0	0	442	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей
	Итого по объектам реновация 220 кВ				***0***	***0***	***0***	***0***	***80***	***0***	***0***	***384***	***0***	***0***	***490***	***0***	***0***	***80***	***0***	***0***	***250***	***0***	***0***	***0***	***0***	***1284***	***0***		***217.1***	***367.5***	***2504.7***	***2067.4***	***1222.0***	***541.2***	***0.0***	***6919.9***		

	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС)							
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого
																									млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.
ВСЕГО, в т.ч.	214.3	552	200	1753.8	1026	313	821.3	956	213	873.4	1011	52	254.0	230	0	1072.6	1201	493	700.0	576	64	5691.4	5552	1335	14129.4	20413.7	21849.1	22289.5	27048.8	21897.8	14375.3	142003.6
по 500 кВ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	450	0	360	0	0	0	450	0	360	0	0	0	0	5881	7032	0	12913
по 220 кВ	214.3	552	200	1753.8	1026	313	821.3	956	213	873.4	1011	52	254.0	230	0	622.6	1201	133	700.0	576	64	5241.4	5552	975	14129.4	20413.7	21849.1	22289.5	21167.7	14865.9	14375.3	129090.6

Примечания

В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций

Приложение № 26
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015 – 2021 годы

Сводные показатели вводов линий электропередачи и трансформаторного оборудования по классам напряжения 220 кВ и выше по ОЭС и ЕЭС России за 2015 – 2021 годы

	2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.		**Итого 2015-2021 гг.**	
	ВЛ, км	ПС, МВА	ВЛ, км	ПС, МВА	ВЛ, км	ПС, МВА	ВЛ, км	ПС, МВА	ВЛ, км	ПС, МВА	ВЛ, км	ПС, МВА	ВЛ, км	ПС, МВА	**ВЛ, км**	**ПС, МВА**
ОЭС Северо-Запада	**0.0**	**0**	**392.6**	**0**	**1385.9**	**1000**	**8.4**	**700**	**144.1**	**2400**	**194.2**	**486**	**907.2**	**1865**	**3032.4**	**6451**
750 кВ	0	0	0	0	450	0	0	0	142.1	2000	0	0	0	0	**592.1**	**2000**
330 кВ	0	0	392.6	0	641.6	1000	8.4	700	2	400	194.2	200	570	1300	**1808.8**	**3600**
220 кВ	0	0	0	0	294.3	0	0	0	0	0	0	286	337.2	565	**631.5**	**851**
ОЭС Центра	**221.9**	**4166**	**957.8**	**6572**	**334.7**	**8057**	**136.0**	**4522**	**40.0**	**880**	**34.0**	**2280**	**444.8**	**4535**	**2169.2**	**31012**
750 кВ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0.0**	**0**
500 кВ	0	1000	740.4	3252	77.35	2703	92	501	0	0	0	0	286	710	**1195.8**	**8166**
330 кВ	0	0	0	475	0	864	0	0	0	0	0	0	0	0	**0.0**	**1339**
220 кВ	221.9	3166	217.43	2845	257.35	4490	44	4021	40	880	34	2280	158.8	3825	**973.5**	**21507**
ОЭС Юга	**589.9**	**1396**	**241.0**	**2207**	**1206.5**	**4594**	**175.0**	**125**	**87.8**	**494**	**0.0**	**600**	**117.8**	**990**	**2418.0**	**10406**
500 кВ	350.0	0	120.0	1002	1065.0	1670	0.0	0	87.8	334	0.0	0	0.0	0	**1622.8**	**3006**
330 кВ	190.6	325	0.0	125	0.0	250	175.0	125	0.0	0	0.0	600	117.8	250	**483.4**	**1675**
220 кВ	49.3	1071	121.0	1080	141.5	2674	0.0	0	0.0	160	0.0	0	0.0	740	**311.8**	**5725**
ЭС Республики Крым	**364.0**	**0.0**	**380.0**	**250.0**	**170.0**	**400.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**914.0**	**650**
330 кВ	0.0	0.0	0.0	0.0	140.0	400.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	**140.0**	**400**
220 кВ	364.0	0.0	380.0	250.0	30.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	**774.0**	**250**
ОЭС Средней Волги	**301.3**	**0**	**62.0**	**1000**	**506.0**	**650**	**0.0**	**250**	**22.5**	**252**	**0.0**	**0**	**187.4**	**200**	**1079.2**	**2352**
500 кВ	285.5	0	0.0	250	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	**285.5**	**250**
220 кВ	15.8	0	62	750	506	650	0	250	22.5	252	0	0	187.4	200	**793.7**	**2102**
ОЭС Урала	**987.3**	**4522**	**665.6**	**1737**	**561.8**	**1974**	**184.7**	**2067**	**4.0**	**250**	**0.0**	**0**	**698.0**	**4847**	**3101.4**	**15397**
500 кВ	7.4	2304	12	501	0	0	11.3	1000	0	0	0	0	240	3197	**270.7**	**7002**
220 кВ	979.9	2218	653.6	1236	561.8	1974	173.4	1067	4	250	0	0	458	1650	**2830.7**	**8395**
ОЭС Сибири	**1262.6**	**3849**	**479.0**	**2622**	**1627.3**	**2635**	**1459.2**	**3056**	**1301.8**	**1948**	**947.0**	**875**	**720.0**	**252**	**7796.9**	**15237**
500 кВ	680.4	1469	0	501	3	1169	0	1552	590	668	0	0	370	0	**1643.4**	**5359**
220 кВ	582.2	2380	479	2121	1624.3	1466	1459.2	1504	711.8	1280	947	875	350	252	**6153.5**	**9878**
ОЭС Востока	**214.3**	**552**	**1755.8**	**1026**	**821.3**	**956**	**873.4**	**1011**	**254.0**	**230**	**1072.6**	**1201**	**700.0**	**576**	**5691.4**	**5552**
500 кВ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	450	0	0	0	**450.0**	**0**
220 кВ	214.3	552	1755.8	1026	821.3	956	873.392	1011	254	230	622.6	1201	700	576	**5241.4**	**5552**
ИТОГО	**3941.3**	**14485**	**4933.8**	**15414**	**6613.5**	**20266**	**2836.7**	**11731**	**1854.2**	**6454**	**2247.8**	**5442**	**3775.2**	**13265**	**26202.5**	**87057**
750 кВ	0.0	0	0	0	450.0	0	0.0	0	142.1	2000	0.0	0	0.0	0	**592.1**	**2000**
500 кВ	1323.3	4773	872.4	5506	1145.4	5542	103.3	3053	677.8	1002	450.0	0	896.0	3907	**5468.1**	**23783**
330 кВ	190.6	325.0	392.6	600.0	781.6	2514.0	183.4	825.0	2.0	400.0	194.2	800.0	687.8	1550.0	**2432.2**	**7014**
220 кВ	2427.4	9387.0	3668.8	9308.0	4236.6	12210.0	2550.0	7853.0	1032.3	3052.0	1603.6	4642.0	2191.4	7808.0	**17710.1**	**54260**

Приложение № 27
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2015 – 2021 годы

Сводные данные по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 220 кВ, на основании схем и программ развития электроэнергетики субъектов

Наименование субъекта Российской Федерации	Класс напряжения, кВ	Суммарная протяженность, км	Суммарная трансформаторная мощность, МВА	Примечание
ОЭС Северо-Запада				
Архангельская область	110			нет информации
Калининградская область	110	737.62	1737	
Республика Карелия	110			нет информации
Республика Коми	110	116	52	
	35	0	1.6	
	ниже 35 кВ	587.87	118.71	
г. Санкт-Петербург	110	58	6519	
Ленинградская область				нет информации
Мурманская область	110	36.8	244	
	35	0	20	
Новгородская область	110	1249.3	143.6	км по ВЛ с учетом 35 кВ
Псковская область	110	10.26	244	
ОЭС Центра				
Белгородская область				нет информации
Брянская область	110	48.9	571.6	
Владимирская область				нет данных
Вологодская область	110	95.276	1017.6	
	35	14	0	
Воронежская область				нет информации
Ивановская область	110	29.5		
	35	10.96		
	10-0,4	571.05		
Калужская область				нет информации
Костромская область	110	486.57	139	
	35-0,4	847.83	154.17	
Курская область	110	48.3	126.5	
	35	1	56	
Липецкая область	110	82.808	314	
	10-0,4	157.01	0	
г. Москва	110	174.2	3349	старая Москва
	110	40.6	176	новая Москва
	35		20	новая Москва
	ниже 35 кВ	4058.82	9058	КЛ
	52 Мвар			новая Москва
Московская область	110	614.76	5124.5	
	35	0	1135.2	
	150 Мвар			
Орловская область	110	625.77	1092.02	
	35	0	32	

Рязанская область	110	45.92	0	
	35	15.72	0	
	10-0,4	145.88	0	
Смоленская область	110	155.74	747.5	
Тамбовская область	110	2	308.6	
	ниже 35 кВ	1184	72.9	
Тверская область	110	33.64	706	
	35	96.86	0	
	ниже 35 кВ	1178.38	18	
Тульская область	110	267.8	452	
	35	0	16	
	ниже 35 кВ	2545.2	188	
	138 Мвар			
Ярославская область				нет информации
ОЭС Средней Волги				
Республика Марий Эл	110	312.2	101.6	
	35	77.1		
Республика Мордовия	110	0.6	288	
	35		21.6	
	ниже 35 кВ	50		КЛ
Нижегородская область	110	493.29	1452	
	35	27.4	40	
Пензенская область	110	190.33	114	
Саратовская область				нет информации
Самарская область	110	280.96	2089.3	
	ниже 35 кВ	13.1		КЛ
Республика Татарстан	110	183.02	251	
	35		80	
Ульяновская область				нет данных
Чувашская Республика	110	13.5	34.74	
ОЭС Юга				
Республика Адыгея	110		799.2	
	35		204.7	
Астраханская область	110	45.47	130	
	35		20	
Волгоградская область				нет данных
Республика Дагестан				нет информации
Республика Калмыкия				нет данных
Кабардино-Балкарская республика				нет информации
Карачаево-Черкесская Республика				нет информации
Краснодарский край	110	2070.6	8903.5	с КЛ
	35	369.45	1164.3	
	10-0,4	4746.224	712.5	с КЛ
	30 Мвар			
Ростовская область				нет информации
Республика Северная Осетия-Алания	110	74.4	62.6	
Республика Ингушетия	110	111	410.2	
	35	90.5	167.6	
Ставропольский край				нет информации
Чеченская республика				нет информации

ОЭС Урала				
Кировская область	110	1.9	80	
	35	1.71	40	
Курганская область				нет данных
Оренбургская область	110	353.79	332	с КЛ
	ниже 35 кВ	442.59	52.98	с КЛ
Пермский край	110		456	
Республика Башкортостан				нет данных
Свердловская область	110	168.45	278.5	
	35		80	
Тюменская область	110	517.4	416	
Удмуртская республика	110			нет данных
Челябинская область	110	181.9	66.25	
Ямало-Ненецкий автономный округ	110	354	486	
Ханты-Мансийский автономный округ	110	653.716	882.3	
	35	690.55	1527.61	
	ниже 35 кВ	73.57		
ОЭС Сибири				
Алтайский край	110	476.1	212	
	35	26	105.2	
Забайкальский край	110	367.1	166.3	
	35			
Иркутская область	110	564.88	697.2	
	35	389.68	1393.69	
Кемеровская область				нет информации
Красноярский край				нет информации
Новосибирская область	110	1463.3	1227.7	
Омская область	110	0	303.32	
	35	336.91	17.32	с КЛ; с уч.10-0,4 кВ
	ниже 35 кВ	125.68	69.32	
Республика Алтай	110	433	510.2	
	10-0,4	720	75	
Республика Бурятия	110 и ниже	773	25	
Республика Хакасия	110	36.06	50	
	35	81		
	распред. Сети	38	1	
Томская область				нет данных
ОЭС Востока				
Хабаровский край	35		90.3	
Амурская область	110	305.94	392.6	
	35	26.5	20	
Еврейская автономная область				нет информации
Приморский край				нет информации
Республика Саха (Якутия)	110	3.6	289.6	
	35	0	366	