



**Министерство энергетики  
Российской Федерации**

(Минэнерго России)

**П Р И К А З**

1 марта 2016 г.

№ 147

Москва

**Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016 – 2022 годы**

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» и пунктом 4.4.1 Положения о Министерстве энергетики Российской Федерации, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2008 г. № 400, п р и к а з ы в а ю:

Утвердить прилагаемую схему и программу развития Единой энергетической системы России на 2016 – 2022 годы.



А.В. Новак

УТВЕРЖДЕНА  
приказом Минэнерго России  
от «1» марта 2016 г. № 147

## **Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2016 – 2022 годы**

### 1. Основные цели и задачи

Схема и программа развития Единой энергетической системы России (далее – ЕЭС России) на 2016 – 2022 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.

Основной целью схемы и программы является содействие развитию сетевого хозяйства 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 электросетевого хозяйства и генерирующих объектов и информационное обеспечение деятельности органов государственной власти при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, а также субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии и инвесторов.

## 2. Прогноз спроса на электрическую энергию по единой энергетической системе России и территориям субъектов Российской Федерации на 2016 – 2022 годы

### ЕЭС России

В соответствии с прогнозом спроса на электрическую энергию по ЕЭС России на период 2016 – 2022 годов среднегодовой прирост потребления электрической энергии по ЕЭС России за прогнозный период составит 0,8%. Прогноз сформирован на основании имеющейся информации об утвержденных технических условиях и заключенных договорах на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии (мощности) к электрическим сетям, с учетом прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на период 2016 – 2018 годов, разработанного Минэкономразвития России (октябрь 2015 года) (таблица 2.1), с учетом скорректированного прогноза социально-экономического развития России (январь 2016 года), базирующегося на прогнозируемой среднегодовой цене нефти в 2016 году 40 долларов за баррель, и предусматривающего в 2016 году снижение ВВП на 0,8%, снижение промышленного производства на 0,4%, уменьшение оборота розничной торговли на 2,5%.

Таблица 2.1 – Среднесрочный прогноз основных макроэкономических параметров базового сценария прогноза социально-экономического развития России\*

Показатели	(годовые темпы прироста, %)			
	2015 (январь – ноябрь)	2016	2017	2018
ВВП	-3,8	0,7	1,9	2,4
Объем промышленного производства	-3,3	0,6	1,5	1,9
Производство продукции сельского хозяйства	2,9	2,7	2,6	3,0
Инвестиции в основной капитал	-5,5	-1,6	2,1	2,6
Розничный товароборот	-9,3	0,4	2,1	2,3
Платные услуги населению	-1,9	0,2	1,3	2,1

\* составлено по материалам прогноза социально-экономического развития Минэкономразвития России на период до 2018 года (октябрь 2015 года); данные за 2015 год - представлены за январь-ноябрь по материалам мониторинга Минэкономразвития России;

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 2022 года приведен в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Прогноз основных макроэкономических параметров базового сценария социально-экономического развития России до 2022 года\*

Показатели	(годовые темпы прироста, %)							Ср. год. темп за 2016 - 2022 годы, %	Прирост 2022 года к 2015 году, %
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
ВВП	0,7	1,9	2,4	2,7	2,5	2,5	2,6	2,18	16,3
Объем промышленного производства	0,6	1,5	1,9	2,5	2,5	2,2	2,1	1,90	14,1
Производство продукции сельского хозяйства	2,7	2,6	3,0	1,3	1,4	1,4	1,4	1,97	14,6
Инвестиции в основной капитал	-1,6	2,1	2,6	5,4	5,1	5,2	4,8	3,34	25,9
Розничный товарооборот	0,4	2,1	2,3	3,6	3,3	3,0	3,0	2,52	19,1
Платные услуги населению	0,2	1,3	2,1	3,6	3,3	3,0	2,9	2,34	17,5

\*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 2015 году, приведенные в таблице 2.3.

В результате действия совокупности негативных факторов, таких как низкие цены на нефть, внешние экономические санкции, в 2015 году наблюдается снижение основных макроэкономических показателей. По данным Росстата показатель ВВП за январь-ноябрь 2015 года относительно аналогичного периода 2014 года снизился на 3,8 %. Существенное влияние на общеэкономическое снижение оказывает сокращение объема инвестиций в связи с ограничением доступа к мировым финансовым рынкам. Инвестиции в основной капитал снизились за январь-ноябрь 2015 года на 5,5 % относительно того же периода предыдущего года, что вызвало абсолютное сокращение объема работ по виду деятельности «Строительство». В промышленном производстве наблюдается снижение на 3,3 %. В металлургии объем производства снизился за январь-ноябрь 2015 года на 4,4 %. Электроемкое производство первичного алюминия в 2015 году сократилось на 3,8 % относительно прошлого года. Объемы производства на российских алюминиевых заводах были преимущественно обусловлены ходом реализации программы ОК «РУСАЛ» по оптимизации своих производственных

мощностей (остановка или существенное снижение мощности и объемов производства на низкоэффективных предприятиях).

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

Показатели	январь-ноябрь 2014 года	январь-ноябрь 2015 года
ВВП	100,6	96,2
Промышленное производство**, в т.ч.:	101,5	96,7
Обрабатывающие производства, из них:	101,9	94,7
производство пищевых продуктов, включая напитки, и табака	103,0	101,9
металлургическое производство и производство готовых металлических изделий, в т.ч.	100,3	94,1
металлургическое производство	102,1	95,6
производство кокса и нефтепродуктов	105,9	100,1
Производство продукции сельского хозяйства	103,5	102,9
Инвестиции в основной капитал	97,0	94,5
Объем работ по виду деятельности «Строительство»	97,4	90,1
Ввод в эксплуатацию жилых домов	120,5	103,4
Оборот розничной торговли	102,4	90,7
Объем платных услуг населению	101,2	98,1

\* по материалам мониторинга Минэкономразвития России «Об итогах социально-экономического развития Российской Федерации в январе-ноябре 2015 года»;

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

Снижение основных макроэкономических показателей повлияло на величину потребления электрической энергии. Объем потребления электрической энергии в рамках ЕЭС России в 2015 году составил 1 008,251 млрд. кВт·ч, что на 0,55 % ниже показателя 2014 года.

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 2015 году 68,8 % от общего объема потребления электрической энергии ЕЭС России (рисунок 2.1).

Прогноз спроса на электрическую энергию по ЕЭС России на период 2016 – 2022 годов, разработанный в рамках базового (консервативного) сценария

долгосрочного социально-экономического развития России с учетом изменения макроэкономических показателей за 2015 год, приведен на рисунке 2.2.

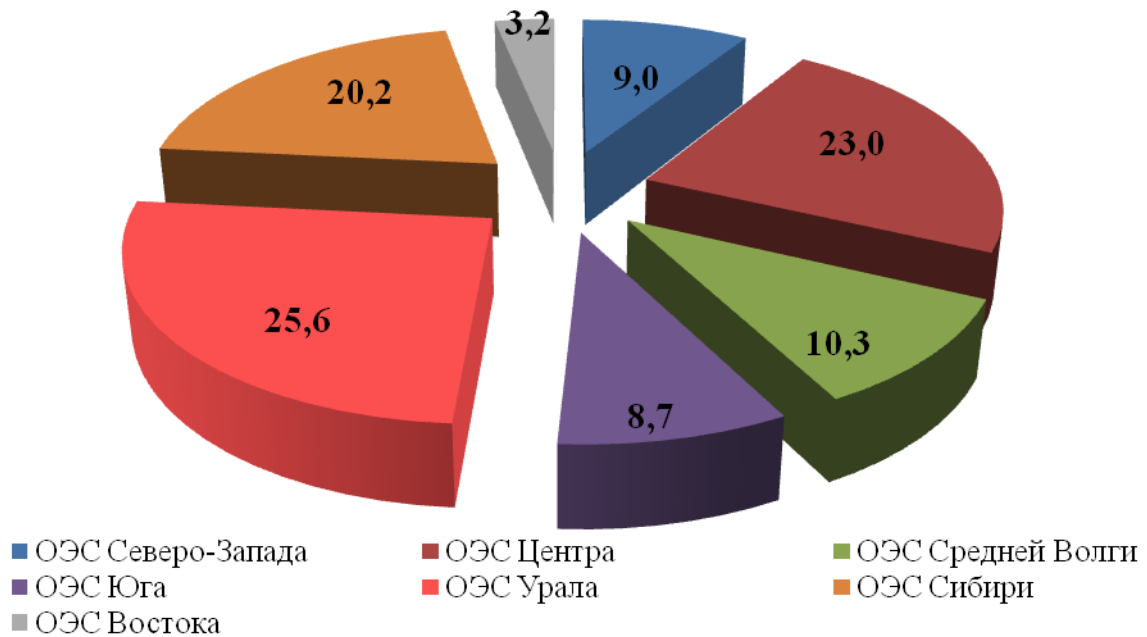
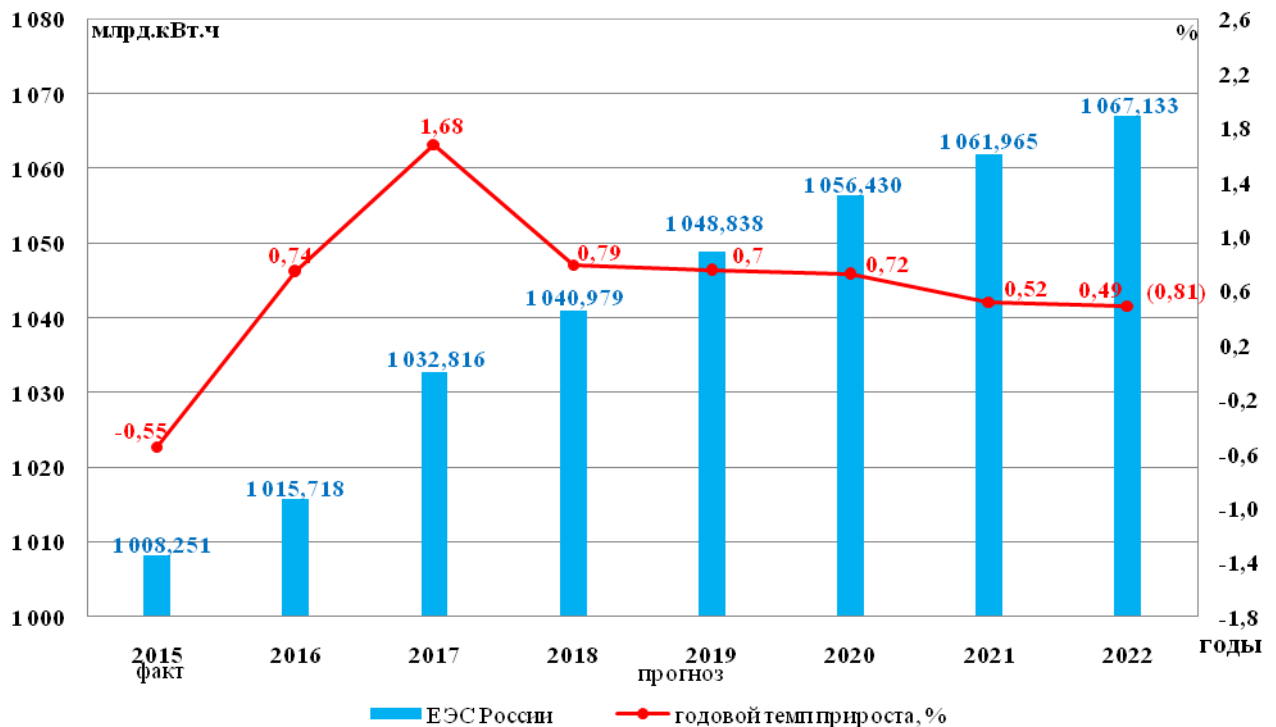


Рисунок 2.1 – Территориальная структура потребления электрической энергии по ОЭС за 2015 год, %



Примечание: в скобках приведен среднегодовой темп прироста за 2016-2022 годы, %

Рисунок 2.2 – Прогноз спроса на электрическую энергию по ЕЭС России на период до 2022 года

Величина спроса на электрическую энергию по ЕЭС России к концу прогнозного периода оценивается в размере 1 067,133 млрд. кВт.ч, что больше

объема потребления электрической энергии 2015 года на 58,882 млрд. кВт·ч. Превышение уровня 2015 года составит в 2022 году 5,8 % при среднегодовом приросте за период 0,81 %.

Относительно более высокие темпы прироста спроса на электрическую энергию в ЕЭС России в рассматриваемом прогнозе 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 г. 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 г. Севастополь и без учета присоединения к ОЭС Востока Центрального и Западного энергорайонов Республики Саха (Якутия) оценивается к концу прогнозного периода в размере 1 052,742 млрд. кВт·ч при среднегодовых темпах прироста 0,6 %.

При разработке прогноза использованы сведения о максимальной мощности присоединяемых энергопринимающих устройств потребителей, сроках ввода их 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.

Прогнозные показатели потребления электрической энергии по ОЭС и по ЕЭС России представлены в таблице 2.4, по территориям субъектов Российской Федерации – в Приложении №1.

Таблица 2.4 – Прогноз спроса на электрическую энергию по ЕЭС России на период до 2022 года, млрд. кВт·ч.

	Факт	Прогноз							Ср. год. прирост за 2016 – 2022 годы, %
	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	
ОЭС Северо-Запада	90,297	90,717	90,998	91,482	92,002	92,607	92,911	93,231	
годовой темп прироста, %	-0,5	0,47	0,31	0,53	0,57	0,66	0,33	0,34	0,46
ОЭС Центра	231,771	233,587	233,937	236,257	238,274	239,845	240,842	242,296	
годовой темп прироста, %	-0,50	0,79	0,15	0,99	0,85	0,66	0,42	0,60	0,64
ОЭС Средней Волги	104,257	104,725	105,055	105,686	106,243	106,967	106,940	107,108	
годовой темп прироста, %	-2,29	0,46	0,32	0,60	0,53	0,68	-0,03	0,16	0,39
ОЭС Юга*	87,883	89,222	97,219	98,256	99,704	100,874	101,617	102,497	
годовой темп прироста, %	1,09	1,52	8,96	1,07	1,47	1,17	0,74	0,87	2,22
ОЭС Урала	258,296	259,404	260,340	262,004	263,508	265,505	266,339	267,448	
годовой темп прироста, %	-0,92	0,44	0,36	0,64	0,57	0,76	0,31	0,42	0,50
ОЭС Сибири	203,525	205,705	206,904	208,005	209,045	210,247	211,051	212,049	
годовой темп прироста, %	-0,27	1,07	0,58	0,53	0,50	0,57	0,38	0,47	0,59
ОЭС Востока**	32,223	32,358	38,363	39,289	40,062	40,385	42,265	42,504	
годовой темп прироста, %	1,33	0,42	18,56	2,41	1,97	0,81	4,66	0,57	4,03
ЕЭС России	1008,251	1015,718	1032,816	1040,979	1048,838	1056,430	1061,965	1067,133	
годовой темп прироста, %	-0,55	0,74	1,68	0,79	0,75	0,72	0,52	0,49	0,81

\* ОЭС Юга с учетом присоединения энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь с 2017 года;

\*\* ОЭС Востока с учетом присоединения к Южно-Якутскому энергорайону Центрального и Западного энергорайонов Республики Саха (Якутия) с 2017 года



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 прогнозе потребления электрической энергии повышенные относительно среднего по ЕЭС России темпы прироста спроса на электрическую энергию прогнозируются для ОЭС Востока и ОЭС Юга (средний темп за период 4,0 % и 2,2 % соответственно). Для остальных ОЭС среднегодовые темпы прироста прогнозируются ниже среднего по ЕЭС России.

В таблице 2.5 приведена территориальная структура потребления электрической энергии на уровне 2015 и прогнозного 2022 годов.

Таблица 2.5 – Изменение территориальной структуры потребления электрической энергии по ОЭС в соответствии с прогнозом потребления электрической энергии на 2022 год

	2015 год, факт		2022 год, прогноз	
	млрд. кВт·ч	%	млрд. кВт·ч	%
ОЭС Северо-Запада	90,297	9,0	93,231	8,7
ОЭС Центра	231,771	23,0	242,296	22,7
ОЭС Средней Волги	104,257	10,3	107,108	10,0
ОЭС Юга	87,883	8,7	102,497	9,6
ОЭС Урала	258,296	25,6	267,448	25,1
ОЭС Сибири	203,525	20,2	212,049	19,9
ОЭС Востока	32,223	3,2	42,504	4,0
ЕЭС России	1008,251	100,0	1067,133	100,0

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 в 2015 году составил 90,297 млрд. кВт·ч, что на 0,5% ниже относительно предыдущего года.

К 2022 году объем спроса на электрическую энергию в ОЭС Северо-Запада прогнозируется на уровне 93,231 млрд. кВт·ч (среднегодовой темп прироста за период – 0,46%) (рисунок 2.3).

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

Основные проекты по добыче полезных ископаемых будут реализовываться

преимущественно в Республике Коми, Архангельской (включая Ненецкий автономный округ) и Мурманской областях.

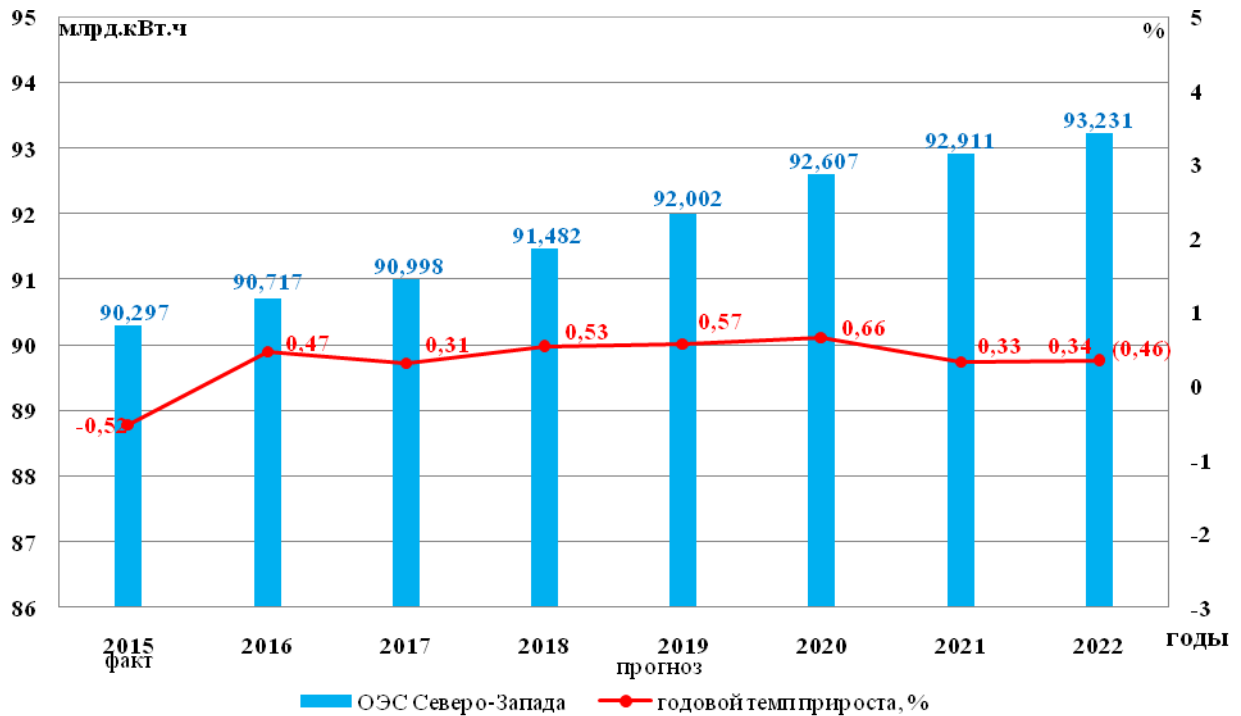


Рисунок 2.3 – Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Северо-Запада на период до 2022 года

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 связи с планирующимся расширением газопроводной системы «Северный поток» ожидается увеличение мощностей магистрального газопровода Бованенково-Ухта-Торжок.

Развитие обрабатывающего сектора промышленности будет опираться на создание новых и развитие существующих промышленных зон и индустриальных парков. В числе наиболее крупных – Чудовская промышленно-логистическая зона (Бабиновский цементный завод, Чудовский металлургический завод) в Новгородской области и др.

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

Вследствие роста спроса на грузоперевозки прогнозируется увеличение доли транспорта в структуре потребления электрической энергии.

Ожидается рост потребления электрической энергии на объектах оборонно-промышленного комплекса, расположенных в Калининградской, Мурманской, Архангельской областях.

Город Санкт-Петербург и Ленинградская область остаются субъектами,

обеспечивающими основной экономической и инновационный потенциал Северо-Западного региона. На энергосистему города Санкт-Петербург и Ленинградской области приходится 48,2 % всего потребления электрической энергии ОЭС Северо-Запада. К 2022 году этот показатель вырастет до 49%. При этом объем спроса на электрическую энергию возрастет до 45,769 млрд. кВт·ч в 2022 году при 43,522 млрд. кВт·ч в 2015 году, что соответствует среднегодовым темпам прироста за период 2016 – 2022 годы 0,72 %.

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 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 расширение сети Санкт-Петербургского метрополитена.

Согласно прогнозу потребления электрической энергии, энергосистема города Санкт-Петербург и Ленинградской области обеспечит 77% прироста спроса на электрическую энергию по ОЭС Северо-Запада в период до 2022 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 прогнозом потребления электрической энергии к 2022 году потребление электрической энергии в энергосистеме Калининградской области вырастет на 2,7 % до 4,490 млрд. кВт·ч при среднегодовых темпах прироста – 0,4%. Перспективный рост потребления электрической энергии в регионе определяется развитием производственного сектора, а также 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 в 2015 году составил 231,771 млрд. кВт·ч, что на 0,5 % ниже относительно предыдущего года.

К 2022 году объем спроса на электрическую энергию в ОЭС Центра прогнозируется на уровне 242,296 млрд. кВт·ч (среднегодовой темп прироста за период – 0,64 %) (рисунок 2.4).

Прогнозируемые темпы прироста спроса на электрическую энергию в целом по ОЭС Центра ниже, чем по ЕЭС России.

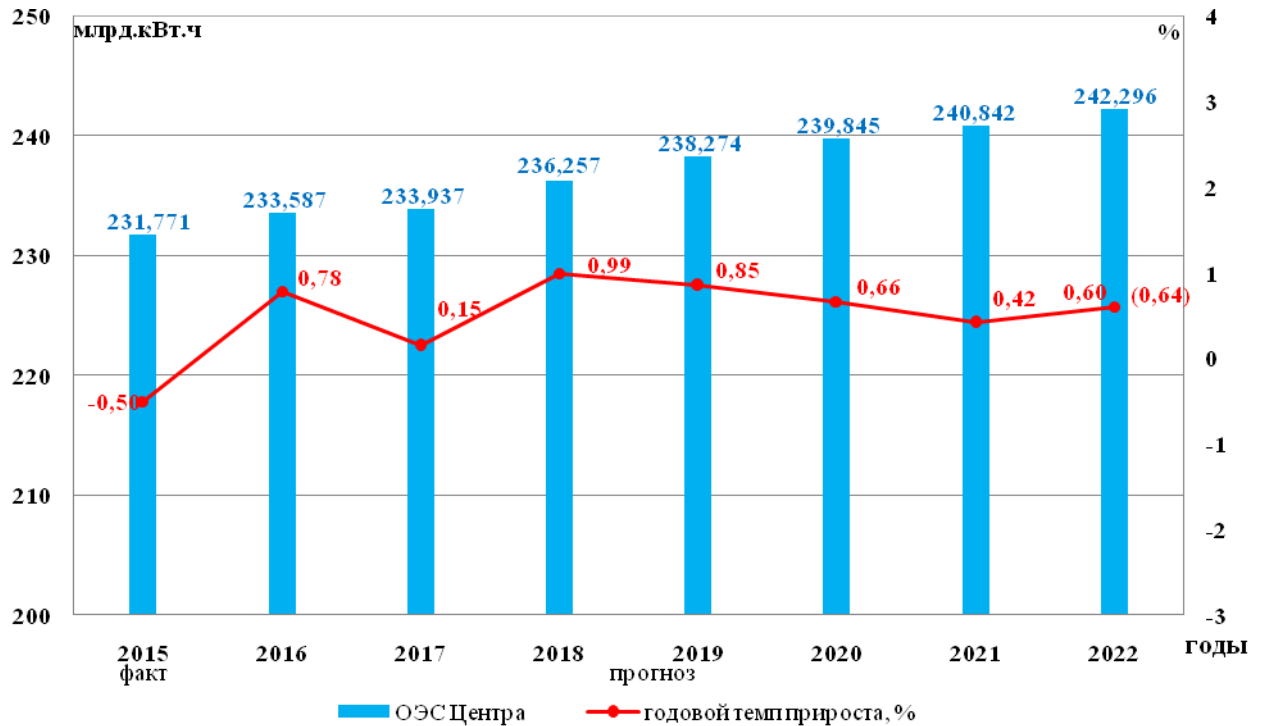


Рисунок 2.4 – Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Центра на период до 2022 года

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

Главные приоритетные проекты в развитии металлургического комплекса на территории ОЭС Центра будут реализовываться преимущественно в областях с высокой долей промышленного производства, формирующего основной спрос на электрическую энергию на территории региона.

В Белгородской области планируется ввод третьей очереди цеха горячебрикетированного железа на ООО «Лебединский ГОК», строительство на ОАО «Стойленский ГОК» фабрики окомкования по производству окатышей. В Брянской области ожидается увеличение производственных мощностей на металлургическом заводе ООО «Промышленная компания «Бежицкий сталелитейный завод». В Костромской области ожидается строительство нового цеха на заводе ОАО «Газпромтрубинвест».

В Тульской области проект строительства литейно-прокатного комплекса по выплавке углеродной стали конверторным способом ООО «Тулачермет-Сталь» будет являться центральным проектом Тульской агломерации, кроме того планируется расширение производства на ОАО «Ревякинский металлопрокатный завод».

Развитие машиностроительного производства определяется расширением

производства на действующих машиностроительных предприятиях Брянской (ЗАО «Управляющая компания «Брянский машиностроительный завод»), Орловской (АО «ГМС Ливгидромаш»), Тверской (ОАО «Тверской вагоностроительный завод»), Калужской областей (предприятия индустриального парка «Калуга Юг»).

Основными проектами по производству строительных материалов на территории ОЭС Центра, будут являться: ООО «Калужский цементный завод» (Калужская область), ООО «Тульский цементный завод» (Тульская область), цементный завод ОАО «ОрелСтройТех» (Орловская область), ООО «Верхневолжский кирпичный завод» (Тверская область). В середине 2014 года в поселке Фрязино Калужской области состоялось открытие цементного завода «Лафарж» на базе залежей Борщевского месторождения глин. Выход завода на полную проектную мощность (до 2 млн. тонн цемента в год) ожидается в 2016 году. В регионах ОЭС Центра сосредоточено около 26 % всего цементного производства России и около 27 % производства керамического кирпича, в перспективе эти показатели будут только увеличиваться.

За рассматриваемый период практически во всех энергосистемах ОЭС Центра рассматривается положительная динамика потребления электрической энергии. Среднегодовые темпы прироста потребления электрической энергии за 2016 - 2022 годы в Калужской (1,8 %), Воронежской (1,6 %), Курской (1,2 %) энергосистемах, энергосистеме города Москвы и Московской области (0,8 %), где планируется реализация крупных инвестиционных проектов, выше, чем по ОЭС Центра в целом (0,6 %).

Крупнейшей энергосистемой ОЭС Центра на протяжении всего прогнозного периода остается энергосистема города Москвы и Московской области, на ее долю приходится около половины потребления электрической энергии ОЭС (44,0 - 44,5 %). Наибольший прирост потребления электрической энергии к 2022 году (5,811 млрд. кВт·ч) в значительной мере будет связан с реализацией начатых инвестиционных проектов, строительством жилья и объектов инфраструктуры, а также развитием транспортной системы столичного региона.

В качестве основы развития производственного сектора Московского региона предполагается создание ряда индустриальных парков и технопарков, которые будут площадками для размещения новых промышленных предприятий и индустриально-логистических объектов.

Приоритетными направлениями развития жилищного строительства и сферы услуг являются освоение бывших промышленных зон в городе Москве. Это территории с огромным потенциалом с точки зрения строительства жилой, коммерческой недвижимости, социально-бытовой инфраструктуры (промышленная зона «ЗиЛ», территория Тушинского аэрополя, территория завода «Серп и Молот», территория Шелепихинской набережной).

Среди энергосистем ОЭС Центра, ориентированных на промышленное производство, наибольший прирост спроса на электрическую энергию за рассматриваемый прогнозный период будет наблюдаться в энергосистеме Калужской области. К 2022 году потребление электрической энергии здесь

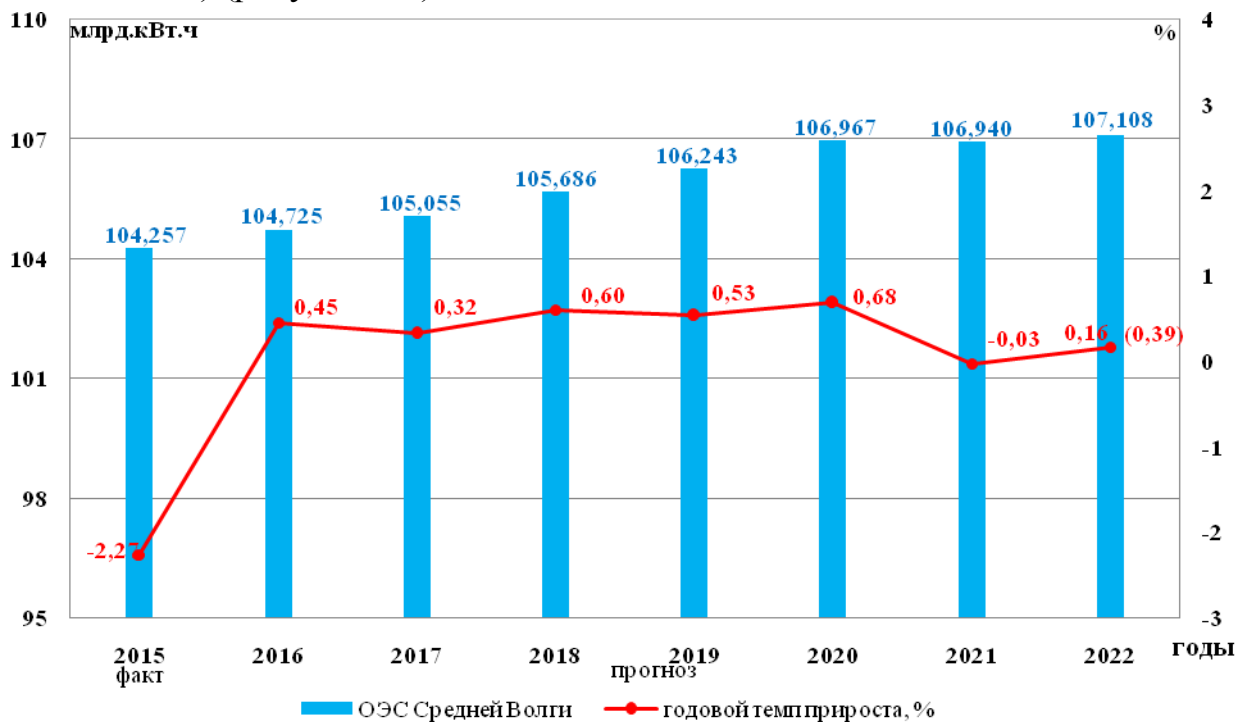
увеличится на 13,6 % при среднегодовом приросте за 2016 - 2022 годы – 1,8 %. Появление новых резидентов в индустриальных и технопарках, ориентированных на профилирующие производства региона – металлургическое, машиностроительное, химическое (ИП «Ворсино», ИП «Росва», ИП «Калуга Юг»), позволят Калужской области в течение всего прогнозного периода занимать доминирующие позиции по вводу промышленных производств.

В энергосистеме Воронежской области повышенные годовые темпы прироста спроса на электрическую энергию в 2016 и 2018 годах будут связаны с вводом первого и второго энергоблоков Нововоронежской АЭС-2 (Донской АЭС).

### ОЭС Средней Волги

Объем потребления электрической энергии по ОЭС Средней Волги в 2015 году составил 104,257 млрд. кВт·ч, что на 2,3 % ниже относительно предыдущего года.

К 2022 году объем спроса на электрическую энергию в ОЭС Средней Волги прогнозируется на уровне 107,108 млрд. кВт·ч (среднегодовой темп прироста за период – 0,39 %) (рисунок 2.5).



Примечание: в скобках приведен среднегодовой темп прироста за 2016-2022 годы, %

Рисунок 2.5 – Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Средней Волги на период до 2022 года

Основные направления социально-экономического развития регионов, охватываемых ОЭС Средней Волги, включают развитие машиностроения, черной и цветной металлургии, химической промышленности (в т.ч. нефтехимии), 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 предприятия нефтепереработки и нефтехимии, металлургического комплекса.

В Саратовской области введен в эксплуатацию новый малый металлургический завод мощностью 1 млн. тонн сортового проката с дальнейшим созданием сервисного металлоцентра (ЗАО «Северсталь – Сортовой завод Балаково»). Завод будет постепенно наращивать объемы производства. В Республике Татарстан планируется строительство электрометаллургического завода «Татсталь» мощностью более 1 млн. тонн.

В секторе нефтепереработки и нефтехимии ожидается рост потребления электрической энергии на действующих предприятиях (Новокуйбышевский и Куйбышевский нефтеперерабатывающие заводы в Самарской области, АО «Танеко» в Республике Татарстан).

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, а также предприятия легкой промышленности. Кроме этого, ожидается дальнейшее развитие особых экономических зон в Ульяновской (ОЭЗ «Ульяновск») и Самарской (ОЭЗ «Тольятти) областях.

В секторе производства строительных материалов одним из наиболее крупных проектов является проект модернизации и реконструкции Вольского цементного завода в Саратовской области.

Рост потребления электрической энергии в непромышленном секторе определяется развитием сферы услуг и новым жилищным строительством.

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 Республике Татарстан реализуется проект создания нового города Иннополис, который будет специализироваться на развитии высокотехнологичных отраслей экономики, в т.ч. информационных технологий.

В территориальной структуре потребления электрической энергии ОЭС Средней Волги к 2022 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 %. Наибольший удельный вес в суммарном потреблении электрической энергии в ОЭС Средней Волги имеет энергосистема Республики Татарстан – около 26 %. В течение прогнозного периода ожидается увеличение доли энергосистемы Республики Татарстан в связи с более активным развитием экономики в регионе по сравнению с другими субъектами, входящими в состав ОЭС Средней Волги.

В энергосистеме Нижегородской области объем спроса на электрическую энергию по прогнозу может вырасти на 2,1 % до 20,098 млрд. кВт·ч к 2022 году при среднегодовых темпах прироста 0,3 %. Основным фактором роста потребления электрической энергии является развитие непроизводственного сектора (сфера услуг, жилищное строительство). Планируется строительство новых многофункциональных торгово-развлекательных комплексов, а также новых гостиниц и спортивных площадок в связи с подготовкой к проведению Чемпионата мира по футболу 2018 года.

В соответствии с прогнозом спроса на электрическую энергию, в энергосистеме Республики Татарстан объем потребления электрической энергии за 2016 – 2022 годы возрастет на 4,8 % – до 28,335 млрд. кВт·ч, а среднегодовые темпы прироста составят 0,7 %. Около 45% прогнозного прироста потребления электрической энергии по ОЭС Средней Волги приходится на энергосистему Республики Татарстан.

### ОЭС Юга

Объем потребления электрической энергии по ОЭС Юга в 2015 году составил 87,883 млрд. кВт·ч, что на 1,09 % выше относительно предыдущего года.

К 2022 году объем спроса на электрическую энергию в ОЭС Юга прогнозируется на уровне 102,497 млрд. кВт·ч (среднегодовой темп прироста за период – 2,22 %) (рисунок 2.6).

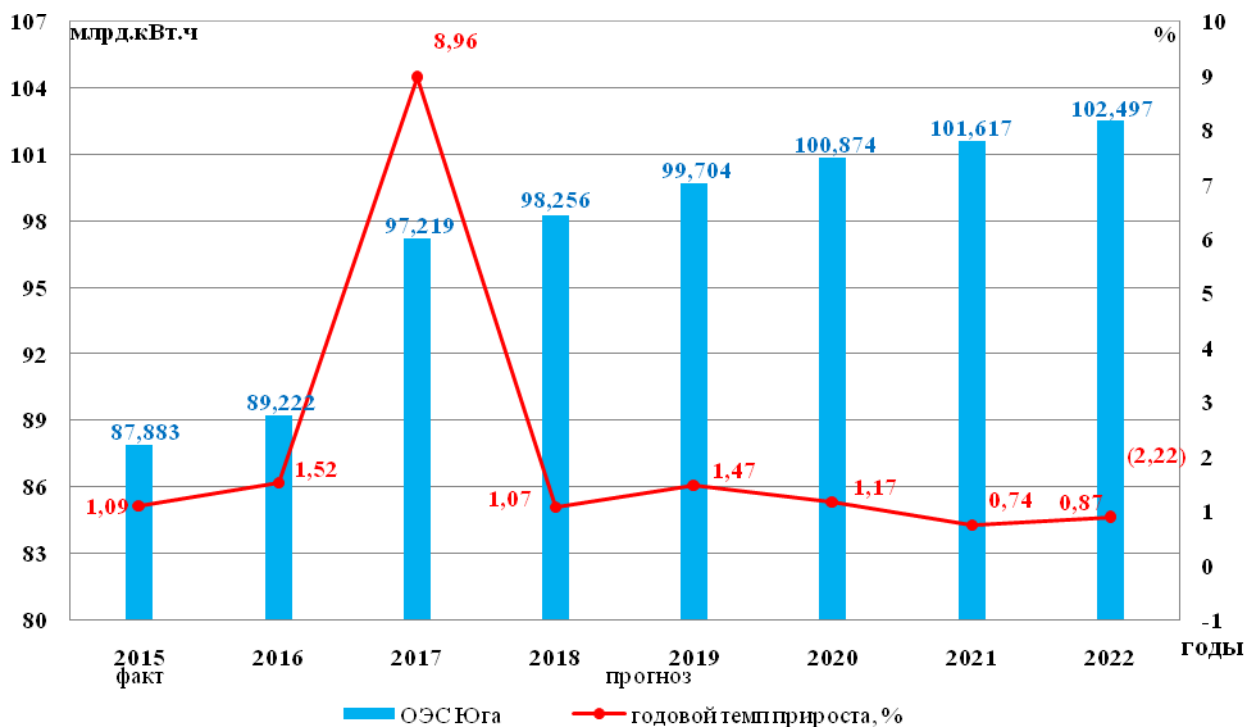


Рисунок 2.6 – Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Юга на период до 2022 года

Среднегодовой темп прироста потребления электрической энергии по



ОЭС Юга в 2,7 раза выше среднего по ЕЭС России, что в значительной степени связано с приростом потребления электрической энергии в ОЭС Юга за счет присоединения с 2017 года энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь. Без учета присоединения Крымской энергосистемы величина спроса на электрическую энергию оценивается в объеме 94,422 млрд. кВт·ч со среднегодовым приростом выше среднего по ЕЭС России в 1,3 раза. Доля ОЭС Юга в общем объеме потребления электрической энергии ЕЭС России увеличится к концу прогнозного периода до 9,6 % с учетом Крымской энергосистемы и 8,85 % - без нее (в 2015 году - 8,7 %).

В территориальном распределении прогнозного объема потребления электрической энергии по ОЭС Юга сохранится преобладание трех энергосистем (Краснодарского края и Республики Адыгея, Ростовской и Волгоградской областей) при снижении их суммарной доли до 61,6 % в 2022 году вместо 66,6 % в 2015 году. Без учета присоединения Крымской энергосистемы доля трех названных энергосистем составит 66,9 %.

Крупнейшей энергосистемой в ОЭС Юга является энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея. Ее доля в суммарном потреблении электрической энергии составила в 2015 году 29,0 %, к концу прогнозного периода она снизится до 27,4 %. Прогнозируемая динамика годовых приростов потребности в электрической энергии обусловлена особенностями формирования спроса на электрическую энергию на территории энергосистемы в предстоящие годы.

Абсолютный прирост спроса на электрическую энергию по энергосистеме Краснодарского края и Республики Адыгея относительно 2015 года к концу прогнозного периода составит 2,613 млрд. кВт·ч (10,3 %). Преобладающая часть прогнозируемого прироста (более 75 %) будет формироваться за счет ожидаемого увеличения потребления электрической энергии на существующих и новых крупных промышленных и транспортных предприятиях.

Увеличение спроса на электрическую энергию в промышленном производстве Краснодарского края в значительной мере будет связано с ожидаемой реализацией инвестиционных программ на действующих нефтеперерабатывающих заводах края. Инвестиционная программа Афипского НПЗ предусматривает модернизацию производства с одновременным увеличением объема перерабатываемого сырья (до 9 млн.т) и глубины нефтепереработки (с 54 % до 78 %). В соответствии с актуализированной в марте 2015 года заявкой на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Афипский НПЗ» определены сроки присоединения с 2016 по 2019 годы. Согласно инвестиционной программе Ильского НПЗ предприятие будет переориентировано на переработку тяжелой нефти и производство прямогонного бензина, компонентов дизельного топлива. Дополнительный прирост потребления электрической энергии на территории энергосистемы будет формироваться за счет строительства в Адыгее НПЗ «Антей». На новом заводе предполагается выпустать топливо, соответствующее стандартам Евро-5.

Следующим направлением роста потребления электрической энергии в

промышленном производстве является расширение производства строительных материалов, в том числе цемента (ООО «Новоросцемент» и ЗАО «НЦЗ «Горный»).

К дополнительному увеличению прогнозного спроса на электрическую энергию приведет реализация проектов по развитию портовых комплексов и транспортной инфраструктуры на территории энергосистемы. В первую очередь это относится к проекту «Строительство транспортного перехода через Керченский пролив». На Таманском полуострове планируется также увеличение грузооборота на терминальном комплексе по перевалке нефтепродуктов ЗАО «Таманьнефтегаз» и перевалочно-портовом комплексе ОАО «Гольягтиазот».

Осуществляемое интенсивное жилищное строительство в Краснодаре, Сочи и Майкопе увеличивает 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.

Во второй по величине в ОЭС Юга энергосистеме Ростовской области, доля которой в 2015 году составила 20,4 % от общего потребления электрической энергии в ОЭС Юга, среднегодовой темп прироста прогнозного спроса на электрическую энергию составит около 1,0 % (0,95 %). Абсолютный прирост потребления электрической энергии относительно 2015 года составит к 2022 году 1,225 млрд. кВт·ч (6,8 %).

Прогнозируемое увеличение потребности в электрической энергии в первую очередь связано с реализацией ряда крупных инвестиционных проектов по созданию новых высокотехнологичных производств в черной металлургии. Компания «Донэлектросталь» строит в Новоалександровском индустриальном парке Азовского района завод по производству стального проката, ООО «Дон-Металл» реализует проект по строительству арматурного завода в городе Каменск-Шахтинский с организацией сталеплавильного и прокатного производств, на территории Красносулинского района проектируется производство стального листового проката методом горячей и холодной прокатки, в Усть-Донецком районе будет создано новое металлопрокатное производство по выпуску арматуры и фасонного проката. Продолжится модернизация и техническое перевооружение на Таганрогском металлургическом заводе.

Одно из направлений роста потребления электрической энергии в предстоящий период - расширение производства цемента за счет строительства новой технологической линии на предприятии ЗАО «Углегорск-Цемент» в Тацинском районе.

Дополнительный прирост потребности в электрической энергии произойдет за счет интенсивного строительства новых жилых микрорайонов в городе Ростов и других городах области, а также объектов инфраструктуры, в том числе для проведения Чемпионата мира по футболу в 2018 году.

Прогноз спроса на электрическую энергию по энергосистеме Волгоградской области, где в 2015 году продолжилось абсолютное снижение потребления

электрической энергии из-за сокращения металлургического и, особенно, химического производств, характеризуется стабильным, хотя и незначительным ростом. Среднегодовой прирост за прогнозный период существенно ниже среднего по ОЭС Юга (0,7 % и 2,2 % соответственно). Предполагаемое увеличение спроса на электрическую энергию в первую очередь будет определяться реализацией в Котельниковском районе крупного инвестиционного проекта по освоению Гремячинского месторождения калийных солей. Создается горно-обоганительный комбинат с передовыми технологиями производства. Выход на проектную мощность первой очереди комбината планируется в 2017 году.

Дополнительным фактором увеличения спроса на электрическую энергию в Волгоградской энергосистеме станет проведение на территории области Чемпионата мира по футболу в 2018 году.

Относительно высокие темпы прироста потребности в электрической энергии на ближайшие годы прогнозируются в энергосистеме Республики Калмыкия. При среднегодовом приросте за период 2,9 % в 2016 и 2017 годах темпы прироста определены выше 6 %. 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 темпы прироста спроса на электрическую энергию в энергосистемах национальных республик и Ставропольского края существенно ниже среднего темпа прироста по ОЭС Юга. Более высокие темпы прогнозируются для энергосистем Республики Северная Осетия, где предполагается реализация проекта по созданию круглогодичного горнолыжного курорта «Мамисон» в Алагирском районе, Чеченской Республики и Республики Ингушетия.

Существенная часть прогнозируемого прироста потребления электрической энергии в ОЭС Юга формируется за счет присоединения с 2017 года энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь, объем потребления электрической энергии по которой оценивается на уровне 2022 года в размере 8,075 млрд. кВт·ч. С окончанием переходного периода прогнозная динамика спроса на электрическую энергию в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополь прогнозируется стабильно положительной. Рост потребления электрической энергии в Крыму в первую очередь будет определяться развитием существующих на его территории комплексов: санаторно-курортного, туристско-гостиничного, агропромышленного.

#### ОЭС Урала

Объем потребления электрической энергии в ОЭС Урала в 2015 году составил 258,296 млрд. кВт·ч, что на 0,92 % ниже относительно предыдущего года.

К 2022 году объем спроса на электрическую энергию в ОЭС Урала прогнозируется на уровне 267,448 млрд. кВт·ч (среднегодовой темп прироста –

0,5%) (рисунок 2.7).

Прогнозируемые достаточно низкие темпы прироста спроса определяются развитием 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 инновационных технологий в традиционных районах добычи, так и вводом в эксплуатацию новых месторождений, в том числе трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

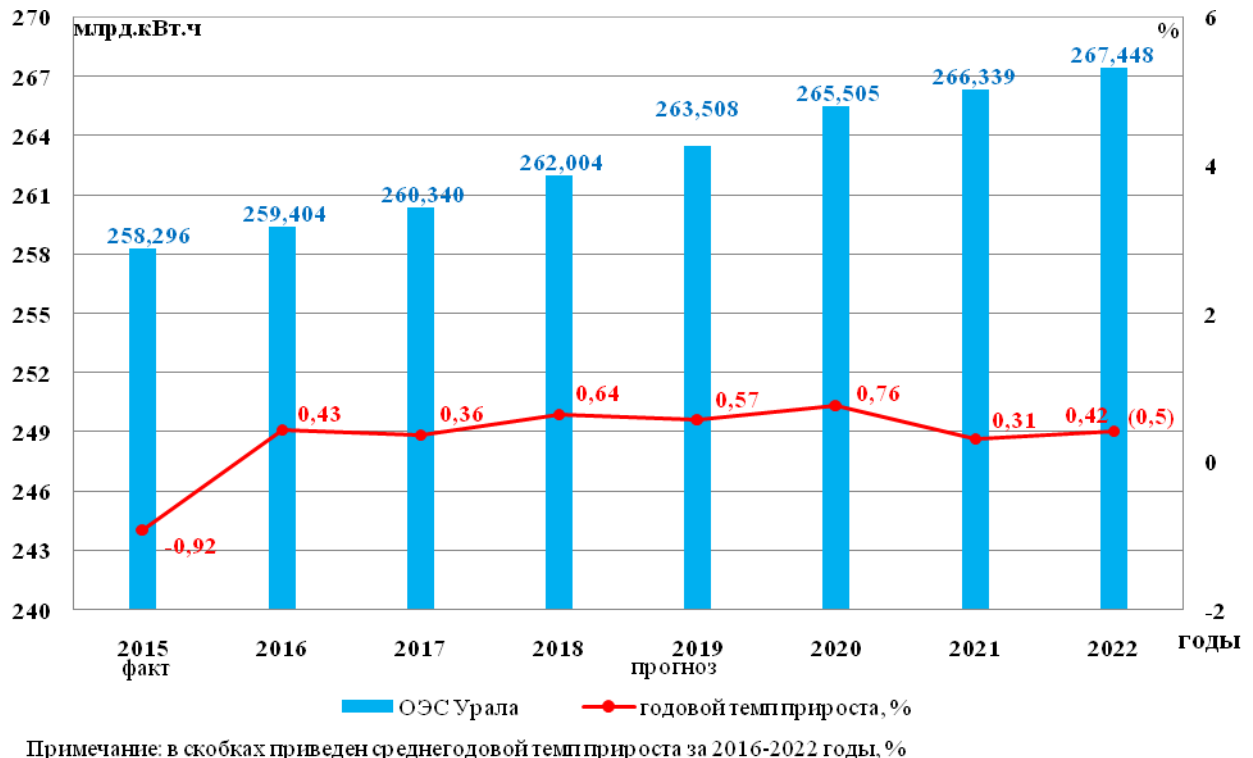


Рисунок 2.7 – Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Урала на период до 2022 года

Низкая динамика потребления электрической энергии со стороны металлургических предприятий определяется, прежде всего, закрытием электролизного производства на Богословском и Уральском алюминиевых заводах, а также снижением производства на предприятиях черной металлургии в связи с падением спроса на сталь, как на внутреннем, так и на мировых рынках. Крупный инвестиционный проект – Томинский ГОК (разработка меднопорфириевого месторождения в Челябинской области) – признан объектом федерального значения и включен в Стратегию развития металлургии до 2020 года.

Развитие химических производств, на долю которых в среднем по ОЭС Урала приходится только около 6 % от суммарного промышленного потребления электрической энергии, особое значение имеет для энергосистем Пермского края, Республики Башкортостан, Кировской области. В числе крупных потребителей,

определяющих рост спроса на электрическую энергию в период до 2022 года, производства по выпуску калийных удобрений в энергосистеме Пермского края: АО «Уралкалий», ООО «ЕвроХим – Усольский калийный комбинат», ЗАО «Верхне-Камская калийная компания». Крупнейшим проектом является строящийся в Тобольске комбинат «ЗапСибНефтехим» (ПАО «СИБУР Холдинг»).

Приоритетными направлениями развития экономики являются создание особых экономических зон, промышленных парков, инновационных центров, в их числе технопарк ЗАО «Зеленая долина» (зона экологически безопасных производств), ООО УК «ИТП «Техноград» (инновационно-технологический парк) в энергосистеме Свердловской области.

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», предприятия по переработке углеводородного сырья «Тобольск-Полимер», в 2014 году - вторая установка по переработке углеводородного сырья на «Тобольск-Нефтехиме», завершено строительство линейной части продуктопровода от Пуровского ЗПК до «Тобольск-Нефтехима» протяженностью 1100 км. Проект СИБУРа «ЗапСибНефтехим» направлен на развитие глубокой переработки углеводородного сырья, импортозамещение наиболее востребованных на российском рынке полимеров – полиэтилена и полипропилена. В 2018 году планируется ввод в полномасштабную разработку Русского месторождения (в настоящее время месторождение находится в опытно-промышленной разработке). Развитие нефтегазового комплекса Тюменского региона связано с реализацией проектов трубопроводного транспорта, в том числе – строительство нефтеконденсатопровода (НКП) Уренгой – Пурпе (линейная часть и НПС Уренгойская), продуктопровод обеспечит ПАО «Газпром» возможность ввода в строй нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных месторождений и ачимовских газоконденсатных отложений Уренгойского месторождения). Динамика потребления электрической энергии энергосистемы Тюменской области (36 % в суммарном потреблении электрической энергии ОЭС Урала) в значительной мере определяет динамику соответствующих показателей по ОЭС в целом.

Энергосистема Свердловской области характеризуется снижением спроса на электрическую энергию в 2015 году на 2 % по сравнению с 2014 годом, что связано со снижением объемов промышленного производства (на 3,9 % за период январь-ноябрь 2015 года по сравнению с соответствующим периодом 2014 года). Перспективы развития черной металлургии в Свердловской области определяются 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, обновление коммунальных сетей, что обеспечит развитие инфраструктуры.

В энергосистеме Челябинской области снижение спроса на электрическую энергию за 2015 год составило 1,3 % по сравнению с 2014 годом и определяется снижением производства по следующим видам деятельности – обрабатывающая промышленность (на 2,9 % за период январь-ноябрь 2015 года по сравнению с соответствующим периодом 2014 года), розничная торговля (на 15,4 %), объем платных услуг населению (на 4,3 %). Динамика спроса на электрическую энергию в период 2016 - 2022 годов определяется развитием профилирующего металлургического производства. Рост спроса на электрическую энергию связан с реализацией проекта строительства Томинского ГОК (добыча и переработка руды) в поселке Томино Сосновского района. Реконструкция и модернизация производства на крупных металлургических предприятиях (ПАО «Ашинский металлургический завод», ОАО «Челябинский электрометаллургический комбинат», ОАО Челябинский трубопрокатный завод», ЗАО «Карабашмедь» и др.) обеспечит повышение энергоэффективности основных производственных процессов.

### ОЭС Сибири

Объем потребления электрической энергии по ОЭС Сибири в 2015 году составил 203,525 млрд. кВт·ч, что на 0,27 % ниже относительно предыдущего года.

К 2022 году объем спроса на электрическую энергию в ОЭС Сибири прогнозируется на уровне 212,049 млрд. кВт·ч (среднегодовой темп прироста за период – 0,59 %) (рисунок 2.8).

Динамика увеличения спроса на электрическую энергию в ОЭС Сибири характеризуется относительной стабильностью по годам. По отдельным энергосистемам темпы прироста спроса на электрическую энергию существенно различаются. Выше среднего ожидаются темпы прироста по энергосистемам Красноярского края и Республики Тыва, среднегодовой темп прироста по энергосистеме Иркутской области равен среднему по ОЭС Сибири, близок к среднему среднегодовой темп прироста по энергосистеме Забайкальского края, в остальных энергосистемах темпы прироста существенно ниже.

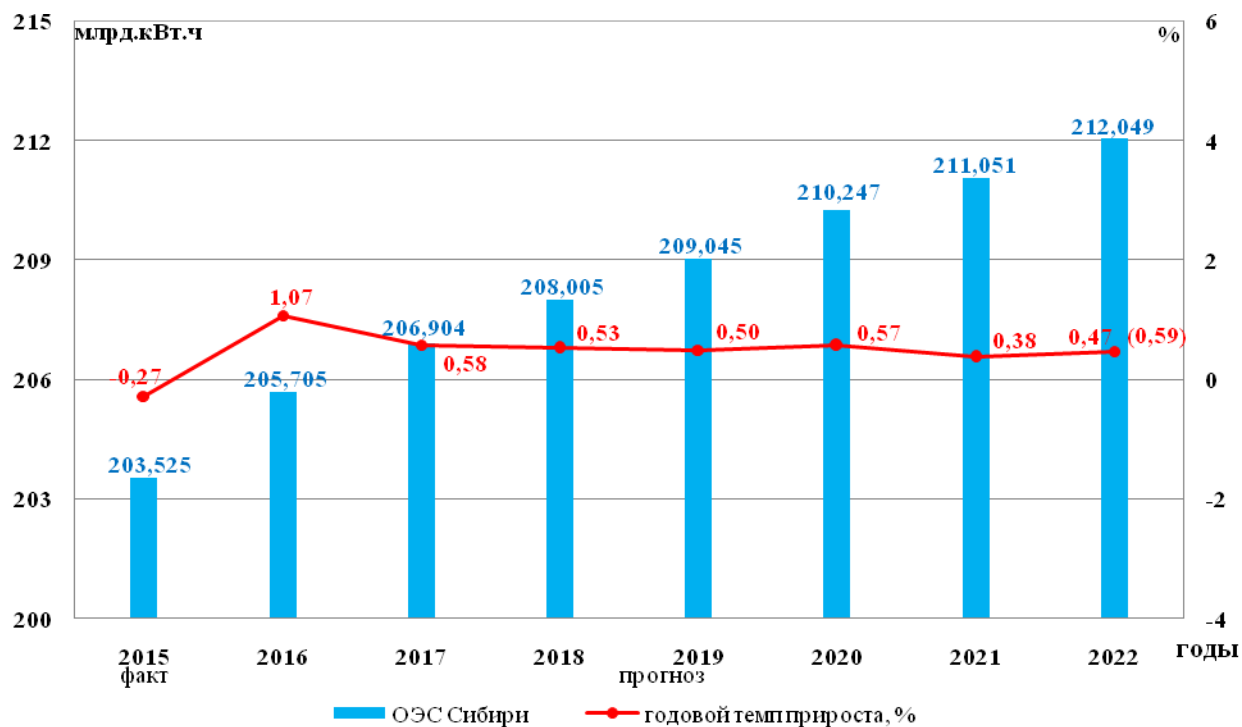


Рисунок 2.8 – Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Сибири на период до 2022 года

Более половины (53 %) от общего прогнозного прироста спроса на электрическую энергию по ОЭС Сибири приходится на энергосистему Красноярского края, где ожидается самый высокий абсолютный прирост потребления электрической энергии, к 2022 году он оценивается в размере 4,527 млрд. кВт·ч (10,5 % от уровня потребления электрической энергии в энергосистеме 2015 года). Более высокие темпы прироста прогнозируются на 2016 - 2017 годы. Преобладающая часть прироста потребления электрической энергии в 2016 году формируется за счет двух потребителей – ЗАО «Богучанский алюминиевый завод» и ЗАО «Ванкорнефть». Рост объема потребления электрической энергии ЗАО «Ванкорнефть» связан с предстоящим освоением Сузунского, Тагульского и Лодочного нефтегазоконденсатных месторождений, образующих Ванкорский кластер.

В последующие годы в связи с предполагаемым осуществлением ряда инвестиционных проектов на территории Красноярского края появляются другие относительно крупные потребители электрической энергии, в первую очередь, золотодобывающие предприятия. В Северо-Енисейском районе ООО «Соврудник» реализует проект по освоению Нойбинской золоторудной площади, выход на проектную мощность добычи руды планируется в 2018 году. Крупнейшее золотодобывающее предприятие района и края – ЗАО «Золотодобывающая компания «Полюс» реализует проект по освоению новых месторождений и строительству золотоизвлекательной фабрики (ЗИФ-5). ООО «Ильинское» осуществляет строительство рудника на месторождении «Высокое».

Дополнительный прирост потребления электрической энергии связан с ожидаемым в ближайшие годы внедрением инновационных технологий, разработанных АО «Информационные спутниковые системы» (ИСС) имени академика М.Ф.Решетнева.

Планируемое в течение 2016 – 2022 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 Зимней Универсиады в 2019 году, будут способствовать увеличению спроса на электрическую энергию в сфере услуг и домашних хозяйствах.

Доля крупнейшей в ОЭС Сибири энергосистемы Иркутской области в общем объеме потребления электрической энергии на протяжении всего прогнозного периода стабильно составляет около 26 %. Прогнозируемый до 2022 года прирост спроса на электрическую энергию в энергосистеме (2,2 млрд. кВт·ч к концу прогнозного периода) будет формироваться за счет ввода на ее территории новых крупных потребителей и модернизации и реконструкции действующих производств.

В ближайшие годы в Братске планируется строительство электрометаллургического завода (ЗАО «СЭМЗ»), на Братском заводе ферросплавов продолжится модернизация производства; Ангарский завод полимеров осуществляет реконструкцию производства этилена – пропилена и строительство новых установок по производству полиэтилена высокой плотности.

Значительное увеличение потребности в электрической энергии будет связано с реализацией масштабного проекта по реконструкции инфраструктуры и расширению, в том числе на территории Иркутской области, Транссибирской и Байкало-Амурской магистралей.

В рамках программы расширения пропускной способности трубопроводной системы ВСТО на участке от головной НПС «Тайшет» до НПС «Сковородино» на территории Иркутской области в предстоящий период будут построены 6 новых НПС.

Развитие существующих золотодобывающих предприятий, а также освоение новых перспективных месторождений золота, в том числе крупнейшего месторождения золотосодержащих руд Сухой Лог, существенно увеличит спрос на электрическую энергию в Бодайбинском районе области.

Дополнительная потребность в электрической энергии будет формироваться за счет строительства жилых комплексов, в первую очередь в Иркутске, и развития ОЭЗ ТРТ на Байкале.

В третьей по величине энергосистеме ОЭС Сибири – Кемеровской– прогнозируются минимальные темпы прироста потребности в электрической энергии – за весь прогнозный период объем потребления электрической энергии увеличится лишь на 0,5 %, в результате доля энергосистемы снизится к концу периода до 15,1 % вместо 15,6 % в 2015 году. Ожидаемый прирост потребности в электрической энергии будет формироваться за счет увеличения добычи и обогащения угля в Кузбассе. ОАО «Новолипецкий металлургический комбинат»



планирует возобновить разработку Жерновского каменноугольного месторождения на территории Новокузнецкого и Прокопьевского районов, предполагается увеличение добычи угля на шахтах ОАО «СУЭК-Кузбасс»

Особенностью энергосистемы Забайкальского края (среднегодовой темп прироста спроса на электрическую энергию 0,5 %) является высокая доля потребления электрической энергии по виду экономической 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 06.12.2013 № 1128, предусматривает модернизацию железнодорожной инфраструктуры и увеличение пропускной способности магистралей Транссибирской и Байкало-Амурской магистралей. На территории Забайкальского края планируется увеличение мощности и потребления электрической энергии на участке Транссибирской магистрали 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.

Большая часть увеличения потребности в электрической энергии на территории энергосистемы до 2022 года будет связана с осуществлением инвестиционных проектов по освоению месторождений полиметаллических руд и вводу в эксплуатацию Быстринского ГОК, первого этапа строительства Удоканского горно-металлургического комбината (ООО «Байкальская горная компания») и расширения добычи золота (ГМК Тасеевский, ЗРК «Омчак»).

По динамике прогнозируемого спроса на электрическую энергию среди других энергосистем ОЭС Сибири выделяется энергосистема Республики Тыва со среднегодовым темпом увеличения потребления электрической энергии выше 5 %. Основной прирост связан с планируемым осуществлением на территории республики нескольких крупных проектов. Важнейшим из них является проект по созданию угледобывающего комплекса на Элегестском месторождении каменного угля. Строительство ГОК «Элегест» осуществляет ООО «Тувинская энергетическая промышленная корпорация». Ввод ГОК «Элегест» предусмотрен с 2017 года. Реализация проекта по освоению Элегестского угольного месторождения рассматривается в увязке со строительством железной дороги Элегест-Кызыл-Курагино.

#### ОЭС Востока

Объем потребления электрической энергии по ОЭС Востока в 2015 году составил 32,223 млрд. кВт·ч, что на 1,33 % выше относительно предыдущего года.

К 2022 году объем спроса на электрическую энергию в ОЭС Востока прогнозируется на уровне 42,504 млрд. кВт·ч (среднегодовой темп прироста за период 2016 - 2022 годов – 4,0 %) (рисунок 2.9).

Прогноз спроса на электрическую энергию на период 2016 – 2022 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.

Спрос на электрическую энергию по ОЭС Востока без учета присоединения Центрального и Западного энергорайонов Республики Саха (Якутия) на уровне 2022 года в рассматриваемом варианте оценивается в объеме 36,5 млрд. кВт·ч со среднегодовым приростом за период 2016 - 2022 годов 1,8 %, при соответствующем показателе по ЕЭС России 0,6 %. Опережающие темпы роста спроса на электрическую энергию в ОЭС Востока в рассматриваемой перспективе определяются экономическим развитием региона. Рост спроса на электрическую энергию связан, прежде всего, с предстоящим развитием промышленных производств с учетом реализации новых масштабных проектов – потенциальных резидентов промышленно-производственных зон, в их числе:

металлургические производства, представленные крупными инвестиционными проектами – формирование горно-металлургического кластера в Приамурье на базе рудных месторождений, в том числе Кимкано-Сутарский ГОК (ввод в эксплуатацию с 2016 года), разработка золоторудных месторождений Амурской области – Маломырский, Покровский и Албынский рудники;

добыча угля на территории Южно-Якутского энергорайона – Эльгинское месторождение и шахта Чульмаканская, и Хабаровского края – ОАО «Ургалуголь»;

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» (совместный проект с китайской корпорацией ChemChina), завод по производству сжиженного природного газа ООО «Газпром СПГ Владивосток» с вводом в эксплуатацию первой очереди в 2020 году, «Амурский нефтеперерабатывающий завод» в поселке Березовка Ивановского района – 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 выпуску современной морской техники – Приморский

край;

реализация проекта «Космодром Восточный» в Амурской области;

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

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

в Хабаровском крае – порт Ванино, где будут созданы специализированный угольный перегрузочный комплекс ОАО «Мечел», терминал по перевалке угля в бухте Мучка ООО «Сахатранс», угольный перегрузочный терминал в районе мыса Бурый ООО «Дальневосточный Ванинский порт», в том числе для обслуживания перевалки угля с Элегестского месторождения (Республика Тыва);

в Приморском крае – ООО «Морской порт «Суходол» – специализированный грузовой порт в районе бухты Суходол (Шкотовский район), ООО «Порт Вера» в районе бухты Беззащитная на территории ЗАТО города Фокино – морской терминал с сопутствующей инфраструктурой, ОАО «Торговый порт Посъет» в Хасанском районе – модернизация и строительство специализированного угольного терминала с увеличением мощности до 12 млн. т в год.

АО «АК «Транснефть» ведет работы по расширению первой и второй очередей трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан»: ВСТО-1 до 80 млн. тонн в год и ВСТО-2 до 50 млн. тонн к 2020 году. Это определяет строительство трех НПС в Амурской области и НПС в Хабаровском крае, а также 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 % в 2022 году (5,3 % – доля Южно-Якутского энергорайона Республики Саха (Якутия) в ОЭС Востока в настоящее время).

Западный энергорайон Республики Саха (Якутия) включает в себя Айхало-Удачинский, Мирнинский, Ленский промышленные узлы и группу вилюйских сельскохозяйственных районов. Основные профилирующие производства – добыча и обработка алмазов, являющаяся традиционной специализацией региона, и 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 (43 % в целом по Якутской энергосистеме, в том числе 37 % приходится на добычу полезных ископаемых) на фоне сравнительно низкой доли, характерной для ОЭС Востока в настоящее время (24 % 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 Среднеботубинского НГКМ) и транспортированием нефти по трубопроводной системе «Восточная Сибирь – Тихий Океан», добычей и обработкой алмазов (совершенствование технологии добычи, отработки подземных алмазоносных трубок «Айхал», «Интернациональная», «Ботубинская», «Нюрбинская», развитие ГОК «Удачинский», связанное с переходом от карьерной к шахтной добыче с вовлечением в эксплуатацию глубоких горизонтов месторождения), а также созданием производственной и социальной инфраструктуры.

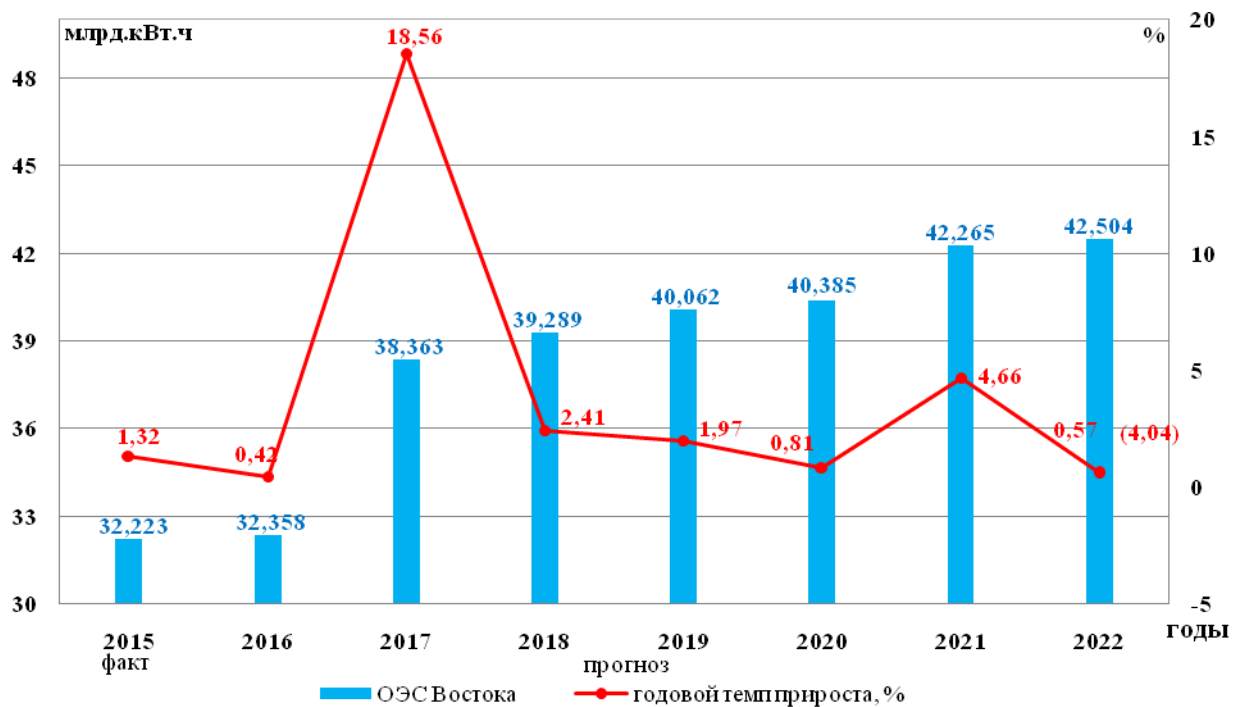


Рисунок 2.9 – Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Востока на период до 2022 года

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

**Выводы:**

1. Прогноз спроса на электрическую энергию по ЕЭС России на период 2016 – 2022 годов соответствует консервативному сценарию долгосрочного социально-экономического развития России.

2. Общий объем спроса на электрическую энергию по ЕЭС России к концу прогнозного периода оценивается в размере 1 067,133 млрд. кВт·ч, что больше объема потребления электрической энергии 2015 года на 58,882 млрд. кВт·ч. Превышение уровня 2015 года составит в 2022 году 5,8 % при среднегодовом приросте за период 0,81 %.

3. Прогноз спроса на электрическую энергию по ЕЭС России без учета присоединения к ОЭС Юга энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь и без учета присоединения к ОЭС Востока Центрального и Западного энергорайонов Республики Саха (Якутия) оценивается к концу прогнозного периода в размере 1 052,742 млрд. кВт·ч при среднегодовых темпах прироста 0,6 %.

4. Относительно более высокие темпы прироста спроса на электрическую энергию в ЕЭС России в рассматриваемом прогнозе 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 г. 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 2015 году 68,8 % от общего объема потребления электрической энергии ЕЭС России.

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.

### 3. Прогноз максимального потребления мощности и характеристики режимов потребления Единой энергетической системы России, объединенных энергетических систем и по территориям субъектов Российской Федерации на 2016–2022 годы

#### ЕЭС России

В соответствии с прогнозным спросом на электрическую энергию, а также с учетом развития и расширения существующих и вводом новых объектов спрогнозированы максимумы потребления мощности ОЭС и ЕЭС России.

Одним из важнейших факторов, который оказывает влияние на величину максимума потребления мощности энергосистемы является температура наружного воздуха.

Таблица 3.1 – Динамика потребления электрической энергии и мощности ЕЭС России

Показатель	2011	2012	2013	2014	2015
Потребление электрической энергии, млрд. кВтч	1000,1	1012,6 *	1009,8	1013,9	1008,3
% к прошлому году		1,25%	-0,28%	0,41 %	-0,55%
	ОЗП 10-11	ОЗП 11-12	ОЗП 12-13	ОЗП 13-14	ОЗП 14-15
Максимум потребления мощности, МВт	148861	155226	157425	154709	148847
% к прошлому ОЗП		+4,3%	+1,4%	-1,7%	-3,8%
t°Св день прохождения максимума	-17,0	-23,4	-22,5	-23,2	-14,4

\*- Без учета дня високосного года

В таблице 3.1 выполнен сравнительный анализ динамики изменения годовых объемов потребления электрической энергии и максимумов потребления мощности в осенне-зимние периоды по ЕЭС России.

Годовые объемы потребления электрической энергии в большей степени определяют объективную динамику потребления электрической энергии и мощности преимущественно обусловленную макроэкономическими факторами, поскольку на годовом интервале климатические факторы в основном нивелированы.

Неустойчивый характер изменения фактических максимумов потребления мощности демонстрирует определяющее влияние температурного фактора на величину данного показателя. Динамика максимумов потребления мощности не может быть описана непрерывной функцией единственного параметра (годовое потребление электрической энергии). При этом очевидно, что изменение от года к году максимумов потребления в схожих температурных условиях не имеет скачкообразного характера.

Помимо значения температуры наружного воздуха в день прохождения максимума на величину потребления мощности большое влияние оказывает и эффект продолжительности периода устойчивых низких температур. Так, в ОЗП 2012-2013 годов в ЕЭС России продолжительность такого периода с температурой ниже -20°С составила 10 суток, что предопределило более высокое

значение максимума потребления в сравнении с предыдущим и последующим ОЗП, когда такие продолжительные периоды не наблюдались.

Формирование долгосрочного прогноза потребления электрической мощности осуществляется в условиях отсутствия метеорологических прогнозов для рассматриваемого периода прогнозирования. Статистический анализ фактических периодов максимальных нагрузок энергосистем позволяет сделать вывод, что максимум потребления мощности достигается в осенне-зимний период при существенном снижении температуры наружного воздуха относительно среднеголетних значений.

С учетом изложенного, формирование прогнозного максимума потребления мощности для учета показателя в Схеме и программе развития ЕЭС России осуществляется для средних температурных условий прохождения максимума потребления мощности в базовом периоде (несколько лет, предшествующих дате формирования прогноза). Это позволяет сформировать статистически корректные прогнозные значения максимумов потребления мощности энергосистемы.

Высокий относительно прогнозируемого изменения потребления электрической энергии прирост прогнозного максимума потребления мощности в 2016 году исключительно обусловлен низким максимумом последнего года базового периода, зафиксированного на фоне повышенных температур наружного воздуха.

В таблицах 3.2 и 3.3 представлены основные показатели режимов потребления электрической энергии ЕЭС России на 2016 – 2022годы с учетом ОЭС Востока и без нее соответственно. Спрос на электрическую энергию в нижеприведенных таблицах представлен с учетом и без учета потребления электрической энергии на заряд действующих и перспективных гидроаккумулирующих электрических станций (далее – ГАЭС). Кроме того, не учтены спрос на электрическую энергию и потребление мощности Николаевского энергоузла, присоединение которого к электрическим сетям энергосистемы Хабаровского края в рассматриваемый перспективный период не планируется.

Таблица 3.2 – Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ЕЭС России

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Э <sub>ГОД</sub>	млрд. кВт·ч	1013,858	1008,251	1015,718	1032,816	1040,979	1048,838	1056,430	1061,965	1067,133
Э <sub>ГОД БЕЗ УЧЕТА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ЗАРЯД ГАЭС</sub>	млрд. кВт·ч	1011,295	1005,725	1013,063	1030,161	1037,404	1044,343	1051,935	1057,470	1062,638
P <sub>МАХ СОБСТВ.</sub>	МВт	154709	147376	154 116	157 335	158 642	159 562	160 484	161 311	162 011
T <sub>МАХ ГОД</sub>	час/год	6515	6825	6573	6548	6539	6545	6555	6555	6559

Э<sub>ГОД</sub> – годовое потребление электрической энергии;

P<sub>МАХ СОБСТВ.</sub> – годовой собственный максимум потребления мощности по ОЭС и ЕЭС России;

T<sub>МАХ ГОД</sub> – число часов использования максимума потребления мощности.

Таблица 3.3 – Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ЕЭС России без учета ОЭС Востока

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Э <sub>ГОД</sub>	млрд. кВт·ч	982,056	976,028	983,360	994,453	1001,690	1008,776	1016,045	1019,700	1024,629
Э <sub>ГОД БЕЗ УЧЕТА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ЗАРЯД ГАЭС</sub>	млрд. кВт·ч	979,492	973,502	980,705	991,798	998,115	1004,281	1011,550	1015,205	1020,134
Р <sub>МАХ СОБСТВ.</sub>	МВт	150022	142930	149370	151704	152796	153662	154363	155179	155860
Т <sub>МАХ ГОД</sub>	час/год	6529	6811	6566	6538	6532	6536	6553	6542	6545

По данным таблицы 3.2 максимальное потребление мощности ЕЭС России на 2016 год прогнозируется на уровне 154 116 МВт. К 2022 году максимальное потребление мощности прогнозируется на уровне 162 011 МВт, что соответствует среднегодовым темпам прироста нагрузки за период 2016 – 2022 годов 1,4 %. На рисунке 3.1 представлена динамика изменения прогнозного максимума потребления мощности ЕЭС России.

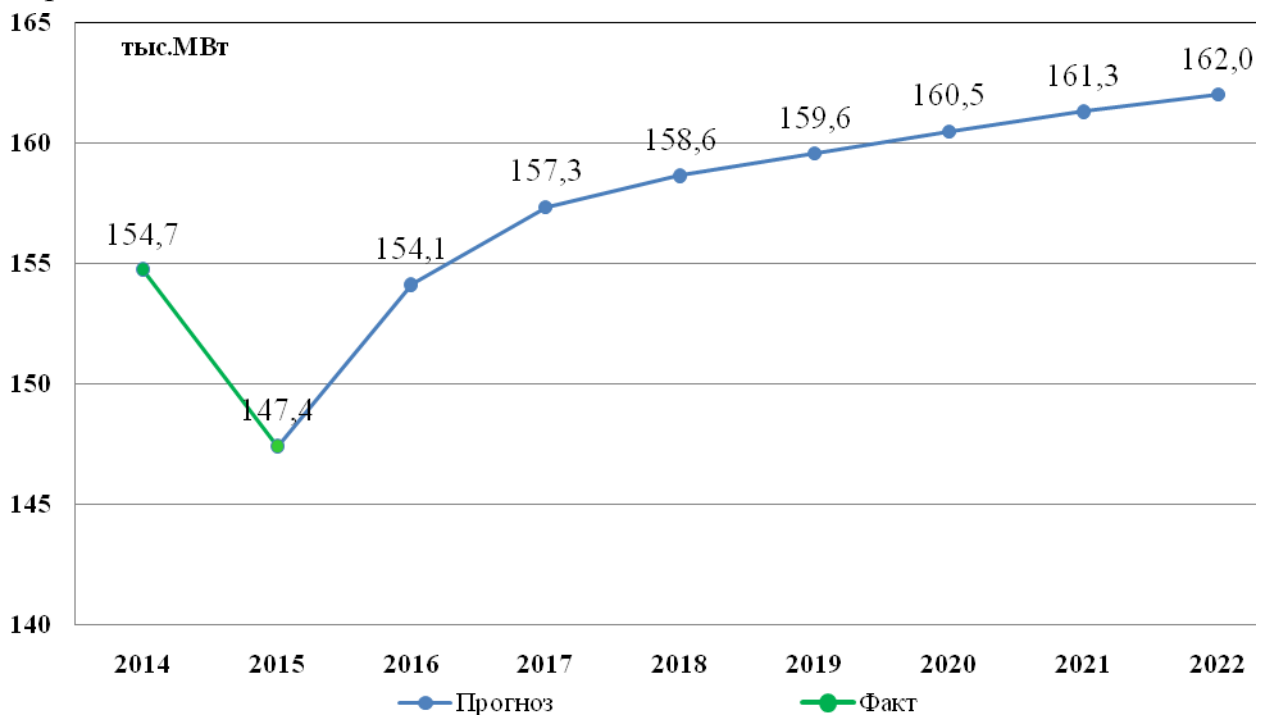


Рисунок 3.1 – Прогнозные значения максимума потребления мощности ЕЭС России

#### ОЭС Северо-Запада

Доля ОЭС Северо-Запада в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2016 году составит 9,6 %. К 2022 году этот показатель немного снизится и составит 9,4 %. В 2016 году собственный максимум потребления мощности достигнет значения 15 123 МВт. К 2022 году максимум потребления мощности составит 15 543 МВт, что соответствует среднегодовым темпам прироста за



2016 – 2022 годы 1,3 %.

В таблице 3.4 приведены основные показатели режима потребления электрической энергии ОЭС Северо-Запада.

Таблица 3.4 – Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Северо-Запада

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
$\Theta_{\text{ГОД}}$	млрд. кВт·ч	90,770	90,297	90,717	90,998	91,482	92,002	92,607	92,911	93,231
$P_{\text{МАХ СОБСТВ.}}$	МВт	14721	14244	15123	15208	15275	15351	15402	15489	15543
$T_{\text{МАХ ГОД}}$	час/год	6166	6339	5999	5983	5989	5993	6013	5999	5998
$P_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$	МВт	14695	13421	14733	14825	14890	14964	15014	15099	15151
$T_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$	час/год	6177	6728	6157	6138	6144	6148	6168	6153	6153

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

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

Изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Северо-Запада на период 2016 – 2022 годов представлено на рисунке 3.2.

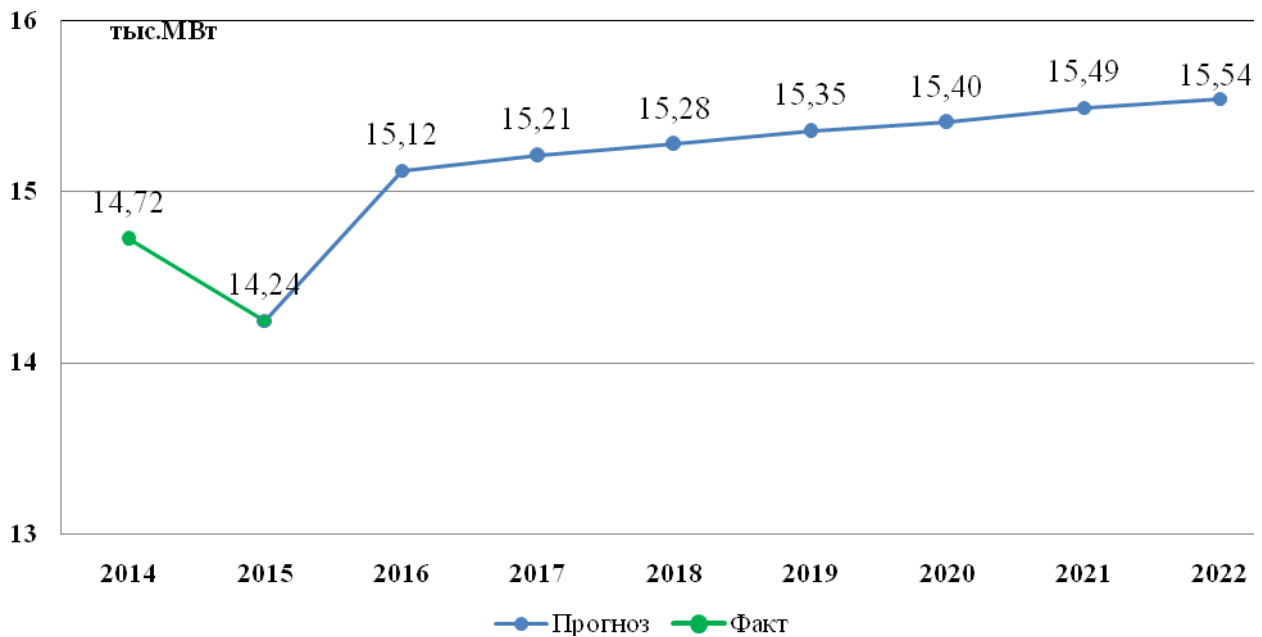


Рисунок 3.2 – Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Северо-Запада

### ОЭС Центра

В 2016 году доля ОЭС Центра в общем потреблении мощности ЕЭС России составит 24,5 %. К 2022 году этот показатель составит 24,2 %. В 2016 году собственный максимум потребления мощности региона прогнозируется на уровне 38159 МВт. К 2022 году максимум потребления мощности достигнет 39557 МВт. Среднегодовые приросты максимумов потребления мощности за 2016

– 2022 годы прогнозируются на уровне 1,4 %.

В таблице 3.5 представлены основные показатели режимов потребления электрической энергии ОЭС Центра.

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

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Э <sub>ГОД</sub>	млрд. кВт·ч	232,930	231,771	233,587	233,937	236,257	238,274	239,845	240,842	242,296
Э <sub>ГОД БЕЗ УЧЕТА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ЗАРЯД ГАЭС</sub>	млрд. кВт·ч	230,366	229,245	231,007	231,357	232,757	233,854	235,425	236,422	237,876
P <sub>МАХ СОБСТВ.</sub>	МВт	38230	35970	38159	38430	38787	38980	39140	39358	39557
T <sub>МАХ ГОД</sub>	час/год	5974	6405	6054	6020	6001	5999	6015	6007	6013
P <sub>СОВМ. С ЕЭС</sub>	МВт	38119	35970	37795	38149	38504	38696	38853	39068	39266
T <sub>СОВМ. С ЕЭС</sub>	час/год	5992	6405	6112	6065	6045	6043	6059	6052	6058

Спрос на электрическую энергию в таблице 3.4 представлен с учетом и без учета потребления электрической энергии на заряд действующей Загорской ГАЭС и Загорской ГАЭС-2, ввод первой очереди которой предусмотрен в 2018 году.

На рисунке 3.3 приведено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Центра на период 2016 – 2022 годов.

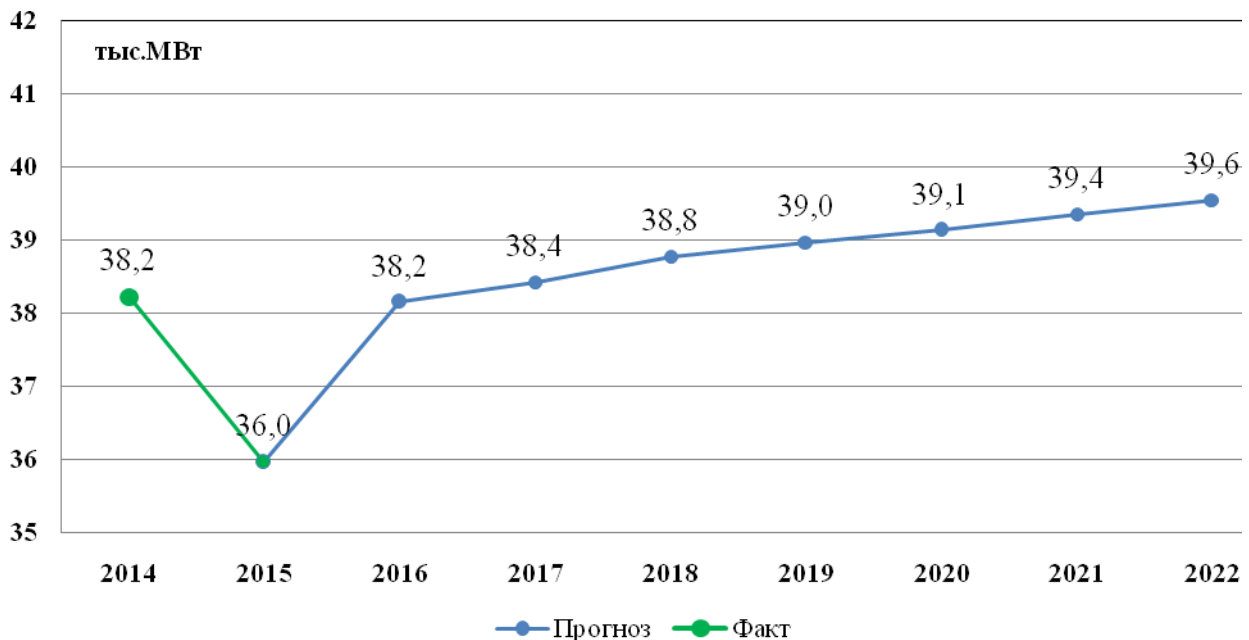


Рисунок 3.3 – Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Центра

#### ОЭС Средней Волги

Доля ОЭС Средней Волги в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2016 году оценивается в 10,8 %. К 2022 году ожидается ее снижение до 10,6 %. В 2016 году собственный максимум потребления мощности составит 16 971 МВт. К

2022 году максимум потребления мощности вырастет до 17 337 МВт при среднегодовых темпах прироста за 2016 – 2022 годы 0,7 %.

В таблице 3.6 представлены основные показатели режима потребления электрической энергии ОЭС Средней Волги.

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

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
$\mathcal{E}_{\text{ГОД}}$	млрд. кВт·ч	106,683	104,257	104,725	105,055	105,686	106,243	106,967	106,94	107,108
$P_{\text{МАХ СОБСТВ.}}$	МВт	17493	16474	16971	17075	17170	17247	17295	17321	17337
$T_{\text{МАХ ГОД}}$	час/год	6099	6329	6171	6153	6155	6160	6185	6174	6178
$P_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$	МВт	17288	16302	16718	16838	16930	17005	17054	17079	17096
$T_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$	час/год	6171	6395	6264	6239	6243	6248	6272	6261	6265

На рисунке 3.4 приведено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Средней Волги на период 2016 – 2022 годов.

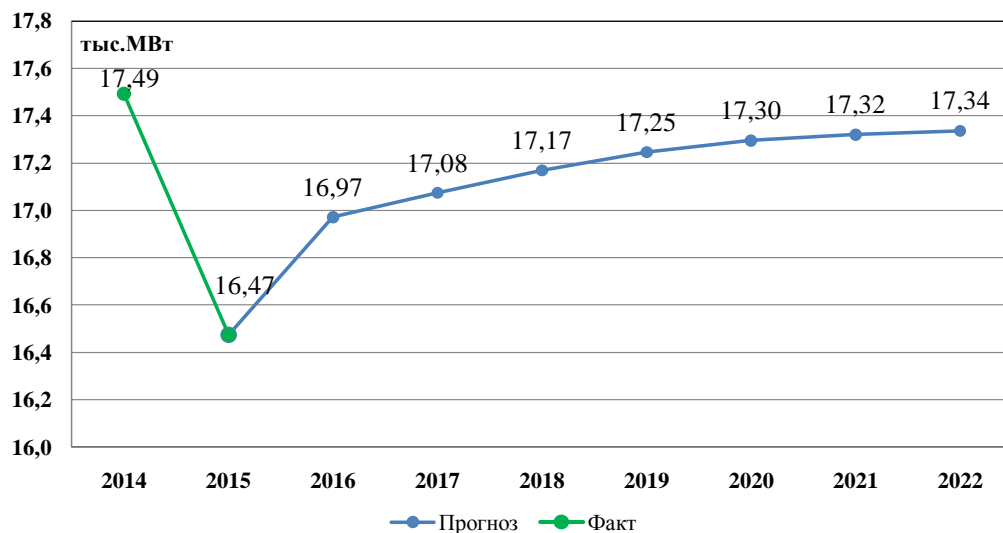


Рисунок 3.4 – Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Средней Волги

### ОЭС Юга

Доля ОЭС Юга в 2016 году составит порядка 9,4 % от общего максимального потребления мощности ЕЭС России. К 2022 году доля энергосистемы в максимуме ЕЭС России увеличится до 10,4 %. В 2016 году собственный максимум потребления мощности прогнозируется на уровне 14 952 МВт. К 2022 году максимум потребления мощности составит 17 310 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста нагрузки за 2016 – 2022 годы на уровне 2,8 %. Значительное увеличение доли и большие среднегодовые темпы

прироста потребления мощности связаны с присоединением к ОЭС Юга энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь.

В таблице 3.7 представлены основные показатели режимов потребления электрической энергии ОЭС Юга.

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

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
$\Sigma_{\text{ГОД}}$	млрд. кВт·ч	86,939	87,883	89,222	97,219	98,256	99,704	100,874	101,617	102,497
$\Sigma_{\text{ГОД БЕЗ УЧЕТА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ЗАРЯД ГАЭС}}$	млрд. кВт·ч	86,939	87,883	89,147	97,144	98,181	99,629	100,799	101,542	102,422
$P_{\text{МАХ СОБСТВ.}}$	МВт	14586	14231	14952	16486	16645	16876	17021	17177	17310
$T_{\text{МАХ ГОД}}$	час/год	5869	6106	5962	5893	5898	5904	5922	5912	5917
$P_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$	МВт	14123	13459	14554	16034	16191	16412	16553	16702	16831
$T_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$	час/год	6061	6457	6125	6059	6064	6070	6089	6080	6085

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 2016 году.

На рисунке 3.5 представлено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Юга на период 2016 – 2022 годов.

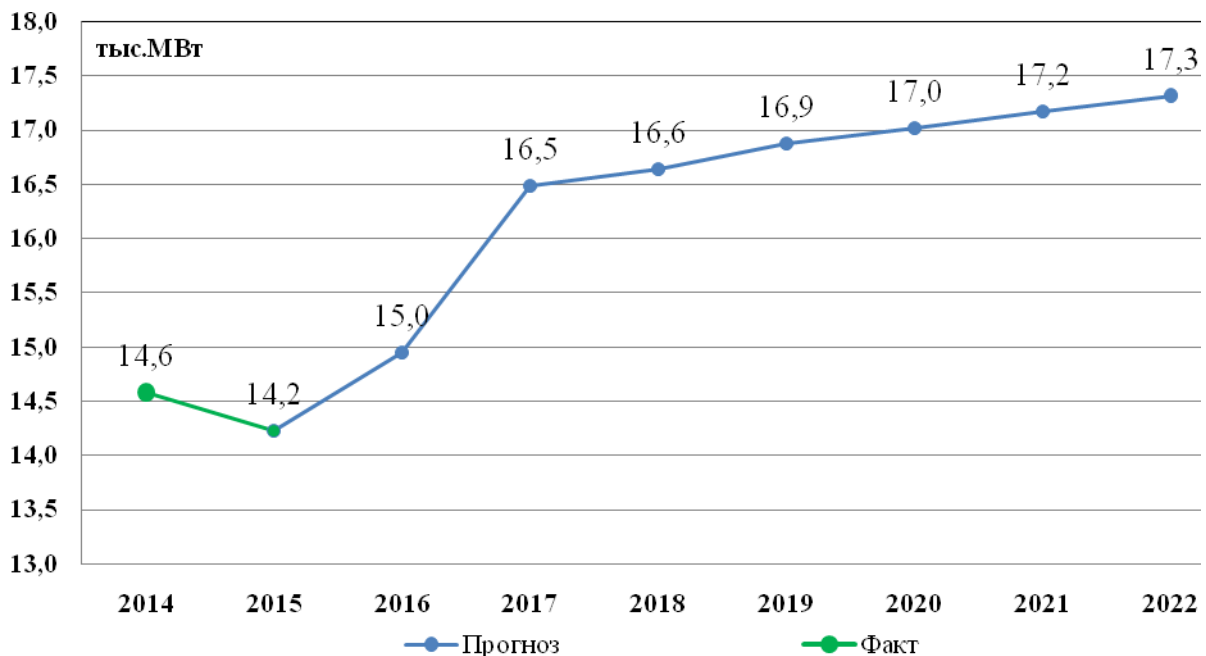


Рисунок 3.5 – Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Юга

ОЭС Урала

Доля ОЭС Урала в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2016 году

составит 23,5 %, а к 2022 году этот показатель снизится до 23,1 %. Собственный максимум потребления мощности в 2016 году прогнозируется на уровне 36 917 МВт. К 2022 году этот показатель достигнет уровня 38 022 МВт при среднегодовых темпах прироста максимумов потребления за 2016 – 2022 годы 0,7 %.

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

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

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Э <sub>ГОД</sub>	млрд. кВт·ч	260,67	258,296	259,404	260,34	262,004	263,508	265,505	266,339	267,448
P <sub>МАХ СОБСТВ.</sub>	МВт	37525	36191	36917	37084	37319	37499	37680	37881	38022
T <sub>МАХ ГОД</sub>	час/год	6947	7137	7027	7020	7021	7027	7046	7031	7034
P <sub>СОВМ. С ЕЭС</sub>	МВт	36563	35304	36255	36428	36674	36852	37058	37251	37390
T <sub>СОВМ. С ЕЭС</sub>	час/год	7129	7316	7155	7147	7144	7150	7165	7150	7153

На рисунке 3.6 представлено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Урала на период 2016 – 2022 годов.

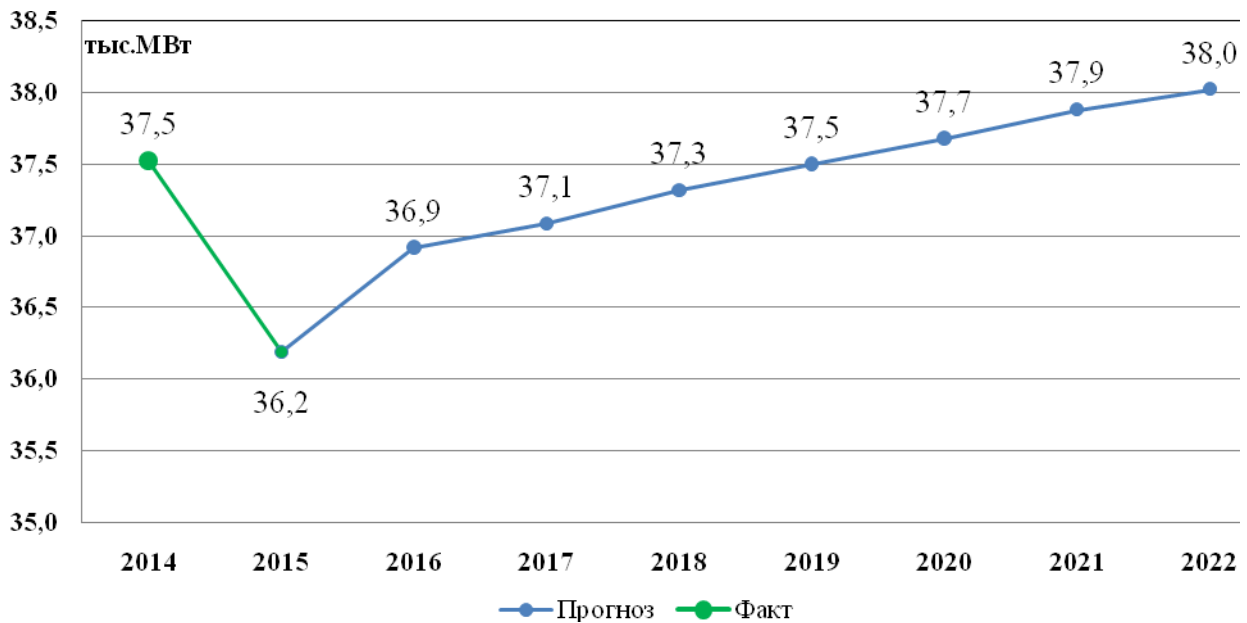


Рисунок 3.6 – Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Урала

### ОЭС Сибири

Доля ОЭС Сибири в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2016 году составит 19,0 %, и в 2022 году этот показатель немного снизится до 18,6%. Собственный максимум потребления мощности к 2016 году прогнозируется на уровне 30 414 МВт и к 2022 году – на уровне 31 223 МВт при среднегодовых темпах прироста максимумов потребления за 2016 – 2022 годы – 0,8 %.

В таблице 3.9 представлены основные показатели режима потребления электрической энергии ОЭС Сибири.

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

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
$\mathcal{E}_{\text{ГОД}}$	млрд. кВт·ч	204,065	203,525	205,705	206,904	208,005	209,045	210,247	211,051	212,049
$P_{\text{МАХ СОБСТВ.}}$	МВт	30123	29613	30414	30529	30704	30828	30922	31071	31223
$T_{\text{МАХ ГОД}}$	час/год	6774	6873	6764	6777	6774	6781	6799	6793	6791
$P_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$	МВт	29234	28474	29315	29430	29607	29733	29831	29980	30126
$T_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$	час/год	6980	7148	7017	7030	7026	7031	7048	7040	7039

На рисунке 3.7 представлено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Сибири на период 2016 – 2022 годов.

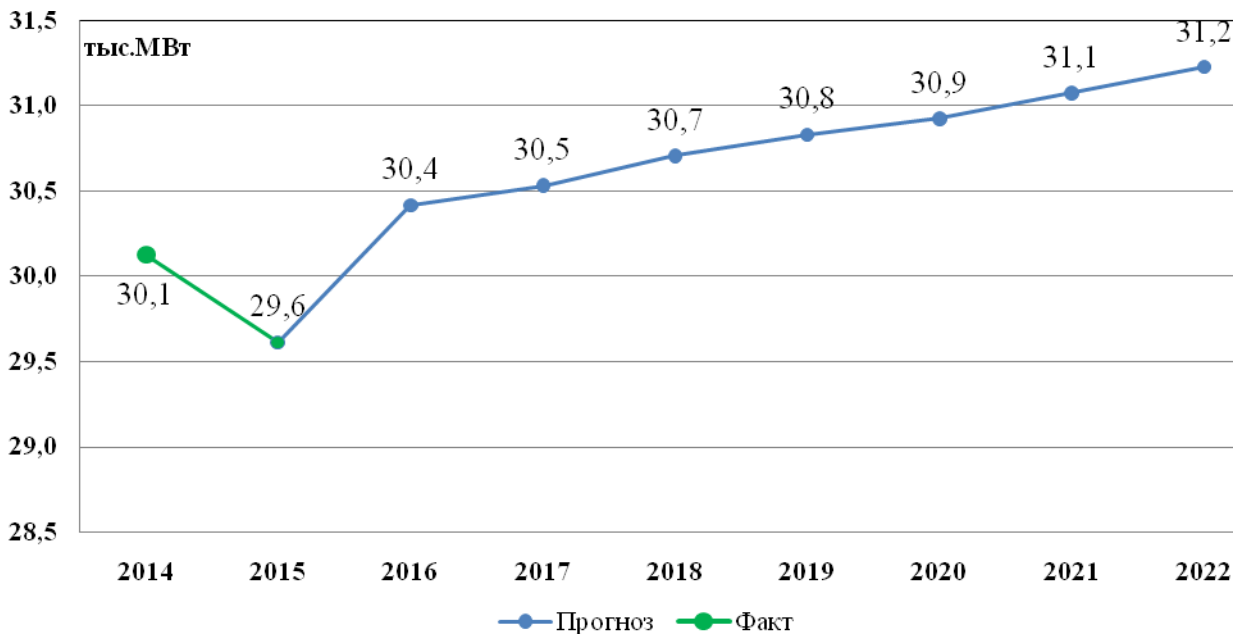


Рисунок 3.7 – Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Сибири

### ОЭС Востока

Доля ОЭС Востока в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2016 году составит порядка 3,1 %, а в 2022 году увеличится до 3,8 %. Собственный максимум потребления мощности ОЭС Востока (без учета потребления мощности изолированно работающего Николаевского энергоузла) в 2016 году прогнозируется на уровне 5532 МВт, к 2022 году – 7173 МВт, при этом среднегодовые темпы прироста максимума потребления за 2016 – 2022 годы составят 4,4 %. Достаточно большие темпы прироста электрической нагрузки обусловлены присоединением к ОЭС Востока Западного и Центрального энергорайонов Республики Саха (Якутия). В таблице 3.10 представлены основные показатели режима потребления электрической энергии ОЭС Востока.

Таблица 3.10 – Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Востока

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
$\Theta_{\text{ГОД}}$	млрд. кВт·ч	31,802	32,223	32,358	38,363	39,289	40,062	40,385	42,265	42,504
$P_{\text{МАХ СОБСТВ.}}$	МВт	5398	5289	5532	6557	6810	6873	7138	7151	7173
$T_{\text{МАХ ГОД}}$	час/год	5891	6092	5849	5851	5769	5829	5658	5910	5926
$P_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$	МВт	4687	4446	4746	5631	5846	5900	6121	6132	6151
$T_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$	час/год	6785	7248	6818	6813	6721	6790	6598	6893	6910

На рисунке 3.8 представлено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Востока на период 2016 – 2022 годов.

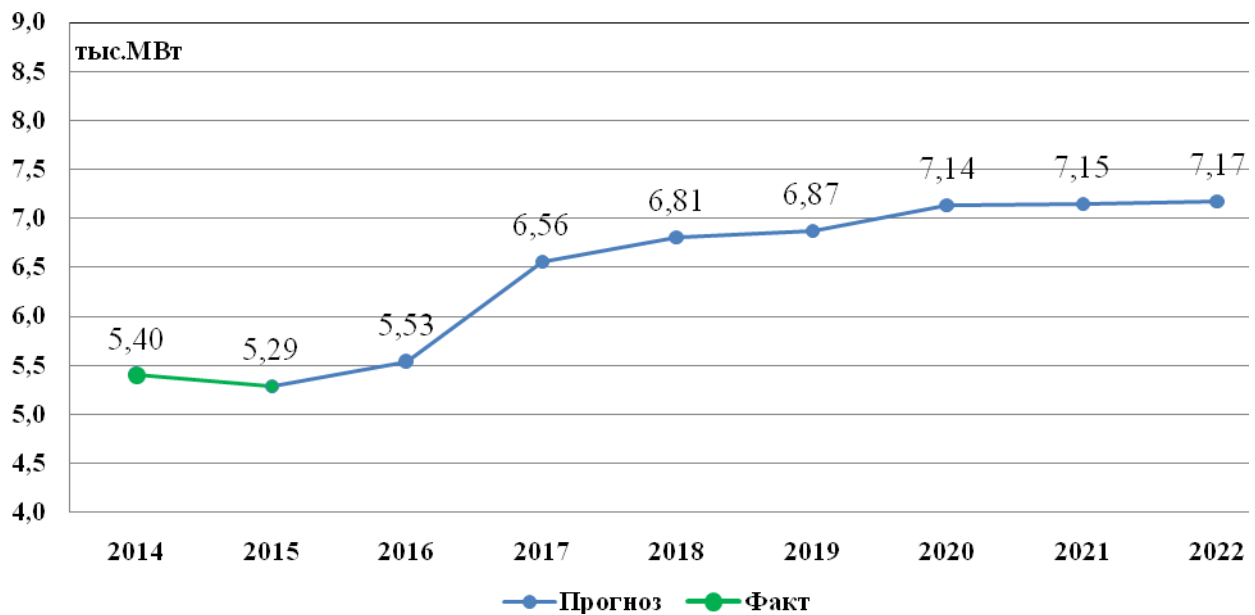


Рисунок 3.8 – Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Востока

Выводы:

1. Максимальное потребление мощности ЕЭС России к 2022 году ожидается на уровне 162 011 МВт. За период 2016 – 2022 годов среднегодовые приросты нагрузки ЕЭС России составят около 1,4 %.

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

3. Наиболее интенсивный среднегодовой рост максимумов потребления мощности в период 2016 – 2022 годов будет наблюдаться в ОЭС, где предполагается присоединение новых территорий:

ОЭС Юга (присоединение энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь) - 2,8 %;

ОЭС Востока (присоединение Западного и Центрального энергорайонов Республики Саха (Якутия)) - 4,4 %.

4. Годовое число часов использования максимума потребления мощности по ЕЭС России в 2016 - 2022 годах будет изменяться незначительно в диапазоне 6539 - 6573 часа.



#### 4. Прогноз требуемого увеличения мощностей для удовлетворения спроса на электрическую энергию на период 2016 – 2022 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 на уровне 2016 года составит 154 116 МВт и возрастет к 2022 году до 162 011 МВт, без учета ОЭС Востока – 149 370 МВт и 155 860 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 2016 года 3960 МВт/15,52 млрд. кВт·ч;

в 2017 году – 3960 МВт/ 15,84 млрд. кВт·ч;

в 2018 году – 3460 МВт/ 13,85 млрд. кВт·ч;

в 2019 году – 3460 МВт/13,86 млрд. кВт·ч;

в период 2020 - 2022 годов – 3360 МВт/13,78 млрд. кВт·ч.

Прогнозируемые объемы экспорта мощности на час годового совмещенного максимума ЕЭС России 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 2022 года сохраняются традиционные направления экспортных поставок мощности и электрической энергии: в Финляндию (1300 МВт/4,4 млрд. кВт·ч), страны Балтии (400 МВт/3,0 млрд. кВт·ч), Монголию (250 МВт/0,37 - 0,40 млрд. кВт·ч). Кроме того, осуществляются экспортные поставки мощности и электрической энергии в рамках приграничной торговли с Финляндией (180 МВт/0,56 млрд. кВт·ч) и Норвегией (30 МВт/0,15 млрд. кВт·ч).

Экспортные поставки мощности и электрической энергии в Беларусь в 2016 - 2017 годы предусматриваются в объеме 500 МВт/2,0 млрд. кВт·ч. Прекращение экспортных поставок мощности и электрической энергии с 2018 года в Беларусь связано с планируемым вводом в эксплуатацию Белорусской АЭС.

Из ОЭС Юга предусматриваются поставки мощности и электрической энергии в Грузию в объеме 400 МВт/0,24 млрд. кВт·ч в период 2016 - 2019 годов, 300 МВт/0,15 млрд. кВт·ч в 2020 – 2022 годы, Южную Осетию - 40 МВт/0,15 млрд. кВт·ч в период 2016 - 2018 годов, 40 МВт/0,16 млрд. кВт·ч в 2019 году, 40 МВт/0,17 млрд. кВт·ч в период 2020 – 2022 годов.

Экспортные поставки в Казахстан в 2016 – 2022 годы планируются в объеме 360 МВт/1,65 млрд. кВт·ч. Из ОЭС Востока в рассматриваемый период предусматривается экспорт мощности и электрической энергии в Китай в объеме 500 МВт/3,0 - 3,3 млрд. кВт·ч.



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

В соответствии Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем, утверждёнными приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281, (далее – Методические рекомендации) планируемый на перспективный период резерв мощности является расчетным.

В случае отсутствия расчетов резерва мощности Методическими рекомендациями на предварительной стадии разработки перспективных балансов мощности по ЕЭС России и ОЭС рекомендуется принимать значения необходимого резерва мощности в процентах от максимума потребления мощности для Европейской части ЕЭС России – 17 %, для ОЭС Сибири – 12 %, для ОЭС Востока – 22 %.

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, %

Европейская часть ЕЭС России (ОЭС Центра, ОЭС Юга, ОЭС Средней Волги, ОЭС Северо-Запада, ОЭС Урала)					ОЭС Сибири	ОЭС Востока
17					12,0	22,0
ОЭС Северо-Запада*	ОЭС Центра*	ОЭС Юга*	ОЭС Средней Волги*	ОЭС Урала*		
15	32	10	11	32		

\* - распределение в процентах от резерва мощности по Европейской части ЕЭС России

Абсолютная величина резерва мощности в ЕЭС России на уровне 2016 года должна составить 24 971 МВт, на уровне 2022 года – 26 343 МВт. 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 2016 – 2022 годов представлено в таблице 4.3 и на рисунке 4.1.

Таблица 4.3 - Спрос на мощность, МВт

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ОЭС Северо-Запада							
Совмещенный максимум нагрузки	14733	14825	14890	14964	15014	15099	15151
Нормативный резерв	3061	3118	3141	3160	3176	3193	3206
Экспорт	1910	1910	1910	1910	1910	1910	1910
Спрос на мощность - всего	19704	19853	19941	20034	20100	20202	20267
ОЭС Центра							
Совмещенный максимум нагрузки	37795	38149	38504	38696	38853	39068	39266

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Нормативный резерв	6531	6652	6701	6742	6774	6811	6840
Экспорт	500	500	-	-	-	-	-
Спрос на мощность - всего	44826	45301	45205	45438	45627	45879	46106
<b>ОЭС Средней Волги</b>							
Совмещенный максимум нагрузки	16718	16838	16930	17005	17054	17079	17096
Нормативный резерв	2245	2287	2304	2317	2329	2341	2351
Экспорт	10	10	10	10	10	10	10
Спрос на мощность - всего	18973	19135	19244	19332	19393	19430	19457
<b>ОЭС Юга</b>							
Совмещенный максимум нагрузки	14554	16034	16191	16412	16553	16702	16831
Нормативный резерв	2041	2079	2094	2107	2117	2128	2138
Экспорт	450	450	450	450	350	350	350
Спрос на мощность - всего	17045	18563	18735	18969	19020	19180	19319
<b>ОЭС Урала</b>							
Совмещенный максимум нагрузки	36255	36428	36674	36852	37058	37251	37390
Нормативный резерв	6531	6651	6702	6742	6774	6811	6840
Экспорт	290	290	290	290	290	290	290
Спрос на мощность - всего	43076	43369	43666	43884	44122	44352	44520
<b>Европейская часть</b>							
Совмещенный максимум нагрузки	120055	122274	123189	123929	124532	125199	125734
Нормативный резерв	20409	20787	20942	21068	21170	21284	21375
Экспорт	3160	3160	2660	2660	2560	2560	2560
Спрос на мощность - всего	143624	146221	146791	147657	148262	149043	149669
<b>ОЭС Сибири</b>							
Совмещенный максимум нагрузки	29315	29430	29607	29733	29831	29980	30126
Нормативный резерв	3518	3532	3553	3568	3580	3598	3615
Экспорт	300	300	300	300	300	300	300
Спрос на мощность - всего	33133	33262	33460	33601	33711	33878	34041
<b>ОЭС Востока</b>							
Совмещенный максимум нагрузки	4746	5631	5846	5900	6121	6132	6151
Нормативный резерв	1044	1239	1286	1298	1347	1349	1353
Экспорт	500	500	500	500	500	500	500
Спрос на мощность - всего	6290	7370	7632	7698	7968	7981	8004
<b>ЕЭС России</b>							
Максимум нагрузки	154116	157335	158642	159562	160484	161311	162011
Нормативный резерв	24971	25558	25781	25934	26097	26231	26343
Экспорт	3960	3960	3460	3460	3360	3360	3360
Спрос на мощность - всего	183047	186853	187883	188956	189941	190902	191714
<b>ОЭС Сибири на собственный максимум нагрузки</b>							
Максимум нагрузки	30414	30529	30704	30828	30922	31071	31223
Нормативный резерв	3650	3663	3684	3699	3711	3729	3747
Экспорт	300	300	300	300	300	300	300
Спрос на мощность - всего	34364	34492	34688	34827	34933	35100	35270

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>ОЭС Востока на собственный максимум нагрузки</b>							
Максимум нагрузки	5532	6557	6810	6873	7138	7151	7173
Нормативный резерв	1217	1443	1498	1512	1570	1573	1578
Экспорт	500	500	500	500	500	500	500
Спрос на мощность - всего	7249	8500	8808	8885	9208	9224	9251

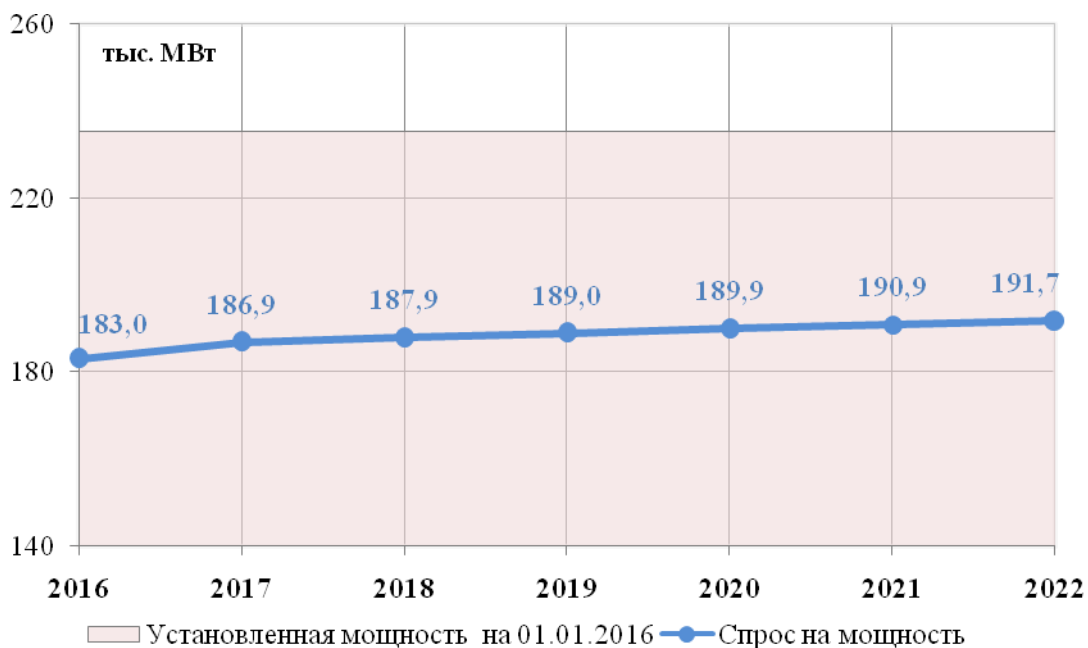


Рисунок 4.1 – Спрос на мощность в ЕЭС России

#### Выводы:

1. Основные направления экспорта-импорта электрической энергии и мощности по данным ПАО «Интер РАО» до 2022 года не изменятся.

2. Абсолютная величина резерва мощности в ЕЭС России на уровне 2016 года должна составить 24 971 МВт, на уровне 2022 года – 26 343 МВт.

3. При прогнозируемом совмещенном максимуме потребления, нормативном расчетном резерве мощности и заданных объемах экспорта мощности спрос на мощность по ЕЭС России увеличится с ожидаемого 183 047 МВт в 2016 году до 191 714 МВт на уровне 2022 года.

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

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 2016 – 2022 годы сформирована с учетом вводов нового генерирующего оборудования в период 2016 – 2022 годов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации и реконструкции (перемаркировке) действующего генерирующего оборудования электростанций в соответствии с:

- обязательствами, принятыми производителями электрической энергии по договорам о предоставлении мощности на оптовый рынок;
- инвестиционными программами производителей электрической энергии, утвержденными Минэнерго России в 2015 году;
- обязательствами производителей электрической энергии, мощность которых была отобрана по результатам конкурентного отбора мощности до 2019 года;
- приказами Минэнерго России о выводе объекта генерации из эксплуатации;
- предложениями производителей электрической энергии (ноябрь-декабрь 2015 года).

Запланированные объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России на 2016 – 2022 годы составляют 6974,1 МВт. На атомных электростанциях (АЭС) планируется вывести из эксплуатации 3417 МВт (два первых энергоблока на Ленинградской АЭС (2x1000 МВт) в ОЭС Северо-Запада, энергоблок № 3 на Нововоронежской АЭС (417 МВт) и первый энергоблок на Курской АЭС (1000 МВт) в ОЭС Центра); на тепловых электростанциях (ТЭС) – 3557,1 МВт.

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

Таблица 5.1 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России, МВт

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Всего за 2016-2022
ЕЭС России, всего	1674,1	1383,0	1617,0	300,0	1000,0	1000,0		6974,1
АЭС	417,0		1000,0		1000,0	1000,0		3417,0
ТЭС	1257,1	1383,0	617,0	300,0				3557,1
в т.ч. ТЭЦ*	1232,1	312,0	317,0					1861,1
КЭС**	25,0	1071,0	300,0	300,0				1696,0
ОЭС Северо-Запада, всего	206,0		1000,0		1000,0			2206,0
АЭС			1000,0		1000,0			2000,0
ТЭС	206,0							206,0
в т.ч. ТЭЦ	206,0							206,0
ОЭС Центра, всего	1092,8	890,0		300,0		1000,0		3282,8
АЭС	417,0					1000,0		1417,0

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Всего за 2016-2022
ТЭС	675,8	890,0		300,0				1865,8
в т.ч. ТЭЦ	675,8	25,0						700,8
КЭС		865,0		300,0				1165,0
ОЭС Средней Волги, всего	73,0		37,0					110,0
ТЭС	73,0		37,0					110,0
в т.ч. ТЭЦ	73,0		37,0					110,0
ОЭС Юга, всего	51,0							51,0
ТЭС	51,0							51,0
в т.ч. ТЭЦ	51,0							51,0
ОЭС Урала, всего	83,8	377,0	558,0					1018,8
ТЭС	83,8	377,0	558,0					1018,8
в т.ч. ТЭЦ	83,8	212,0	258,0					553,8
КЭС		165,0	300,0					465,0
ОЭС Сибири, всего	167,5	75,0	22,0					264,5
ТЭС	167,5	75,0	22,0					264,5
в т.ч. ТЭЦ	142,5	75,0	22,0					239,5
КЭС	25,0							25,0
ОЭС Востока, всего		41,0						41,0
ТЭС		41,0						41,0
в т.ч. КЭС		41						41

Примечание: \* ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;  
 \*\* КЭС – конденсационная электростанция.

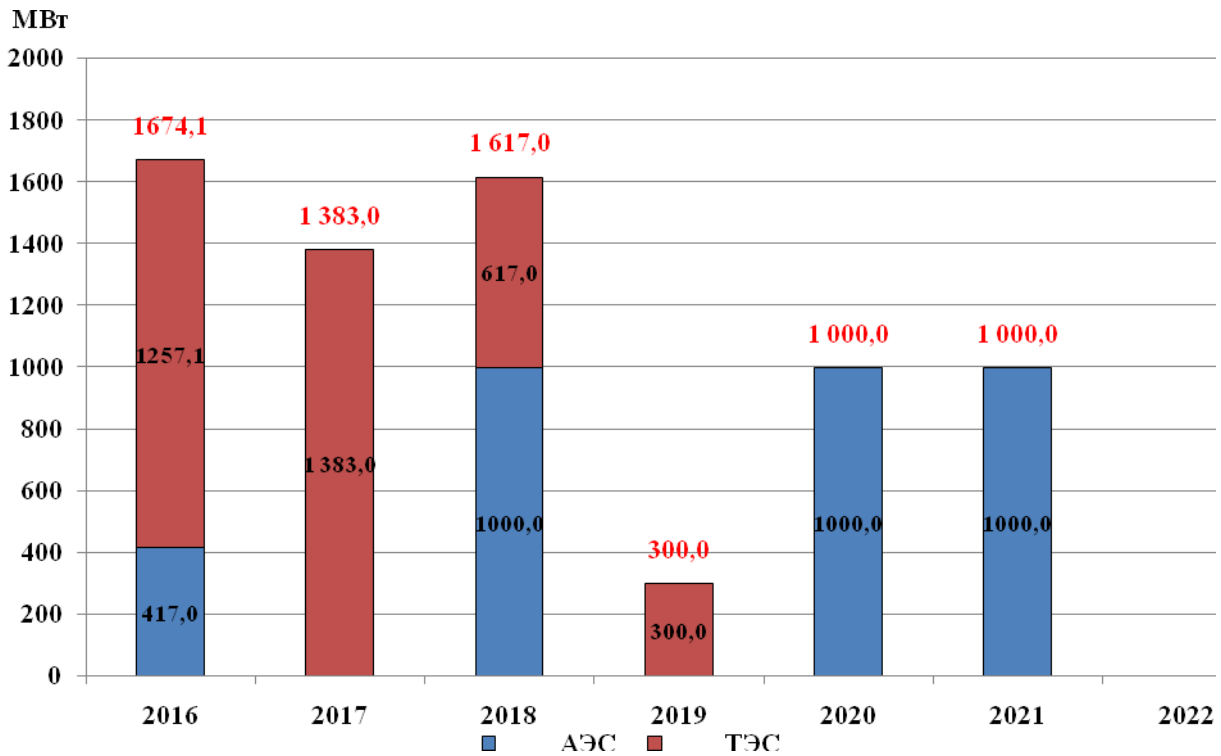


Рисунок 5.1 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России в 2016 – 2022 годы



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

Дополнительно к рассмотренным выше предложениям по выводу из эксплуатации генерирующих мощностей в период 2016 – 2022 годов возможен вывод из эксплуатации генерирующего оборудования в объеме 3678,2 МВт (440 МВт на АЭС, 2,8 МВт на ГЭС и 3235,4 МВт на ТЭС). К дополнительным объемам выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей отнесены предложения производителей электрической энергии 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). Дополнительные объемы выводимого из эксплуатации оборудования не учитываются при расчете режимно-балансовой ситуации ЕЭС России.

В таблице 5.2 и на рисунке 5.2 представлены объемы возможного дополнительного вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России в период 2016 – 2022 годов. Планируемые дополнительные объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по электростанциям ЕЭС России (информация о планах собственников по выводу из эксплуатации генерирующих объектов, не учитываемая при расчете режимно-балансовой ситуации) представлены в приложении № 3.

Таблица 5.2 – Объемы дополнительно выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей, МВт

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Всего за 2016-2022
<b>ЕЭС России, всего</b>	<b>1101,3</b>	<b>513,5</b>	<b>247,5</b>	<b>765,9</b>	<b>335,0</b>	<b>715,0</b>		<b>3678,2</b>
АЭС				440,0				440,0
ГЭС	2,8							2,8
ТЭС	1098,5	513,5	247,5	325,9	335,0	715,0		3235,4
в т.ч. ТЭЦ	518,5	303,5	68,0	230,9	235,0	580,0		1935,9
КЭС	580,0	210,0	179,5	95,0	100,0	135,0		1299,5
<b>ОЭС Северо-Запада, всего</b>	<b>28,0</b>	<b>60,5</b>		<b>487,9</b>				<b>576,4</b>
АЭС				440,0				440,0
ТЭС	28,0	60,5		47,9				136,4
в т.ч. ТЭЦ	28,0	60,5		47,9				136,4
КЭС								
<b>ОЭС Центра, всего</b>	<b>267,0</b>	<b>80,0</b>						<b>347,0</b>
АЭС								
ТЭС	267,0	80,0						347,0
в т.ч. ТЭЦ	267,0	80,0						347,0
КЭС								
<b>ОЭС Средней Волги, всего</b>	<b>17,0</b>	<b>45,0</b>	<b>61,0</b>	<b>12,0</b>				<b>135,0</b>

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Всего за 2016-2022
АЭС								
ТЭС	17,0	45,0	61,0	12,0				135,0
в т.ч. ТЭЦ	17,0	45,0	61,0	12,0				135,0
КЭС								
<b>ОЭС Юга, всего</b>	<b>70,8</b>	<b>75,0</b>						<b>145,8</b>
АЭС								
ТЭС	2,8							2,8
ТЭС	68,0	75,0						143,0
в т.ч. ТЭЦ	68,0	75,0						143,0
КЭС								
<b>ОЭС Урала, всего</b>	<b>718,5</b>	<b>186,0</b>						<b>904,5</b>
АЭС								
ТЭС	718,5	186,0						904,5
в т.ч. ТЭЦ	138,5	21,0						159,5
КЭС	580,0	165,0						745,0
<b>ОЭС Сибири, всего</b>		<b>22,0</b>	<b>22,5</b>	<b>50,0</b>				<b>94,5</b>
АЭС								
ТЭС		22,0	22,5	50,0				94,5
в т.ч. ТЭЦ		22,0		50,0				72,0
КЭС			22,5					22,5
<b>ОЭС Востока, всего</b>		<b>45,0</b>	<b>164,0</b>	<b>216,0</b>	<b>335,0</b>	<b>715,0</b>		<b>1475,0</b>
АЭС								
ТЭС		45,0	164,0	216,0	335,0	715,0		1475,0
в т.ч. ТЭЦ			7,0	121,0	235,0	580,0		943,0
КЭС		45,0	157,0	95,0	100,0	135,0		532,0

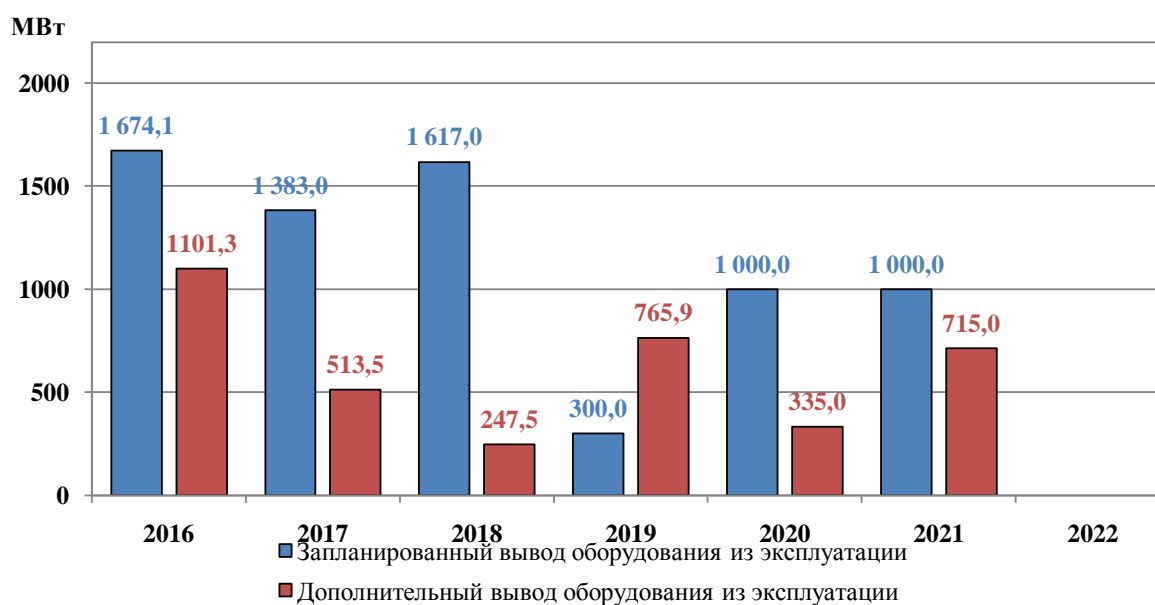


Рисунок 5.2 – Объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России

В 2015 году на электростанциях ЕЭС России было введено в эксплуатацию 4710 МВт генерирующих мощностей. Перечень вводов генерирующих мощностей в 2015 году приведен в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Вводы мощности на электростанциях ЕЭС России в 2015 году

Электростанции	Станционный номер	Марка турбины	Установленная мощность, МВт
<b>ОЭС Северо-Запада</b>			<b>5</b>
ТЭС ООО «Биоэнергетический комплекс»	№1	TST-2060	5
<b>ОЭС Центра</b>			<b>930,8</b>
Черепетская ГРЭС <sup>1</sup>	№9	К-225-12,8-4Р	225
ТЭЦ-12 ПАО «Мосэнерго»	№10-11	ПГУ <sup>2</sup>	211,6
ГТРС <sup>3</sup> ОАО «НЛМК»	ГУБТ-2	MPS19.1-315.5/45	20
ТЭЦ-20 ПАО «Мосэнерго»	№11	ПГУ	424,2
ТЭЦ ОАО "НЛМК"	№4	T-50-8,8/0,12	50
<b>ОЭС Средней Волги</b>			<b>234</b>
Казанская ТЭЦ-3	№1	T-27/33-1,28	24
Нижекамская ТЭЦ-2	№5	P-100-130/15	100
Нижекамская ТЭЦ-2	№6	К-110-1,6	110
<b>ОЭС Юга</b>			<b>269,8</b>
Буденновская ТЭС	№1	ПГУ	153
ТЭЦ Северная	№1-2	JMC 612 GS-N.LC	4
ТЭЦ Северная	№3-4	JMC 612 GS-N.LC	4
Гоцатлинская ГЭС <sup>4</sup>	№1	PO 75-B-310	50
Гоцатлинская ГЭС	№2	PO 75-B-310	50
ППЭС <sup>5</sup> Овощевод	№1-2	JMS 624 GS-N.L	8,8
<b>ОЭС Урала</b>			<b>2290,4</b>
Уфимская ТЭЦ-2	№3	SST-300	13,5
ГТЭС <sup>6</sup> ООО «ЛУКОЙЛ-ПНОС»	№3-6	ГТЭС-25ПА	100
ГТЭС ООО «ЛУКОЙЛ-ПНОС»	№1	ГТЭС-25ПА	25
ГТЭС ООО «ЛУКОЙЛ-ПНОС»	№2	ГТЭС-25ПА	25
ГТЭС ООО «ЛУКОЙЛ-ПНОС»	№7	ГТЭС-25ПА	25
ГТЭС ООО «ЛУКОЙЛ-ПНОС»	№8	ГТЭС-25ПА	25
Нижнетуринская ГРЭС	бл.1	ПГУ	242
	бл.2	ПГУ	230
Переволоцкая СЭС <sup>7</sup>	ФЭМ-1	10200xAST 250 Multi	2,55
	ФЭМ-2	10000xAST 245 Multi	2,45
Сакмарская СЭС		99905xAST-235,240,245,250, 255 Multi	25
Челябинская ГРЭС	бл.1	ПГУ (GT13E2; DKZEI-1N33)	247
Белоярская АЭС	бл.4	К-800-130/3000	880
Баймакская СЭС (1 очередьБурибаевской СЭС)			10
Серовская ГРЭС	бл.9	ПГУ	420
ГТЭС ПАО «Уралкалий»	№3	SGT 400	12,9
Матраевская СЭС (1 очередьБугульчанской СЭС)			5
<b>ОЭС Сибири</b>			<b>810,2</b>
Берёзовская ГРЭС	№3	К-800-250-5М	800
Абаканская СЭС	ФЭМ	20790x250Вт	5,2

Электростанции	Станционный номер	Марка турбины	Установленная мощность, МВт
Кош-Агачская СЭС-2	ФЭМ	20790x250Вт	5
ОЭС Востока			169,8
Мини-ТЭЦ «Центральная»	№1-5	ГТУ <sup>8</sup> KAWASAKI	33
Мини-ТЭЦ «Океанариум»	№1-2	ГТУ KAWASAKI	13,2
Мини-ТЭЦ «Северная»	№1-2	ГТУ OPRA	3,6
Благовещенская ТЭЦ	2 очередь	T-110/120-130	120
ЕЭС России, всего			4710

Примечание: <sup>1</sup> ГРЭС – государственная районная электростанция

<sup>2</sup> ПГУ – парогазовая установка

<sup>3</sup> ГТРС – газотурбинная редуцирующая станция

<sup>4</sup> ГЭС – гидроэлектростанция

<sup>5</sup> ГПЭС – газопоршневая электростанция

<sup>6</sup> ГТЭС – газотурбинная электростанция

<sup>7</sup> СЭС – солнечная электростанция

<sup>8</sup> ГТУ – газотурбинная установка

Из общего объема запланированных вводов генерирующих мощностей выделены генерирующие объекты с высокой вероятностью реализации соответствующих инвестиционных проектов (далее – вводы 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 АО «Концерн Росэнергоатом», ПАО «РусГидро», ПАО «РАО ЭС Востока»;

генерирующие объекты, отобранные по результатам конкурентного отбора мощности до 2019 года.

Вводы новых генерирующих мощностей (с высокой вероятностью реализации) на электростанциях ЕЭС России в период 2016 – 2022 годов предусматриваются в объеме 20837,5 МВт, в том числе на АЭС – 8312,2 МВт, на ГЭС – 763,4 МВт, на ГАЭС – 980 МВт, на ТЭС – 9471,9 МВт и на ВИЭ – 1310 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России в период 2016 – 2022 годов представлены в таблице 5.4 и на рисунках 5.3 и 5.4.

Таблица 5.4 – Вводы генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации на электростанциях ОЭС и ЕЭС России, МВт

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Всего за 2016-2022
ЕЭС России - всего	5671,5	5994,0	4439,6	1713,6	565,0	2453,8		20837,5
АЭС	1195,4	2268,8	1195,4	1198,8		2453,8		8312,2
ГЭС	351,8	11,6	350,2	49,8				763,4
ГАЭС	140,0	420,0	420,0					980,0

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Всего за 2016-2022
ТЭС	3589,3	2948,6	2174,0	195,0	565,0			9471,9
ВИЭ	395,0	345,0	300,0	270,0				1310,0
<b>ОЭС Северо-Запада - всего</b>	<b>404,3</b>	<b>1198,8</b>	<b>768,0</b>	<b>1443,6</b>		<b>1198,8</b>		<b>5013,5</b>
АЭС		1198,8		1198,8		1198,8		3596,4
ГЭС				49,8				49,8
ТЭС	404,3		768,0	195,0				1367,3
<b>ОЭС Центра - всего</b>	<b>1920,4</b>	<b>750,0</b>	<b>1660,4</b>			<b>1255,0</b>		<b>5585,8</b>
АЭС	1195,4		1195,4			1255,0		3645,8
ГЭС								840,0
ГАЭС		420,0	420,0					840,0
ТЭС	680,0	330,0	30,0					1040,0
ВИЭ	45,0		15,0					60,0
<b>ОЭС Средней Волги - всего</b>	<b>168,0</b>	<b>483,6</b>	<b>270,0</b>					<b>921,6</b>
ТЭС	108,0	388,6	230,0					726,6
ВИЭ	60,0	95,0	40,0					195,0
<b>ОЭС Юга - всего</b>	<b>712,8</b>	<b>1706,6</b>	<b>1230,2</b>	<b>50,0</b>				<b>3699,6</b>
АЭС		1070,0						1070,0
ГЭС	31,8	11,6	350,2					393,6
ГАЭС	140,0							140,0
ТЭС	330,0	470,0	830,0					1630,0
ВИЭ	211,0	155,0	50,0	50,0				466,0
<b>ОЭС Урала - всего</b>	<b>1876,5</b>	<b>1705,0</b>	<b>115,0</b>	<b>170,0</b>				<b>3866,5</b>
ТЭС	1807,5	1640,0	25,0					3472,5
ВИЭ	69,0	65,0	90,0	170,0				394,0
<b>ОЭС Сибири - всего</b>	<b>130,0</b>	<b>30,0</b>	<b>255,0</b>	<b>50,0</b>				<b>465,0</b>
ТЭС	120,0		150,0					270,0
ВИЭ	10,0	30,0	105,0	50,0				195,0
<b>ОЭС Востока - всего</b>	<b>459,5</b>	<b>120,0</b>	<b>141,0</b>		<b>565,0</b>			<b>1285,5</b>
ГЭС	320,0							320,0
ТЭС	139,5	120,0	141,0		565,0			965,5

Наиболее значительный объем вводов генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации до 2022 года планируется в ОЭС Центра (5585,8 МВт) и ОЭС Северо-Запада (5013,5 МВт).

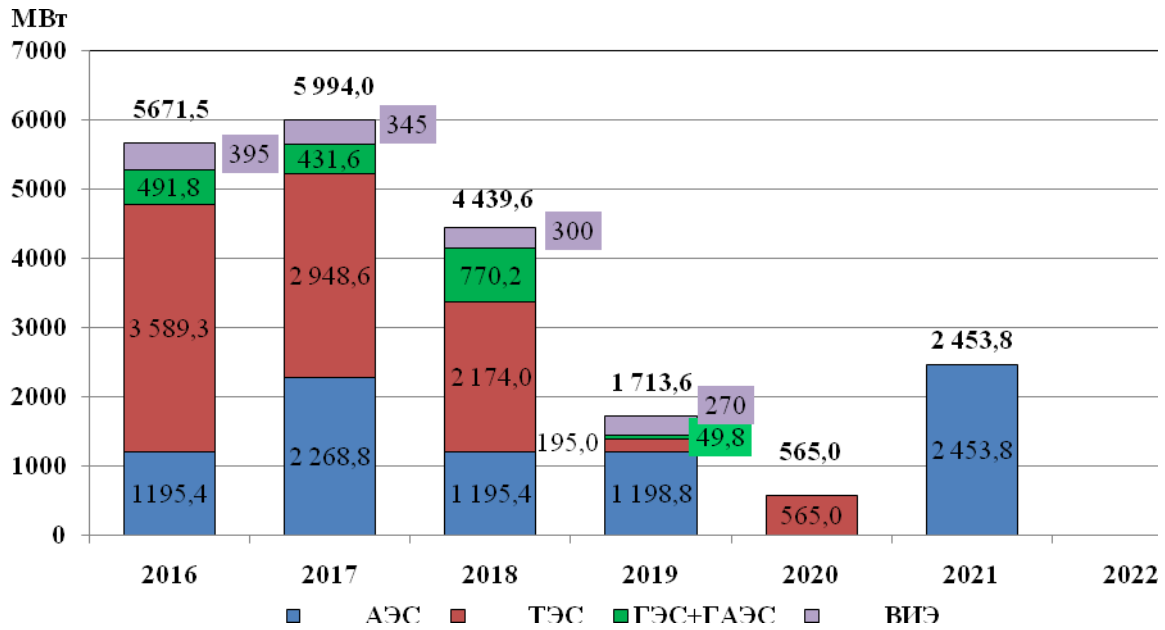


Рисунок 5.3 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России на период 2016–2022 годов

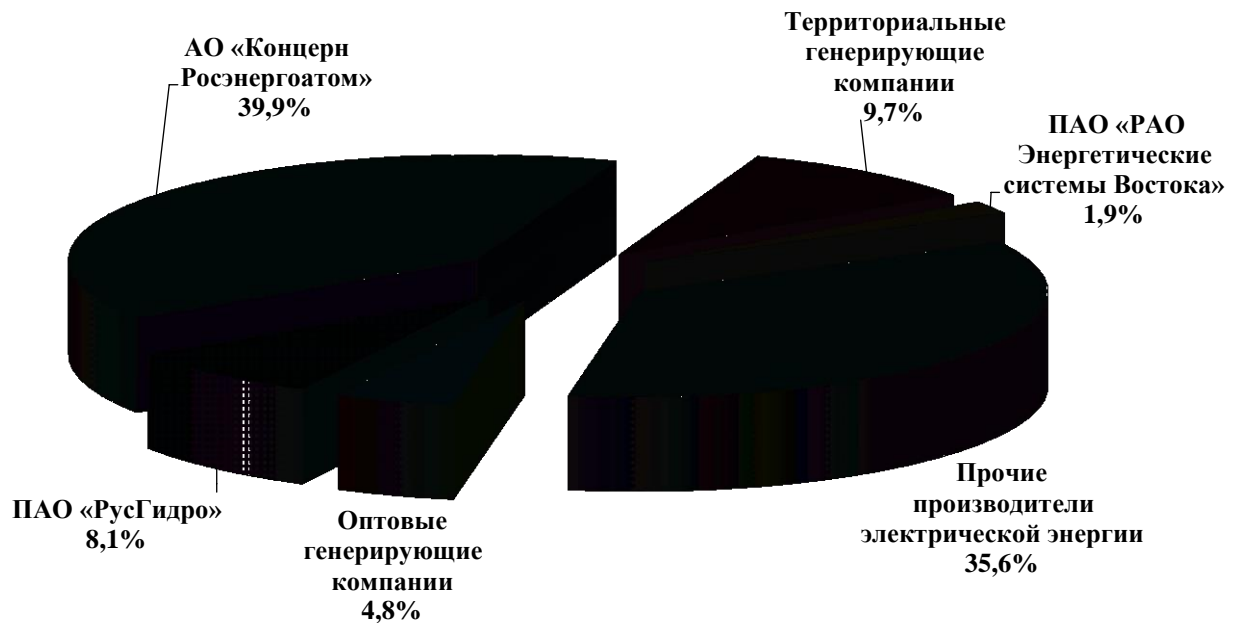


Рисунок 5.4 – Структура вводимых генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России по производителям электрической энергии

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации по электростанциям ЕЭС России приведены в приложении № 4.

Развитие атомной энергетики в период 2016 – 2022 годов предусматривается на существующих и новых площадках:

ОЭС Северо-Запада – Ленинградская АЭС-2 (Копорской АЭС) в Ленинградской области (с вводом первых трех энергоблоков типа ВВЭР-1200 мощностью по 1198,8 МВт в 2017, 2019 и 2021 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 (Донская АЭС) (с вводом первых двух энергоблоков типа ВВЭР-1200 мощностью 1195,4 МВт в 2016 и 2018 годах) и Курская АЭС-2 (с вводом первого энергоблока типа ВВЭР мощностью 1255 МВт в 2021 году);

ОЭС Юга – Ростовская АЭС с вводом энергоблока № 4 типа ВВЭР мощностью 1070 МВт в 2017 году.

Вводы генерирующих мощностей на ГЭС в ЕЭС России в период 2016 – 2022 годов предусматриваются в объеме 763,4 МВт. В ОЭС Востока планируется завершение строительства Нижне-Бурейской ГЭС с вводом четырех гидроагрегатов (4x80 МВт) в 2016 году, в ОЭС Юга –Зарамагской ГЭС-1 с вводом двух гидроагрегатов (2x171 МВт) в 2018 году.

В ОЭС Юга в период 2016 – 2018 годов предполагается ввод в эксплуатацию генерирующих объектов установленной мощностью 51,6 МВт на малых ГЭС, в ОЭС Северо-Запада – 49,8 МВт в 2019 году.

В связи с планируемым развитием атомной энергетики и, как следствие, увеличением потребности в «маневренной» мощности в европейской части России в период до 2018 года предусматривается завершение строительства Загорской ГАЭС-2 в энергосистеме города Москвы и Московской области в ОЭС Центра (2x210 МВт в 2017 году и 2x210 МВт в 2018 году) и Зеленчукской ГЭС-ГАЭС в энергосистеме Республики Карачаево-Черкесия в ОЭС Юга (2x70 МВт в 2016 году).

В рассматриваемый перспективный период до 2022 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 ТЭЦ (ПГУ-450(Т)), Воронежской ТЭЦ-1 (ПГУ-223(Т));

в ОЭС Юга: на Симферопольской ПГУ-ТЭС (2xПГУ-235) и Севастопольской ПГУ-ТЭС (2xПГУ-235) в присоединяемой к ОЭС Юга энергосистеме Республики Крым и г. Севастополь;

в ОЭС Урала: на Пермской ГРЭС (ПГУ-800), Академической ТЭЦ-1 (ПГУ-200(Т)), Челябинской ГРЭС (ПГУ-247,5(Т) + ПГУ-225(Т)), Уфимской ТЭЦ-5 (Затонской ТЭЦ) (2xПГУ-210(Т)), Ново-Салаватской ТЭЦ (ПГУ-410(Т)).

Также в период 2016 – 2022 годов планируется ввод крупных (единичной мощностью выше 200 МВт) энергоблоков, работающих на угле:

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

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

Развитие возобновляемых источников энергии предусматривается за счет строительства ветровых (ВЭС, 191 МВт в рассматриваемый перспективный период) и солнечных электростанций (СЭС, 1119 МВт). Строительство ВЭС планируется в ОЭС Средней Волги (80 МВт), ОЭС Юга (81 МВт) и ОЭС Урала

(30 МВт). Наибольший объем сооружения СЭС предусматривается в ОЭС Юга (385 МВт) и в ОЭС Урала (364 МВт). В период до 2019 года на СЭС в ОЭС Центра планируется ввести в эксплуатацию 60 МВт, в ОЭС Сибири – 195 МВт, в ОЭС Средней Волги – 115 МВт.

Кроме того, в рамках разработки инновационных сценариев развития генерирующих мощностей от производителей электрической энергии получена информация о намерениях по дополнительному сооружению объектов генерации, не соответствующих критериям отнесения к перечню вводов с высокой вероятностью реализации, в объеме 7837,7 МВт в рассматриваемый перспективный период, в том числе на АЭС – 55,8 МВт, на ГЭС – 10,5 МВт, на ТЭС – 7446,9 МВт и на ВИЭ – 324,5 МВт.

Объемы дополнительных вводов генерирующих мощностей по предложениям собственников генерирующих объектов (информация о планах собственников по строительству генерирующих объектов, не учитываемая при расчете режимно-балансовой ситуации) представлены в таблице 5.5, на рисунке 5.5 и в приложении № 5.

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

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Всего за 2016-2022
<b>ЕЭС России - всего</b>	<b>1105,5</b>	<b>757,7</b>	<b>2270,1</b>	<b>1748,6</b>	<b>495,8</b>	<b>885,0</b>	<b>575,0</b>	<b>7837,7</b>
АЭС					55,8			55,8
ГЭС			10,5					10,5
ТЭС	1084,5	568,7	2219,1	1674,6	440,0	885,0	575,0	7446,9
в т.ч. ТЭЦ	763,6	560,7	2105,1	1674,6	210,0	885,0	245,0	6444,0
КЭС	320,9	8,0	114,0		230,0		330,0	1002,9
ВИЭ	21,0	189,0	40,5	74,0				324,5
в т.ч. ВЭС	10,0	189,0	40,5	74,0				313,5
СЭС	11,0							11,0
<b>ОЭС Северо-Запада</b>	<b>147,5</b>	<b>192,3</b>	<b>317,0</b>	<b>230,0</b>				<b>886,8</b>
ГЭС			10,5					10,5
ТЭС	147,5	192,3	306,5	230,0				876,3
в т.ч. ТЭЦ	125,0	192,3	306,5	230,0				853,8
КЭС	22,5							22,5
<b>ОЭС Центра</b>	<b>428,0</b>	<b>125,0</b>	<b>143,8</b>	<b>150,0</b>			<b>30,0</b>	<b>876,8</b>
ТЭС	428,0	125,0	143,8	150,0			30,0	876,8
в т.ч. ТЭЦ	408,0	125,0	143,8	150,0			30,0	856,8
КЭС	20,0							20,0
<b>ОЭС Средней Волги</b>	<b>25,0</b>	<b>25,0</b>	<b>966,0</b>	<b>418,6</b>	<b>55,8</b>	<b>670,0</b>		<b>2160,4</b>
АЭС					55,8			55,8
ТЭС	25,0	25,0	966,0	418,6		670,0		2104,6
в т.ч. ТЭЦ	25,0	25,0	900,0	418,6		670,0		2038,6
КЭС			66,0					66,0
<b>ОЭС Юга</b>	<b>207,0</b>	<b>189,0</b>	<b>407,5</b>	<b>74,0</b>				<b>877,5</b>



	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Всего за 2016-2022
ТЭС	197,0		367,0					564,0
в т.ч. ТЭЦ	197,0		367,0					564,0
ВИЭ	10,0	189,0	40,5	74,0				313,5
в т.ч. ВЭС	10,0	189,0	40,5	74,0				313,5
<b>ОЭС Урала</b>	<b>274,0</b>	<b>81,2</b>	<b>142,0</b>					<b>497,2</b>
ТЭС	263,0	81,2	142,0					486,2
в т.ч. ТЭЦ	8,6	73,2	94,0					175,8
КЭС	254,4	8,0	48,0					310,4
ВИЭ	11,0							11,0
в т.ч. СЭС	11,0							11,0
<b>ОЭС Сибири</b>	<b>24,0</b>			<b>24,0</b>	<b>230,0</b>		<b>330,0</b>	<b>608,0</b>
ТЭС	24,0			24,0	230,0		330,0	608,0
в т.ч. ТЭЦ				24,0				24,0
КЭС	24,0				230,0		330,0	584,0
<b>ОЭС Востока</b>		<b>145,2</b>	<b>293,8</b>	<b>852,0</b>	<b>210,0</b>	<b>215,0</b>	<b>215,0</b>	<b>1931,0</b>
ТЭС		145,2	293,8	852,0	210,0	215,0	215,0	1931,0
в т.ч. ТЭЦ		145,2	293,8	852,0	210,0	215,0	215,0	1931,0

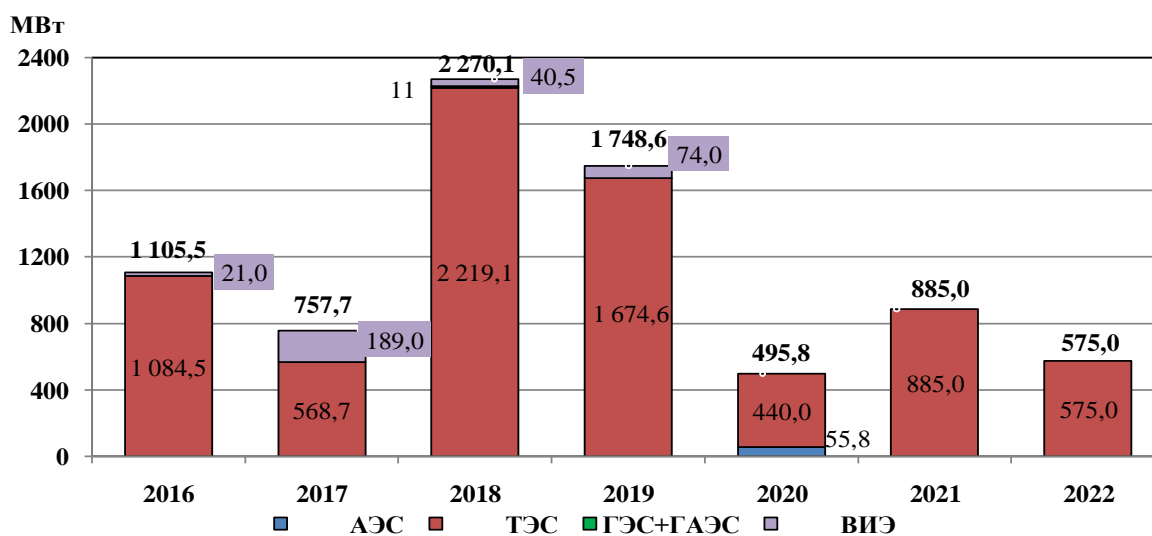


Рисунок 5.5 – Дополнительные вводы мощности на электростанциях ЕЭС России

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. К началу 2017 года планируется завершение присоединения Центрального и Западного энергорайонов Республики Саха (Якутия) к ЕЭС России.

При формировании балансов мощности и электрической энергии

Центральный и Западный энергорайоны Республики Саха (Якутия) учтены в установленной мощности ЕЭС России и ОЭС, начиная с 2017 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 339 МВт в период 2016 – 2022 годов. Прирост мощности в результате проведения дополнительно планируемых мероприятий по модернизации и реконструкции существующего генерирующего оборудования оценивается в объеме 568,7 МВт.

Объемы модернизации и перемаркировки генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации в период 2016 – 2022 годов приведены в приложениях № 6 и № 7 соответственно. Объемы дополнительной модернизации и перемаркировки генерирующих мощностей (информация о планах собственников по модернизации и перемаркировке генерирующих мощностей, не учитываемая при расчете режимно-балансовой ситуации) приведены в приложениях № 8 и № 9.

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 2022 году на 16811,8 МВт (7,1 %) по сравнению с 2015 годом и составит 252117,4 МВт. К 2022 году в структуре генерирующих мощностей ЕЭС России по сравнению с 2015 годом возрастет доля АЭС с 11,5 % до 12,7 %, доля ГЭС и ГАЭС незначительно снизится с 20,3 до 20,1 %, доля ТЭС снизится с 68,1 % до 66,4 %. Доля ВИЭ возрастет с 0,03 % в 2015 году до 0,7 % в 2022 году.

Величина установленной мощности по ОЭС и ЕЭС России в период 2015–2022 годов представлена в таблице 5.6 и на рисунке 5.6. Структура установленной мощности по типам электростанций по ЕЭС России в период с 2015 по 2022 годы показана на рисунке 5.7.

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

	2015 факт	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>ЕЭС России</b>	235305,6	239421,9	246778,4	249679,0	251098,6	250663,6	252117,4	252117,4
АЭС	27146,0	27924,4	30193,2	30388,6	31587,4	30587,4	32041,2	32041,2
ГЭС	46654,1	47067,9	48111,0	48539,2	48595,0	48595,0	48595,0	48595,0
ГАЭС	1200,0	1340,0	1760,0	2180,0	2180,0	2180,0	2180,0	2180,0
ТЭС	160233,3	162622,4	165513,0	167070,0	166965,0	167530,0	167530,0	167530,0
ВИЭ	72,2	467,2	1201,2	1501,2	1771,2	1771,2	1771,2	1771,2
<b>ОЭС Северо-Запада</b>	23143,0	23341,2	24540,0	24308,0	25757,6	24757,6	25956,4	25956,4
АЭС	5760,0	5760,0	6958,8	5958,8	7157,6	6157,6	7356,4	7356,4
ГЭС	2949,2	2949,2	2949,2	2949,2	3005,0	3005,0	3005,0	3005,0
ТЭС	14427,3	14625,6	14625,6	15393,6	15588,6	15588,6	15588,6	15588,6
ВИЭ	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
<b>ОЭС Центра</b>	53306,9	54130,5	53990,5	55660,9	55360,9	55360,9	55615,9	55615,9

	2015 факт	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
АЭС	12834,0	13612,4	13612,4	14807,8	14807,8	14807,8	15062,8	15062,8
ГЭС	588,9	588,9	588,9	598,9	598,9	598,9	598,9	598,9
ГАЭС	1200,0	1200,0	1620,0	2040,0	2040,0	2040,0	2040,0	2040,0
ТЭС	38684,1	38684,3	38124,3	38154,3	37854,3	37854,3	37854,3	37854,3
ВИЭ		45,0	45,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
<b>ОЭС Средней Волги</b>	<b>27040,2</b>	<b>27205,7</b>	<b>27722,3</b>	<b>27997,3</b>	<b>27997,3</b>	<b>27997,3</b>	<b>27997,3</b>	<b>27997,3</b>
АЭС	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ГЭС	6890,0	6933,5	6966,5	7008,5	7008,5	7008,5	7008,5	7008,5
ТЭС	16078,2	16140,2	16528,8	16721,8	16721,8	16721,8	16721,8	16721,8
ВИЭ		60,0	155,0	195,0	195,0	195,0	195,0	195,0
<b>ОЭС Юга</b>	<b>20116,8</b>	<b>20809,1</b>	<b>23439,0</b>	<b>24690,2</b>	<b>24740,2</b>	<b>24740,2</b>	<b>24740,2</b>	<b>24740,2</b>
АЭС	3000,0	3000,0	4070,0	4070,0	4070,0	4070,0	4070,0	4070,0
ГЭС	5756,1	5798,4	5831,0	6202,2	6202,2	6202,2	6202,2	6202,2
ГАЭС		140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0
ТЭС	11357,3	11656,3	12639,6	13469,6	13469,6	13469,6	13469,6	13469,6
ВИЭ	3,4	214,4	758,4	808,4	858,4	858,4	858,4	858,4
<b>ОЭС Урала</b>	<b>50707,8</b>	<b>52517,5</b>	<b>53882,5</b>	<b>53439,5</b>	<b>53609,5</b>	<b>53609,5</b>	<b>53609,5</b>	<b>53609,5</b>
АЭС	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ГЭС	1853,5	1856,5	1871,5	1871,5	1871,5	1871,5	1871,5	1871,5
ТЭС	47327,1	49064,8	50349,8	49816,8	49816,8	49816,8	49816,8	49816,8
ВИЭ	47,2	116,2	181,2	271,2	441,2	441,2	441,2	441,2
<b>ОЭС Сибири</b>	<b>51808,3</b>	<b>51775,8</b>	<b>51740,8</b>	<b>51978,8</b>	<b>52028,8</b>	<b>52028,8</b>	<b>52028,8</b>	<b>52028,8</b>
ГЭС	25276,4	25281,4	25286,4	25291,4	25291,4	25291,4	25291,4	25291,4
ТЭС	26516,7	26469,2	26399,2	26527,2	26527,2	26527,2	26527,2	26527,2
ВИЭ	15,2	25,2	55,2	160,2	210,2	210,2	210,2	210,2
<b>ОЭС Востока</b>	<b>9182,5</b>	<b>9642,0</b>	<b>11463,2</b>	<b>11604,2</b>	<b>11604,2</b>	<b>12169,2</b>	<b>12169,2</b>	<b>12169,2</b>
ГЭС	3340,0	3660,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	5842,5	5982,0	6845,7	6986,7	6986,7	7551,7	7551,7	7551,7

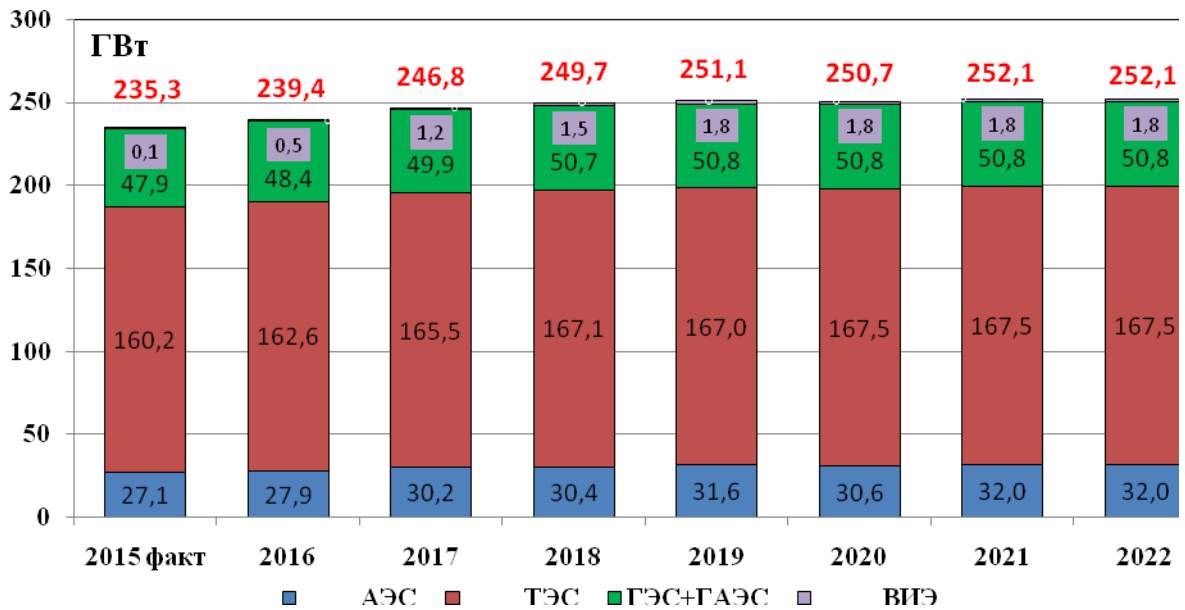


Рисунок 5.6 – Установленная мощность на электростанциях ЕЭС России

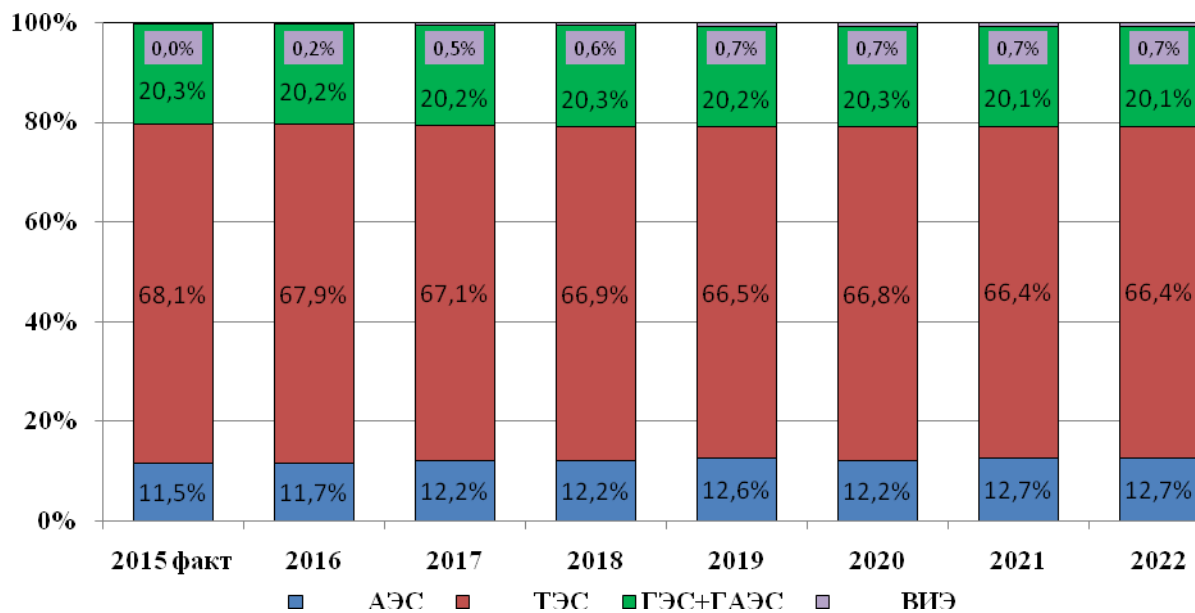


Рисунок 5.7 – Структура установленной мощности на электростанциях ЕЭС России

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

Юго-западный энергорайон энергосистемы Краснодарского края

Юго-западный энергорайон энергосистемы Краснодарского края характеризуется летним максимумом потребления мощности. Наиболее критичным с точки зрения режимно-балансовой ситуации является период экстремально высоких температур (ПЭВТ), характеризующийся как дополнительным увеличением потребления мощности, так и дополнительным снижением допустимой токовой нагрузки электросетевых элементов. В летний период 2015 года максимум потребления Юго-западного энергорайона составил 1044 МВт (годовой максимум 2015 года) при среднесуточной температуре наружного воздуха +29<sup>0</sup>С.

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.

Прогнозируемое потребление мощности Юго-Западного энергорайона энергосистемы Краснодарского края для ПЭВТ в рассматриваемый период увеличится на 305 МВт с 1261 до 1516 МВт.

Основные показатели баланса мощности Юго-западного энергорайона для ПЭВТ на перспективу до 2022 года приведены в таблице 5.7.

При определении максимально допустимых перетоков в контролируемом сечении «Юго-Запад» на 2016 – 2022 годы учтено:

ввод в эксплуатацию до ПЭВТ 2016 года:

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

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

КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа I цепь и КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа II цепь;

ввод в эксплуатацию в декабре 2017 года:

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).

Таблица 5.7 – Баланс мощности Юго-Западного энергорайона энергосистемы Краснодарского края на 2016 – 2022 годы для ПЭВТ, (МВт)

№	Показатель	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	Потребление мощности	1216	1358	1409	1462	1470	1515	1521
2	Переток мощности в смежную энергосистему*	640	640	640	640	640	640	640
3	Доступная мощность электростанций	48	48	48	48	48	48	48
4	Требуемый переток по сечению «Юго-Запад»	1808	1950	2001	2054	2062	2107	2113
5	Максимально допустимый переток (далее – МДП) в сечении «Юго-Запад» в нормальной схеме	1930	1930	2300	2300	2300	2300	2300
6	Запас по пропускной способности сечения «Юго-Запад» в нормальной схеме	122	-20	299	246	238	193	187
7	МДП в сечении «Юго-Запад» в ремонтной схеме	890	890	1620	1620	1620	1620	1620
8	Запас по пропускной способности сечения «Юго-Запад» в единичной ремонтной схеме	-918	-1060	-381	-434	-442	-487	-493

\* - балансовый переток мощности согласно проектной документации по титулу «Сооружение электросетевого Энергомоста Российская Федерация – полуостров Крым».

Отрицательное значение показателя «Запас по пропускной способности сечения «Юго-Запад» означает, что при возникновении нормативного возмущения в соответствующей нормальной или ремонтной схеме будет работать противоаварийная автоматика с действием на отключение потребителей с последующей заменой потребителей, отключенных действием противоаварийной автоматики, на потребителей, включенных в графики аварийного ограничения режима потребления, в соответствующем объеме.

Анализ баланса мощности Юго-Западного энергорайона энергосистемы Краснодарского края на 2016 - 2022 годы показывает, что при прогнозируемом росте потребления мощности указанного энергорайона с 1216 МВт в 2016 году до 1521 МВт в 2022 году будет иметь место непокрываемый дефицит активной мощности в единичной ремонтной схеме во всех годах рассматриваемого периода. Незначительный рост потребления мощности указанного энергорайона в период 2020 – 2022 годов обусловлен отсутствием информации о заявках на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей к электрическим сетям на временном горизонте, превышающем пять лет.

Непокрываемый дефицит активной мощности снижается после строительства в декабре 2017 года ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань, однако с 2019 года снова начинает расти, превышая величину 400 МВт.

Величина дефицита мощности в единичной ремонтной схеме после 2018 года прогнозируется в объеме 434 – 493 МВт, что ниже величины максимального

дефицита мощности в аналогичной схемно-режимной ситуации, прогнозирувавшейся в 2021 году в утвержденной приказом Минэнерго России от 09.09.2015 № 627 Схеме и программе развития Единой энергосистемы России на 2015 – 2021 годы (591 МВт). Указанное снижение обусловлено, в первую очередь, аннулированием ФКУ «Ространсmodernизация» в 2015 году заявок на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Кубаньэнерго» энергопринимающих устройств сухогрузного морского порта «Тамань» суммарной максимальной мощностью 116,8 МВт.

В целях обеспечения покрытия вышеуказанного дефицита дополнительно требуется строительство в Юго-Западном энергорайоне энергосистемы Краснодарского края тепловой электростанции установленной мощностью 450 МВт на этапе 2019 года с единичной установленной мощностью энергоблока не более 230 МВт. В случае появления информации о заявках на технологическое присоединение потребителей со сроком реализации после 2019 года объем требуемой генерирующей мощности может увеличиться.

#### Выводы:

1. Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 2016 – 2022 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 2016 – 2022 годы составляют 6974,1 МВт, в том числе на АЭС – 3417 МВт и на ТЭС – 3557,1 МВт. Возможный дополнительный вывод из эксплуатации генерирующих мощностей рассматривается в объеме 3678,2 МВт (на АЭС – 440 МВт и на ТЭС – 3235,4 МВт).

3. Вводы новых генерирующих мощностей (с высокой вероятностью реализации) на электростанциях ЕЭС России в период 2016 – 2022 годов предусматриваются в объеме 20837,5 МВт, в том числе на АЭС – 8312,2 МВт, на ГЭС – 763,4 МВт, на ГАЭС – 980 МВт, на ТЭС – 9471,9 МВт и на ВИЭ – 1310 МВт. Возможный дополнительный ввод генерирующих мощностей оценивается в объеме 7837,7 МВт, в том числе на АЭС – 55,8 МВт, на ГЭС – 10,5 МВт, на ТЭС – 7446,9 МВт и на ВИЭ – 324,5 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 2022 году на 16811,8 МВт (7,1 %) по сравнению с 2015 годом и составит 252117,4 МВт, в том числе: АЭС – 32041,2 МВт, ГЭС – 48595 МВт, ГАЭС – 2180 МВт, ТЭС – 167530 МВт и ВИЭ – 1771,2 МВт.

5. При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей (с учетом вводов мощности и мероприятий по выводу из

эксплуатации, реконструкции, модернизации и перемаркировке генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации) к 2022 году в структуре генерирующих мощностей ЕЭС России по сравнению с 2015 годом возрастет доля АЭС с 11,5 % до 12,7 %, доля ГЭС и ГАЭС незначительно снизится с 20,3 до 20,1 %, доля ТЭС снизится с 68,1 % до 66,4 %. Доля ВИЭ возрастет с 0,03 % в 2015 году до 0,7 % в 2022 году.

6. Юго-западный энергорайон энергосистемы Краснодарского края отнесен к территориям ЕЭС России, на которых необходимо сооружение генерирующих мощностей, отсутствующих в планах каких-либо собственников. В целях покрытия возникающего дефицита мощности требуется строительство в Юго-Западном энергорайоне тепловой электростанции установленной мощностью не менее 450 МВт на этапе 2019 года (с единичной установленной мощностью энергоблока не более 230 МВт) с последующим возможным уточнением требуемого объема дополнительной мощности по факту появления информации о заявках на технологическое присоединение потребителей со сроком реализации после 2019 года. Балансы мощности и электрической энергии ЕЭС России и ОЭС на 2016 – 2022 годы.



## 6. Балансы мощности и электрической энергии ЕЭС России и ОЭС на 2016 – 2022 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.

При прогнозируемом совмещенном максимуме потребления, нормативном расчетном резерве мощности и заданных объемах экспорта мощности спрос на мощность по ЕЭС России увеличится с ожидаемого 183 047 МВт в 2016 году до 191 714 МВт на уровне 2022 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 № 2, № 4, № 6 и № 7).

В целом по ЕЭС России установленная мощность электростанций при заданном развитии генерирующих мощностей в 2016 – 2022 годах возрастет с фактической величины 235 305,6 МВт в 2015 году на 16 811,8 МВт и составит 252 117,4 МВт в 2022 году. В структуре установленной мощности доля АЭС увеличится относительно фактических 11,5 % в 2015 году до прогнозных 12,7 % в 2022 году, доля ТЭС снизится с 68,1 % до 66,4 %, доля мощности ГЭС (с учетом ГАЭС и малых ГЭС) снизится с 20,3 % до 20,1 %, доля мощности ВИЭ возрастет с 0,03 % до 0,7 %.

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 энергосистем, которая из-за недостаточной пропускной способности электрических сетей не может быть передана 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 генерирующих мощностей после прохождения зимнего максимума в 2016 – 2022 годах составляют максимально 2 453,8 МВт.

Избытки мощности в ряде энергосистем при недостаточной пропускной способности внешних электрических связей приводят к наличию невыдаваемой мощности. В период до 2022 года прогнозируется наличие невыдаваемой мощности в 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, Забайкальского края и восточной части Красноярского края). Величина невыдаваемой мощности с ростом потребления электрической энергии, выводом из эксплуатации генерирующего оборудования и развитием электрических связей снижается с 10 134 МВт в 2016 году до 8 683 МВт в 2022 году.

В связи с изменением режимно-балансовой ситуации в северо-западной части ЕЭС России, снижением динамики роста потребления электрической энергии и мощности, изменением потокораспределения в энергосистемах стран электрического кольца Беларусь – Россия – Эстония – Латвия – Литва (БРЭЛЛ), строительством новых энергоблоков Ленинградской АЭС-2 (Копорской АЭС) и нестабильностью 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 23 572,5 – 26 431,3 МВт (9,3 – 10,5 % от установленной мощности электростанций ЕЭС России).

В результате, в обеспечении балансов мощности может участвовать мощность электростанций ЕЭС России в размере 215 379,9 МВт на уровне 2016 года и 228 545 МВт на уровне 2022 года, что превышает спрос на мощность на 32 332,9– 37 999,3 МВт в рассматриваемый период.

Баланс мощности по ЕЭС России без ОЭС Востока в период до 2022 года складывается с избытком резерва мощности в размере 29 314,2 – 34 288,5 МВт.

Баланс мощности по Европейской части ЕЭС России (без ОЭС Сибири) в



	Ед. измер.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
максимуму								
ИТОГО спрос на мощность	МВт	176757,0	179483,0	180251,0	181258,0	181973,0	182921,0	183710,0
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года	МВт	229779,9	235315,2	238074,8	239494,4	238494,4	239948,2	239948,2
АЭС	МВт	27924,4	30193,2	30388,6	31587,4	30587,4	32041,2	32041,2
ГЭС	МВт	44747,9	45253,5	46101,7	46157,5	46157,5	46157,5	46157,5
ТЭС	МВт	156640,4	158667,3	160083,3	159978,3	159978,3	159978,3	159978,3
ВИЭ	МВт	467,2	1201,2	1501,2	1771,2	1771,2	1771,2	1771,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	МВт	12784,7	13523,2	14110,1	14380,1	14380,1	14380,1	14380,1
Вводы мощности после прохождения максимума	МВт	790,0	1920,7	830,0	24,9	0,0	2453,8	0,0
Невыдаваемая мощность	МВт	10134,0	10004,0	9913,0	9543,0	9195,0	9088,0	8683,0
ИТОГО покрытие спроса	МВт	206071,2	209867,3	213221,8	215546,5	214919,4	214026,4	216885,2
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	МВт	29314,2	30384,3	32970,8	34288,5	32946,4	31105,4	33175,2

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

	Ед. измер.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
<b>СПРОС</b>								
Максимум потребления	МВт	120055,0	122274,0	123189,0	123929,0	124532,0	125199,0	125734,0
Экспорт мощности	МВт	3160,0	3160,0	2660,0	2660,0	2560,0	2560,0	2560,0
Нормативный резерв мощности	МВт	20409,0	20787,0	20942,0	21068,0	21170,0	21284,0	21375,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
ИТОГО спрос на мощность	МВт	143624,0	146221,0	146791,0	147657,0	148262,0	149043,0	149669,0
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года	МВт	178004,1	183574,4	186096,0	187465,6	186465,6	187919,4	187919,4
АЭС	МВт	27924,4	30193,2	30388,6	31587,4	30587,4	32041,2	32041,2
ГЭС	МВт	19466,5	19967,1	20810,3	20866,1	20866,1	20866,1	20866,1
ТЭС	МВт	130171,2	132268,1	133556,1	133451,1	133451,1	133451,1	133451,1
ВИЭ	МВт	442,0	1146,0	1341,0	1561,0	1561,0	1561,0	1561,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	МВт	6628,1	7341,9	7823,8	8043,8	8043,8	8043,8	8043,8
Вводы мощности после прохождения максимума	МВт	670,0	1920,7	830,0	24,9	0,0	2453,8	0,0
Невыдаваемая мощность	МВт	3760,0	3691,0	3601,0	3333,0	3079,0	2976,0	2615,0
ИТОГО покрытие спроса	МВт	166946,0	170620,8	173841,2	176063,9	175342,8	174445,8	177260,6
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	МВт	23322,0	24399,8	27050,2	28406,9	27080,8	25402,8	27591,6

Дополнительно проведен анализ балансов мощности по ОЭС и ЕЭС России с учетом дополнительных объемов вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке (согласно приложениям № 3, № 5, № 8, № 9).

Сводные результаты расчетов балансов мощности по ЕЭС России, а также ЕЭС России без ОЭС Востока и по Европейской части ЕЭС России с учетом дополнительных объемов вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке представлены в таблице 6.4.

В приложении № 12 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 2016 – 2022 годы.

Таблица 6.4 - Сводные результаты расчетов балансов мощности с учетом дополнительных объемов вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ЕЭС России	Максимум потребления	154116,0	157335,0	158642,0	159562,0	160484,0	161311,0	162011,0
	Спрос на мощность	183047,0	186853,0	187883,0	188956,0	189941,0	190902,0	191714,0
	ИЗБЫТОК(+)/ ДЕФИЦИТ(-) резервов	31576,2	33702,3	36553,5	39940,7	39606,5	37590,0	40633,8
ЕЭС России без ОЭС Востока	Максимум потребления	149370,0	151704,0	152796,0	153662,0	154363,0	155179,0	155860,0
	Спрос на мощность	176757,0	179483,0	180251,0	181258,0	181973,0	182921,0	183710,0
	ИЗБЫТОК(+)/ ДЕФИЦИТ(-) резервов	28557,5	29883,5	32945,5	36172,6	35591,4	33806,9	36658,7
Европейская часть ЕЭС России	Максимум потребления	120055,0	122274,0	123189,0	123929,0	124532,0	125199,0	125734,0
	Спрос на мощность	143624,0	146221,0	146791,0	147657,0	148262,0	149043,0	149669,0
	ИЗБЫТОК(+)/ ДЕФИЦИТ(-) резервов	22560,3	23870,0	26902,1	30148,6	29609,9	27987,9	30958,7

## 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 6.5.

Таблица 6.5 – Структура установленной мощности центральной части ОЭС Северо-Запада

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
АЭС	27,4%	27,1%	32,6%	28,0%	33,3%	28,9%	34,1%	34,1%
ГЭС	9,3%	9,2%	8,5%	9,0%	8,6%	9,2%	8,5%	8,5%
ТЭС	63,3%	63,8%	59,0%	62,9%	58,1%	61,9%	57,4%	57,4%
ВИЭ	-	-	-	-	-	-	-	-

Характерной особенностью рассматриваемой части ЕЭС России является высокая доля базовой нагрузки. В 2015 году около 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 2022 года в структуре установленной мощности Центральной части ОЭС Северо-Запада предполагается увеличение доли АЭС относительно 2015 года за счет ввода в эксплуатацию трех энергоблоков на Ленинградской АЭС-2 (Копорской АЭС) и вывода из эксплуатации двух первых энергоблоков на Ленинградской АЭС.

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 к 2018 году.

В соответствии с планами ПАО «Интер РАО» до 2021 года предполагается реализация поставок мощности из центральной части ОЭС Северо-Запада в Финляндию максимально 1 410 МВт (1 300 МВт через Выборгский преобразовательный комплекс и 110 МВт приграничный экспорт), а также 400 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»). Однако в 2013 - 2015 годы величина поставок мощности в энергосистему Финляндии через Выборгский преобразовательный комплекс была нестабильной и продолжительный период времени не достигала договорных значений, либо отсутствовала.

В связи с увеличением поставок электрической энергии и мощности из стран северной Европы в страны Балтии изменилось потокораспределение в энергосистемах стран БРЭЛЛ.

Вследствие этого, дополнительно проведен анализ режимно-балансовой ситуации в центральной части ОЭС Северо-Запада при отсутствии экспортных поставок в Финляндию и страны Балтии.

Таблица 6.6 – Прогнозный баланс мощности центральной части ОЭС Северо-Запада с учетом вводов с высокой вероятностью реализации и объемами экспорта мощности, заявленными ПАО «Интер РАО» (МВт)

Год	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Установленная мощность электростанций	14772,0	15970,8	14970,8	16219,4	15219,4	16418,2	16418,2
Располагаемая мощность электростанций	13655	14059	14258	14308	14507	14507	15705
Потребление мощности	9893	9968	10027	10093	10134	10206	10253
Расчетный переток мощности из Кольской энергосистемы	600	600	600	800	800	800	800
Экспорт в Финляндию через ПС 330/400 кВ Выборгская	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300
Приграничный экспорт в Финляндию	110	110	110	110	110	110	110
Экспорт мощности в Балтию	400	400	400	400	400	400	400
Требуемая к покрытию мощность	11103	11178	11237	11103	11144	11216	11263
Расчетный переток по сечению ОЭС Северо-Запада ОЭС Центра в направлении ОЭС Центра	2552	2881	3021	3205	3363	32901	4442
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	652	981	21	205	363	291	1442
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	1752	2081	1121	1305	1463	1391	2542

Таблица 6.7 – Прогнозный баланс мощности центральной части ОЭС Северо-Запада с учетом вводов с высокой вероятностью реализации и отсутствием экспорта в Финляндию через Выборгский преобразовательный комплекс и страны Балтии (МВт)

Год	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Установленная мощность электростанций	14772,0	15970,8	14970,8	16219,4	15219,4	16418,2	16418,2
Располагаемая мощность электростанций	13655	14059	14258	14308	14507	14507	15705
Потребление мощности	9893	9968	10027	10093	10134	10206	10253
Расчетный переток мощности из Кольской энергосистемы	600	600	600	800	800	800	800
Экспорт в Финляндию через ПС 330/400 кВ Выборгская	–	–	–	–	–	–	–
Приграничный экспорт в Финляндию	110	110	110	110	110	110	110
Экспорт мощности в Балтию	–	–	–	–	–	–	–

Год	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Требуемая к покрытию мощность	9403	9478	9537	9403	9444	9516	9563
Расчетный переток по сечению ОЭС Северо-Запада – ОЭС Центра в направлении ОЭС Центра	4252	4581	4721	4905	5063	4991	6142
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	2352	2681	1721	1905	2063	1991	3142
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	3452	3781	2821	3005	3163	3091	4242

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 2016 и 2017 годах будет составлять 652 и 981 МВт соответственно в нормальной схеме электрической сети (при максимальной пропускной способности контролируемого сечения «Северо-Запад – Центр») 1 752 и 2 081 МВт в условиях ремонта ВЛ 750 кВ Калининская АЭС – Ленинградская. Для условий отсутствия экспортных поставок объем невыдаваемой избыточной мощности в центральной части ОЭС Северо-Запада в 2016 и 2017 годах существенно вырастет до 2352 и 2681 МВт в нормальной и 3452 и 3781 МВт в ремонтной схемах электрической сети соответственно.

Увеличение максимально допустимого перетока в контролируемом сечении «Северо-Запад – Центр» после сооружения к 2018 году ВЛ 750 кВ Ленинградская – Белозерская позволит снизить объем невыдаваемой избыточной мощности в центральной части ОЭС Северо-Запада в период 2019 – 2021 годов до 205 – 363 МВт в нормальной и 1 304 – 1 463 МВт в ремонтной схеме при реализации экспортных планов ПАО «Интер РАО» и до 1 905 – 2 063 МВт в нормальной и 3 005 – 3 163 МВт в ремонтной схеме при отсутствии экспортных поставок.

Однако, в 2022 году в условиях работы одновременно пяти энергоблоков Ленинградской АЭС и Ленинградской АЭС-2 (Копорской АЭС) величина невыдаваемой избыточной мощности в центральной части ОЭС Северо-Запада составит 1 442 МВт в нормальной и 2 542 МВт в ремонтной схеме при реализации экспортных планов ПАО «Интер РАО»; при отсутствии экспортных поставок – 3 142 МВт в нормальной и 4 242 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 – Белозерская, а также ограничения одновременно находящихся в эксплуатации энергоблоков Ленинградской АЭС и Ленинградской АЭС-2 (Копорской АЭС) 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:

развитие генерирующих мощностей соответствует варианту с вводами и мероприятиями по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке, имеющими высокую вероятность реализации;

потребность в электрической энергии по ЕЭС России определяется прогнозируемой величиной потребления электрической энергии и экспорта-импорта электрической энергии (сальдо экспорта-импорта);

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

выработка АЭС определена с учетом предложений АО «Концерн Росэнергоатом» по объемам выработки электрической энергии на действующих и новых АЭС в 2016 – 2022 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 фактически достигнутому значению (на уровне 2015 года).

Структура производства электрической энергии ЕЭС России и ОЭС приведена в таблице 6.8.

Производство электрической энергии электростанциями ЕЭС России относительно фактической величины 2015 года (1 026,9 млрд. кВт·ч ) возрастет на 52,7 млрд. кВт·ч (до 1 079,6 млрд. кВт·ч ) в 2022 году.

Таблица 6.8 - Структура производства электрической энергии по ОЭС и ЕЭС России

	Единицы измерения	ПРОГНОЗ									
		2016 год					2022 год				
		АЭС	ГЭС	ТЭС	ВИЭ	Всего	АЭС	ГЭС	ТЭС	ВИЭ	Всего
ОЭС Северо-Запада	млрд. кВт·ч	38,407	12,401	51,666	0,003	102,477	46,680	12,629	51,729	0,003	111,041
	%	37,5	12,1	50,4	0	100	42,0	11,4	46,6	0	100
ОЭС Центра	млрд. кВт·ч	92,358	3,146	143,183	0	238,687	105,423	4,745	132,020	0,108	242,296
	%	38,7	1,3	60,0	0	100	43,5	2,0	54,5	0	100
ОЭС Средней Волги	млрд. кВт·ч	32,780	19,375	51,800	0	103,955	31,280	20,310	53,681	0,367	105,638
	%	31,5	18,7	49,8	0	100	29,6	19,2	50,8	0,4	100

	Единицы измерения	ПРОГНОЗ									
		2016 год					2022 год				
		АЭС	ГЭС	ТЭС	ВИЭ	Всего	АЭС	ГЭС	ТЭС	ВИЭ	Всего
ОЭС Юга	млрд. кВт·ч	24,000	19,082	51,029	0,020	94,131	31,110	21,730	45,654	1,363	99,857
	%	25,5	20,3	54,2	0	100	31,1	21,8	45,7	1,4	100
ОЭС Урала	млрд. кВт·ч	7,770	5,081	246,243	0,090	259,184	10,840	4,966	248,665	0,747	265,218
	%	3,0	2,0	95,0	0	100	4,1	1,9	93,7	0,3	100
Европейская часть ЕЭС	млрд. кВт·ч	195,315	59,085	543,921	0,113	798,434	225,333	64,380	531,749	2,588	824,050
	%	24,5	7,4	68,1	0	100	27,4	7,8	64,5	0,3	100
ОЭС Сибири	млрд. кВт·ч	0	92,690	108,152	0,013	200,855	0	107,377	101,974	0,378	209,729
	%	0	46,1	53,9	0	100	0	51,2	48,6	0,2	100
ОЭС Востока	млрд. кВт·ч	0	10,340	25,018	0	35,358	0	16,480	29,324	0	45,804
	%	0	29,2	70,8	0	100	0	36,0	64,0	0	100
ЕЭС России, всего	млрд. кВт·ч	195,315	162,115	677,091	0,126	1034,647	225,333	188,237	663,047	2,966	1079,583
	%	18,9	15,7	65,4	0	100	20,9	17,4	61,4	0,3	100

Укрупненная структура изменения производства электрической энергии в ЕЭС России по типам электростанций в рассматриваемый период приведена в таблице 6.9 и рисунке 6.1.

Таблица 6.9 – Укрупненная структура производства электрической энергии в ЕЭС России

	Единицы измерения	Выработка электрической энергии		
		2015 год Факт	Изменение за 2016 - 2022 годы	2022 год Прогноз
Всего, в т.ч.	млрд. кВт·ч	1026,9	52,7	1079,6
	%	100,0	-	100,0
АЭС	млрд. кВт·ч	195,3	30,0	225,3
	%	19,0	-	20,9
ГЭС	млрд. кВт·ч	160,2	28,0	188,2
	%	15,6	-	17,4
ТЭС	млрд. кВт·ч	671,4	-8,3	663,1
	%	65,4	-	61,4
ВИЭ	млрд. кВт·ч	0,013	3,0	3,0
	%	0,0001	-	0,3

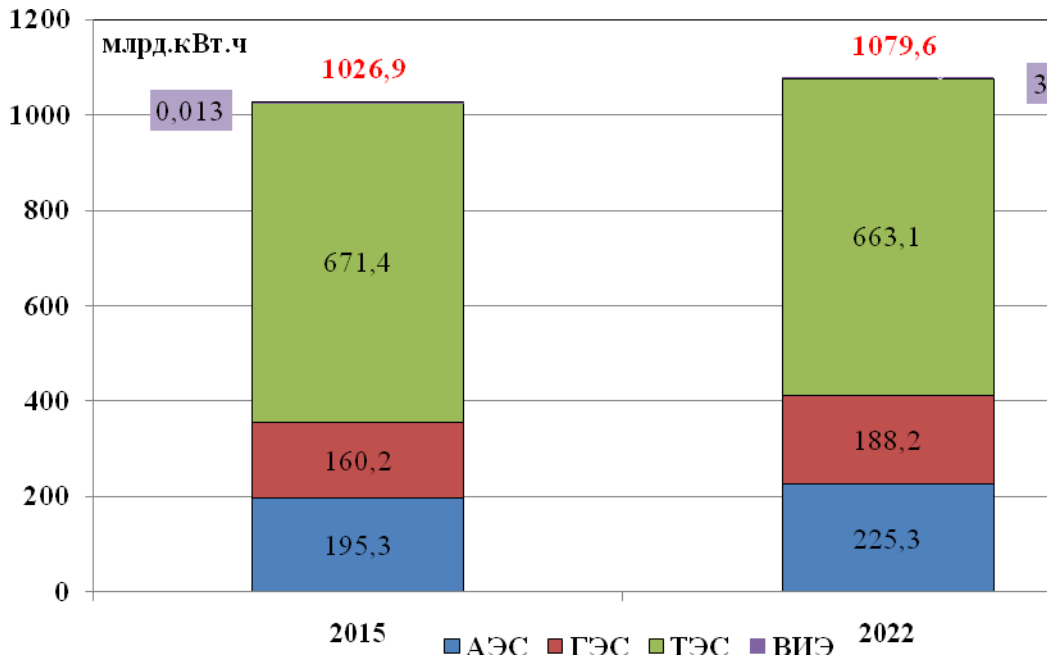


Рисунок 6.1 – Укрупненная структура производства электрической энергии на электростанциях ЕЭС России

В прогнозируемой структуре выработки электрической энергии по ЕЭС России доля АЭС увеличится с 19 % в 2015 году до 20,9 % в 2022 году, доля ГЭС - с 15,6 % до 17,4 %, доля ТЭС снизится с 65,4 % до 61,4 %, доля ВИЭ в 2022 году оценивается в 0,3 %.

По ОЭС прогнозируется следующая динамика изменения структуры производства электрической энергии за период с 2015 по 2022 год:

в ОЭС Северо-Запада планируемое развитие АЭС приведет к росту доли выработки АЭС на 5,5 % (с 36,5 % в 2015 году до 42 % к 2022 году) с соответствующим снижением доли ТЭС с 51 % до 46,6 %;

в ОЭС Центра доля АЭС увеличится с 42,3 % в отчетном 2015 году до 43,5 % в 2022 году, доля ГЭС (при сооружении Загорской ГАЭС-2) увеличится с 1,2 % до 2 %, доля ТЭС снизится с 56,5 % до 54,5 %;

в ОЭС Средней Волги доля АЭС снизится с 31,3 % в 2015 году до 29,6 % в 2022 году, доля ГЭС с 19,9 % до 19,2 %. Доля ТЭС увеличится с 48,8 % в 2015 году до 50,8 % в 2022 году. Долевое участие ВИЭ в 2022 году оценивается в 0,4 %;

в ОЭС Юга прирост производства электрической энергии на АЭС за рассматриваемый период составит 10,6 млрд. кВт·ч (с 23,2 % в 2015 году до 31,1 % в 2022 году). Долевое участие ТЭС снизится с 56 % в 2015 году до 45,7 % в 2022 году. Доля ВИЭ в 2022 году оценивается в 1,4 %;

в ОЭС Урала доля АЭС в производстве электрической энергии с вводом энергоблока (БН-800) на Белоярской АЭС увеличится с 1,8 % (4,58 млрд. кВт·ч) в 2015 году до 4,1 % (10,84 млрд. кВт·ч) в 2022 году с соответствующим снижением доли ТЭС с 95,5 % в 2015 году до 93,7 % в 2022 году. Доля ВИЭ в 2022 году оценивается в 0,3 %;

в ОЭС Сибири с выходом Богучанской ГЭС на проектные показатели долевое участие ГЭС увеличится с 43,9 % в 2015 году до 51,2 % в 2022 году;

в ОЭС Востока планируется присоединение Центрального и Западного энергорайонов Республики Саха (Якутия). Рост выработки прогнозируется на 10 млрд. кВт·ч (с 35,8 млрд. кВт·ч в 2015 году до 45,8 млрд. кВт·ч в 2022 году). Доля выработки ТЭС на уровне 2022 года оценивается 64 %, ГЭС – 36 %.

Дополнительно разработаны балансы электрической энергии для условий маловодного года, учитывающие снижение выработки ГЭС ОЭС Сибири, оцениваемое в 12 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 2016 – 2022 годах обеспечивается при следующем годовом числе часов использования установленной мощности АЭС и ТЭС (таблица 6.10).

Таблица 6.10 - Число часов использования установленной мощности электростанций ЕЭС России для варианта развития генерирующих мощностей с вводами и мероприятиями по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации

	Годовое число часов использования установленной мощности электростанций ЕЭС России											
	ФАКТ					ПРОГНОЗ						
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
АЭС	7125	7020	6820	6855	7195	6994	6580	6933	6798	7205	6895	7033
ТЭС	4630	4610	4380	4280	4190	4164	4003	3910	3927	3923	3953	3958

Годовая загрузка ТЭС для обеспечения баланса электрической энергии характеризуется числом часов использования установленной мощности, которое в ЕЭС России в период до 2022 года изменяется в диапазоне 3910 - 4164 часов/год.

По ОЭС число часов использования установленной мощности ТЭС будет составлять: в ОЭС Северо-Запада – 3334 - 3553 часов /год, в ОЭС Центра – 3488 - 3726 часов/год, в ОЭС Юга – 3328 - 4378 часов/год, в ОЭС Средней Волги – 3167 - 3210 часов/год, в ОЭС Урала – 4878 - 5019 часов/год, в ОЭС Сибири – 3680 - 4086 часов/год и в ОЭС Востока – 3602 - 4182 часов/год.

В случае реализации варианта развития генерирующих мощностей с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке баланс электрической энергии в 2016 – 2022 годах обеспечивается при следующем годовом числе часов использования установленной мощности АЭС и ТЭС (таблица 6.11)

Таблица 6.11 - Число часов использования установленной мощности электростанций ЕЭС России для варианта развития генерирующих мощностей с дополнительными вводами и мероприятиями по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке

	Годовое число часов использования установленной мощности электростанций ЕЭС России											
	ФАКТ					ПРОГНОЗ						
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
АЭС	7125	7020	6820	6855	7195	6994	6580	6933	6894	7307	6988	7127
ТЭС	4630	4610	4380	4280	4190	4163	4001	3860	3845	3835	3860	3850

Перспективные балансы электрической энергии по ЕЭС России и ОЭС на 2016 – 2022 годы представлены в приложении № 13, баланс электрической энергии по ЕЭС России – в таблице 6.12. В приложении № 14 приведены данные по региональной структуре перспективных балансов электрической энергии на 2016 – 2022 годы.

Таблица 6.12 - Баланс электрической энергии ЕЭС России\* для варианта развития генерирующих мощностей с вводами и мероприятиями по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Потребление электрической энергии	млрд. кВт·ч	1015,718	1032,816	1040,979	1048,838	1056,430	1061,965	1067,133
в том числе заряд ГАЭС	млрд. кВт·ч	2,655	2,655	3,575	4,495	4,495	4,495	4,495
Экспорт	млрд. кВт·ч	15,515	15,839	13,854	13,858	13,780	13,780	13,780
Импорт	млрд. кВт·ч	1,140	1,140	1,390	1,330	1,330	1,330	1,330
Передача электрической энергии в энергосистему Республики Крым и г. Севастополь	млрд. кВт·ч	4,554						
Потребность	млрд. кВт·ч	1034,647	1047,515	1053,443	1061,366	1068,880	1074,415	1079,583
Производство электрической энергии - всего	млрд. кВт·ч	134,647	1047,515	1053,443	1061,366	1068,880	1074,415	1079,583
ГЭС	млрд. кВт·ч	162,115	184,911	187,367	188,137	188,237	188,237	188,237
АЭС	млрд. кВт·ч	195,315	198,660	210,670	214,720	220,390	220,912	225,333
ТЭС	млрд. кВт·ч	677,091	662,545	653,321	655,720	657,287	662,300	663,047
ВИЭ	млрд. кВт·ч	0,126	1,399	2,085	2,789	2,966	2,966	2,966
Установленная мощность - всего	МВт	239421,9	246778,4	249679,0	251098,6	250663,6	252117,4	252117,4
ГЭС	МВт	48407,9	49871,0	50719,2	50775,0	50775,0	50775,0	50775,0
АЭС	МВт	27924,4	30193,2	30388,6	31587,4	30587,4	32041,2	32041,2
ТЭС	МВт	162622,4	165513,0	167070,0	166965,0	167530,0	167530,0	167530,0
ВИЭ	МВт	467,2	1201,2	1501,2	1771,2	1771,2	1771,2	1771,2
Число часов использования установленной мощности	час/год	4321	4245	4219	4227	4264	4262	4282
АЭС	час/год	6994	6580	6933	6798	7205	6895	7033

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ТЭС	час/год	4164	4003	3910	3927	3923	3953	3958
ВИЭ	час/год	270	1165	1389	1575	1675	1675	1675

\* в составе ЕЭС России с 2017 года учитываются энергосистема Республики Крым и г. Севастополь, Центральный и Западный энергорайоны Республики Саха (Якутия)

В случае реализации для варианта развития генерирующих мощностей с дополнительными вводами и мероприятиями по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке число часов использования установленной мощности ТЭС в период 2016-2022 годов составит 3835 – 4163.

#### Выводы:

1. Баланс мощности ЕЭС России для варианта развития генерирующих мощностей с вводами и мероприятиями по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации в рассматриваемый перспективный период складывается с превышением нормативного резерва мощности на 32 332,9 – 37 999,3 МВт.

2. Баланс мощности по ЕЭС России без ОЭС Востока в период до 2022 года также складывается с избытком мощности в размере 29 314,2 – 34 288,5 МВт.

3. Баланс мощности на период до 2022 года показывает наличие избытков нормативного резерва мощности по всем ОЭС. Тем не менее, в территориальном разрезе сохраняются проблемные энергоузлы (энергорайоны), для обеспечения надежного электроснабжения потребителей в которых требуется реализация мер по строительству сетевых и генерирующих объектов, приводимых в схему и программе.

4. Наличие существенных избытков мощности связано с условиями замедления прогнозного роста потребления электрической энергии, 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 заявленных собственниками объемах вывода из эксплуатации устаревших и неэффективных генерирующих мощностей.

Реализация уже начатого строительства объектов электроэнергетики позволяет производителям электрической энергии 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 2015 года (1 026,9 млрд. кВт·ч) возрастет на 52,7 млрд. кВт·ч (до 1 079,6 млрд. кВт·ч) в 2022 году.

6. Доля АЭС в прогнозируемой структуре выработки по ЕЭС России увеличится с 19 % в 2015 году до 20,9 % в 2022 году, доля ГЭС с 15,6 % до 17,4 %, доля ТЭС снизится с 65,4 % до 61,4 % и доля ВИЭ в 2022 году оценивается в 0,3 %.

7. Число часов использования установленной мощности ТЭС ЕЭС России в период до 2022 года для варианта развития генерирующих мощностей с вводами

и мероприятиями по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации изменяется в диапазоне 3910 – 4164 часов/год.

Число часов использования установленной мощности ТЭС в энергообъединениях европейской части ЕЭС России (без ОЭС Урала) будет составлять 3385 – 3670 часов/год: в ОЭС Урала – 4878 - 5019 часов/год, в ОЭС Сибири – 3680 - 4086 часов/год и в ОЭС Востока – 3602 - 4182 часов/год.

8. Число часов использования установленной мощности ТЭС ЕЭС России в период до 2022 года для варианта развития генерирующих мощностей с дополнительными вводами и мероприятиями по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке изменяется в диапазоне 3835 - 4163 часов/год.

9. 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 – Белозерская, а также ограничения одновременно находящихся в эксплуатации энергоблоков Ленинградской АЭС и Ленинградской АЭС-2 (Копорской АЭС) не более пяти с возможным пересмотром в сторону большей интенсификации программы вывода из эксплуатации существующих энергоблоков Ленинградской АЭС с реакторами типа РБМК.

7. Прогноз спроса на топливо организаций электроэнергетики ЕЭС России (без учета децентрализованных источников) на период 2016 – 2022 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 перемаркировке с высокой вероятностью реализации.

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 (таблица 7.1).

Таблица 7.1 – Производство электрической энергии на ТЭС ЕЭС России в 2016-2022 годах.

	ПРОГНОЗ						
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Выработка электрической энергии, млрд.кВт.ч	677,09	662,55	653,32	655,72	657,29	662,30	663,05
Выработка электрической энергии при маловодных условиях*, млрд.кВт.ч	677,09	678,11	669,03	671,43	673,00	678,01	678,76

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

Изменение потребности в органическом топливе ТЭС ЕЭС России для рассматриваемого варианта представлено в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Потребность ТЭС ЕЭС России в органическом топливе в 2016-2022 годах.

	ПРОГНОЗ						
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Потребность ТЭС в топливе, тыс. т.у.т.	287 274	281 959	277 806	278 702	279 338	280 881	281 230
из них: газ	204 090	203 837	201 403	202 162	202 016	202 993	202 947
нефтетопливо	1 504	1 464	1 436	1 446	1 465	1 468	1 471
уголь	71 475	66 569	64 929	65 055	65 796	66 349	66 735
прочее топливо	10 206	10 088	10 037	10 039	10 061	10 071	10 078
Потребность ТЭС в топливе, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
из них газ	71,0	72,3	72,5	72,5	72,3	72,3	72,2
нефтетопливо	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
уголь	24,9	23,6	23,4	23,3	23,6	23,6	23,7
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 покрытия. Учитывая рост выработки электрической энергии на АЭС (с 18,9 % до 20,9 %), ГЭС и ВИЭ (с 15,7 % до 17,7 %) за рассматриваемый период, производство электрической энергии на ТЭС сократится с 65,4 % до 61,4 %. Соответственно, расход органического топлива снизится с 287,3 млн. т.у.т. в 2016 году до 281,2 млн. т.у.т. в 2022 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 314,6 г/кВт·ч в 2016 году до 306,8 г/кВт·ч в 2022 году.

Структура топлива на весь рассматриваемый период не меняется. При этом доля газа составляет 71-73%, угля – 23-25%, нефтетоплива и прочего топлива – менее 5%.

При маловодных условиях функционирования ГЭС ОЭС Сибири и ОЭС Востока потребуется дополнительное топливо для покрытия прогнозируемого уровня потребления электрической энергии (таблица 7.3).

Таблица 7.3 – Потребность тепловых электростанций в дополнительном топливе при маловодных условиях в 2016-2022 годах, млн. т.у.т.

ОЭС	ПРОГНОЗ						
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ОЭС Сибири	0,0	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
ОЭС Востока	0,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3

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

Таблица 7.4 – Потребность ТЭС в органическом топливе по ОЭС в 2016-2022 годах, тыс. т.у.т.

ОЭС	Годы	Расход условного топлива, всего	в том числе			
			Газ	Нефте-топливо	Уголь	Прочее топливо
ОЭС Северо-Запада	2016	23805	18899	786	2139	1980
	2017	23927	18990	789	2172	1976
	2018	24056	19185	787	2109	1975
	2019	24194	19127	798	2296	1973
	2020	24239	19095	802	2367	1975
	2021	24245	19102	802	2366	1975
	2022	24188	19045	802	2365	1975
ОЭС Центра	2016	59306	51968	127	3704	3507
	2017	58494	51774	88	3120	3512
	2018	56357	49896	87	2863	3511
	2019	56388	50014	87	2773	3514
	2020	55721	49431	88	2684	3519
	2021	55429	49172	87	2649	3520
	2022	55231	48999	87	2625	3520
ОЭС Средней Волги	2016	27908	27707	126	0	75
	2017	28104	27903	126	0	75

ОЭС	Годы	Расход условного топлива, всего	в том числе			
			Газ	Нефте-топливо	Уголь	Прочее топливо
	2018	28288	28100	125	0	63
	2019	28432	28245	125	0	63
	2020	28438	28249	125	0	63
	2021	28434	28246	125	0	63
	2022	28459	28271	125	0	63
ОЭС Юга	2016	18830	16083	37	2702	8
	2017	18298	15795	38	2456	8
	2018	17248	14985	35	2220	8
	2019	17161	14981	34	2138	8
	2020	17066	14905	34	2119	8
	2021	17350	15142	35	2166	8
	2022	17297	15093	35	2161	8
ОЭС Урала	2016	94456	81197	168	10808	2283
	2017	93429	80449	168	10585	2228
	2018	91718	80115	148	9268	2186
	2019	91741	80224	147	9188	2182
	2020	92540	80794	148	9409	2189
	2021	93204	81408	149	9454	2193
	2022	93334	81536	149	9456	2194
ОЭС Сибири	2016	51485	4618	225	44289	2353
	2017	47181	4241	209	40441	2290
	2018	47665	4484	207	40680	2294
	2019	48006	4629	208	40869	2299
	2020	48438	4460	221	41450	2307
	2021	48740	4491	222	41716	2311
	2022	49127	4527	224	42059	2317
ОЭС Востока	2016	11484	3617	34	7833	0
	2017	12527	4685	47	7795	0
	2018	12473	4638	47	7789	0
	2019	12780	4943	47	7791	0
	2020	12895	5080	47	7768	0
	2021	13479	5432	48	7999	0
	2022	13593	5476	49	8068	0

#### Выводы:

При заданных уровнях потребления электрической энергии потребность в органическом топливе тепловых электростанциях ЕЭС России снизится с 287,3 млн. т.у.т. в 2016 году до 281,2 млн. т.у.т. в 2022 году. Структура топлива на прогнозируемый период 2016-2022 гг. не меняется, и основную его долю составляет газ (71-73%). Удельные расходы топлива на отпущенную электроэнергию будут снижаться в среднем по ЕЭС России с 314,6 г/кВт.ч в 2016 году до 306,8 г/кВт.ч в 2022 году.

## 8. Развитие магистральных и распределительных сетей с учетом требований по обеспечению регулирования (компенсации) реактивной электрической мощности на 2016 - 2022 годы

Развитие электрической сети напряжением 220 кВ и выше ЕЭС России в период 2016 – 2022 годов будет связано с решением следующих задач, направленных на улучшение технической и экономической эффективности функционирования ЕЭС России:

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

- повышение надежности электроснабжения существующих потребителей;
- выдача мощности новых электростанций;

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

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

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

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

Предложения по развитию электрической сети напряжением 220 кВ и выше на период 2016 – 2022 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 России, 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 2016–2022 годов не планируется вывод из эксплуатации объектов электросетевого хозяйства классом напряжения 220 кВ и выше.

При определении объемов вводимого электросетевого хозяйства в период 2016 – 2020 годов за основу приняты материалы инвестиционных программ ПАО «ФСК ЕЭС», федеральных целевых программ, а также инвестиционных программ иных сетевых организаций, которые предусматривают ввод в эксплуатацию электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше.

Развитие электрических сетей для выдачи мощности АЭС

В ОЭС Северо-Запада для выдачи мощности первого энергоблока Ленинградской АЭС-2 (Копорской АЭС) предусматривается сооружение ВЛ 330 кВ

Копорская – Гатчинская, ВЛ 330 кВ Копорская – Кингисеппская, ВЛ 330 кВ Копорская – Пулковская – Южная. Для выдачи мощности второго энергоблока Ленинградской АЭС-2 (Копорской АЭС) предполагалось сооружение открытого распределительного устройства 750 кВ Ленинградской АЭС-2 (ПС 750 кВ Копорская) с развитием электрических сетей 750 кВ, однако исходя из принятого решения об одновременном нахождении в работе не более пяти энергоблоков на Ленинградской АЭС и Ленинградской АЭС-2(Копорской АЭС) необходимость развития электрических сетей 750 кВ требует дополнительных проектных проработок.

В ОЭС Центра для выдачи мощности второго энергоблока Нововоронежской АЭС-2 (Донской АЭС) предусматривается сооружение ВЛ220 кВ Нововоронежская АЭС-2 – Бутурлиновка, ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 2.

В ОЭС Юга для выдачи мощности энергоблока №4 Ростовской АЭС предусматривается сооружение ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Ростовская.

Развитие межсистемных электрических связей 500 кВ и выше

В 2016 – 2022 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.

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 (Донской АЭС), наиболее значимыми вводами электросетевых объектов 500 кВ в период до 2022года являются:

в ОЭС Центра: две ВЛ 500 кВ Загорская ГАЭС-2 – Ярцево с ПС 500 кВ Ярцево, заходы ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС – Трубино на ПС 500 кВ Ярцево – для выдачи мощности Загорской ГАЭС-2; комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ: Чагино, Ногинск, Пахра, Трубино; 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 Брянской области; 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 г. 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: сооружение ПС 500 кВ Преображенская с заходами ВЛ 500 кВ Газовая – Красноармейская – для обеспечения технологического присоединения новых потребителей Западного энергорайона Оренбургской области; ПС 500 кВ Святогор с заходами ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Магистральная – для обеспечения присоединения электроустановок ООО «РН-Юганскнефтегаз» и повышения надежности существующих потребителей; ПП 500 кВ Тобол с заходами ВЛ 500 кВ Иртыш – Демьянская и ВЛ 500 кВ Тюмень – Нелым, ПС 500 кВ ЗапСиб с четырьмя ЛЭП 500 кВ Тобол – ЗапСиб – для электроснабжения электроустановок ООО «Западно-Сибирский Нефтехимический комбинат»;

в ОЭС Сибири: ПС 500 кВ Усть-Кут, перевод на номинальное напряжение 500 кВ существующей ВЛ 220 кВ (в габаритах 500 кВ) Усть-Илимская ГЭС – Якурим, ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская с ПС 500 кВ Нижнеангарская – для предотвращения ограничения электроснабжения и присоединения новых потребителей северной части энергосистемы Иркутской области, Республики Бурятия и ТС ВСТО, обеспечения развития северобайкальского участка БАМа;

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 средствами 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.

В рассматриваемый период намечается сооружение следующих электросетевых объектов 330 кВ:

в ОЭС Северо-Запада: ВЛ 330 кВ Лоухи – РП Путкинский – РП Ондский – Петрозаводская – Тихвин – Литейный – для обеспечения выдачи «невыдаваемой» мощности Кольской АЭС, повышения надежности электроснабжения потребителей Республики Карелия и энергосистемы Ленинградской области, повышения пропускной способности транзита Кольская энергосистема – энергосистема г. Санкт-Петербург и Ленинградской области; ВЛ 330 кВ Новосокольники – Талашкино, ВЛ 330 кВ Лужская – Псков, заходы ВЛ 330 кВ Ленинградская – Балти на ПС 330 кВ Кингисеппская – для усиления электрических связей между приграничными энергосистемами России; 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 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;

в ОЭС Юга: заходы ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 на Зарамагскую ГЭС-1 – для выдачи мощности Зарамагской ГЭС-1; ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС – Чирюрт – для повышения надежности работы основной электрической сети 330 кВ энергосистемы Республики Дагестан и усиления схемы выдачи мощности Ирганайской ГЭС; ВЛ 330 кВ Артем – Дербент – для повышения надежности электроснабжения потребителей юга Дагестанской энергосистемы, обеспечения возможности технологического присоединения новых потребителей; ВЛ 330 кВ Западно-Крымская – Севастополь, заходы ВЛ 330 кВ Симферопольская – Севастополь и ВЛ 330 кВ Западно-Крымская – Севастополь на Севастопольскую ПГУ–ТЭС, заходы ВЛ 330 кВ Симферопольская – Джанкой на Симферопольскую ПГУ–ТЭС – для обеспечения выдачи мощности Севастопольской ПГУ–ТЭС и Симферопольской ПГУ–ТЭС.

#### Развитие электрических сетей 220 кВ

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

в ОЭС Северо-Запада: вторая ВЛ 220 кВ Печорская ГРЭС – Ухта с образованием второй цепи транзита ВЛ 220 кВ Печорская ГРЭС – Ухта – Микунь;

в ОЭС Центра: ВЛ 220 кВ Грибово – Победа - для повышения надежности электроснабжения потребителей Ржевско-Нелидовского энергоузла Тверской области; ВЛ 220 кВ Обнинская – Созвездие – для обеспечения технологического присоединения потребителей в северной части Калужской области; реконструкция ВЛ 220 кВ Ярославская - Тутаев, ВЛ 220 кВ Ярославская – Тверицкая с сооружением заходов на ПГУ-ТЭЦ в г. Ярославль (Хуадянь-Тенинскую ТЭЦ) – для обеспечения выдачи мощности ПГУ-ТЭЦ в г. Ярославль (Хуадянь-Тенинской ТЭЦ);

в ОЭС Юга: ВЛ 220 кВ Алюминиевая – Гумрак № 2 – для выдачи мощности Волжской ГЭС в связи с ее реконструкцией, ВЛ 220 кВ Бужора – Кирилловская, ВЛ 220 кВ Кубанская – Кирилловская № 2 и 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 Генеральская с ВЛ 220 кВ Ростовская – Генеральская I и II цепь – для подключения новых потребителей ООО «КЭСК» города Ростов; две ВЛ 220 кВ Шахты – Красносулинский металлургический комбинат (КМК) с ПС 220 кВ КМК – для внешнего электроснабжения КМК, строительство двух двухцепных КВЛ 220 кВ, соединяющих Кубанскую энергосистему и энергосистему Республики Крым и г. Севастополь, 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 энергосистеме Республики Крым и г. Севастополь в 2016 году: ВЛ 220 кВ Кафа – Симферопольская (в габаритах 330 кВ) – для электроснабжения центральной части энергосистемы Республики Крым; двухцепные ВЛ 220 кВ от ПС 500 кВ Тамань до переходного пункта на Таманском полуострове и двухцепная ВЛ 220 кВ от переходного пункта на Крымском полуострове до ПС 220 кВ Кафа;

в ОЭС Средней Волги: ПС 220 кВ Бегишево, КВЛ 220 кВ Щелоков – Бегишево – для внешнего электроснабжения промышленного комплекса ОАО «ТАИФ-НК»; ВЛ 220 кВ Нижнекамская – Бегишево и КВЛ 220 кВ Бегишево – ТАНЕКО – для повышения надежности электроснабжения потребителей Закамского района; ВЛ 220 кВ Кудьма – ГПП-5 ООО «ЛУКОЙЛ – Нижегороднефтеоргсинтез» – для осуществления технологического присоединения к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» электрических установок ООО «ЛУКОЙЛ – Нижегороднефтеоргсинтез»; КВЛ 220 кВ Щелоков - Центральная I и II цепь – для повышения надежности электроснабжения потребителей Казанского энергоузла;

в ОЭС Урала: две одноцепные ВЛ 220 кВ на участках от места врезки в ВЛ 220 кВ Цинковая-220 – Новометаллургическая до ПС 500 кВ Шагол и ПС 220 кВ Новометаллургическая – для выдачи мощности Челябинской ГРЭС; заходы ВЛ 220 кВ Бекетово – НПЗ с отпайкой на ПС 220 кВ Затон на РУ 220 кВ Затонской ТЭЦ, КВЛ 220 кВ Затонская ТЭЦ-5 – Затон – для выдачи мощности блоков №1 и №2 ПГУ-210(Т) Затонской ТЭЦ; заходы ВЛ 220 кВ Ашкадар-Самаровка на Ново-Салаватскую ПГУ, КВЛ 220 кВ Ново-Салаватская ПГУ-Ашкадар №1 – для выдачи мощности ПГУ-410(Т) Ново-Салаватской ПГУ; 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;

в ОЭС Сибири: ВЛ 220 кВ Харанорская ГРЭС – Быстринская I и II цепь – для электроснабжения строящихся горно-обогатительных комбинатов; транзита 220 кВ Усть-Кут – Пеледуй – Мамакан – Таксимо – для электроснабжения месторождений золота и снятия ограничений на технологическое присоединение новых потребителей в Бодайбинском и Мамско-Чуйском энергорайонах Иркутской области, внешнего электроснабжения нефтяной трубопроводной системы «ВСТО» и повышения надежности электроснабжения потребителей Северо-Байкальского участка БАМ;

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 НПС-19 – в Южном энергорайоне энергосистемы Республики Саха (Якутия), ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нижний Куранах (Томмот); ПС НПС-23, ПС НПС-26 и ПС НПС-29 в Амурской области, ПС НПС-32 в Хабаровском крае.

В энергосистеме Приморского края в соответствии с планами ОАО «НК «Роснефть» предполагается строительство нефтеперерабатывающего завода ЗАО «ВНХК». 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 по развитию электрической сети должен быть определен в рамках проектирования схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств и схемы выдачи мощности ТЭС). Кроме того, в соответствии с планами ПАО «Газпром» предполагается строительство «Завода СПГ в районе г. Владивосток» заявленной максимальной мощностью 134 МВт и собственной электростанцией установленной мощностью 141 МВт. Для обеспечения внешнего электроснабжения завода СПГ и выдачи мощности ТЭС СПГ-Владивосток предварительно предполагается сооружение ВЛ 220 кВ от ПС 500 кВ Владивосток до подстанции заявителя (окончательный объем мероприятий по развитию электрической сети должен быть определен в рамках проектирования схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств и схемы выдачи мощности ТЭС).

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 2016 – 2022 годы приведен в приложении № 15. Информация в отношении объектов реконструкции и реновации, а также объектов схемы выдачи мощности электрических станций и технологическом присоединении потребителей приводится справочно в соответствии с перечнем объектов, включенных в инвестиционную программу ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016 – 2020 гг. (утвержденную приказом Минэнерго России от 18.12.2015 № 980) и инвестиционных программ иных сетевых организаций.

Всего за период 2016 – 2022 годов намечается ввод в эксплуатацию ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 18 945,2 км трансформаторной мощности 69 539 МВА. Такой объем электросетевого строительства потребует 700 604,0 млн. руб. в прогнозных ценах с учетом НДС (18 %) и инфляционного удорожания за рассматриваемый расчетный период до 2022 года.

Карты-схемы размещения линий электропередачи, ПС напряжением 220 кВ и выше и электростанций по ОЭС на 2016 – 2022 годы (с выделением энергосистем г. Москвы и Московской области, г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, Тюменской области, Ямало-Ненецкого автономного округа, Ханты-Мансийского автономного округа, Восточной Сибири, Республики Крым и г. Севастополь) представлены в разделе 11.

Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 220 кВ и выше представлены в приложении № 16.

В приложении № 17 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 2015 году.



**Выводы:**

1. Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование ЕЭС России в рассматриваемый перспективный период, 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 2016 – 2022 годов намечается ввод ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 18 984,2 км, трансформаторной мощности 68 753 МВА.

3. Реализация намеченных планов по развитию электросетевого комплекса потребует инвестиции в объеме 696 503,1 млн.руб. в прогнозных ценах с учетом НДС (18 %) и инфляционного удорожания за рассматриваемый расчетный период до 2022 года.

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

### 9.1. 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	- система группового регулирования активной мощности;
ДРТ	- длительная разгрузка турбин энергоблоков;
КЗ	- короткое замыкание;
КЛС	- кабельная линия связи;
КРТ	- кратковременная разгрузка турбин энергоблоков;
КПР	- контроль предшествующего режима;
ЛАПНУ	- локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости;
ЛЭП	- линия электропередачи;
ОАПВ	- однофазное автоматическое повторное включение;
ОГ	- отключение генераторов;
ОМП	- определение места повреждения;
ОПРЧ	- общее первичное регулирование частоты
ПА	- противоаварийная автоматика;
РА	- режимная автоматика;
РАСП	- регистрация аварийных событий и процессов;
РЗ	- релейная защита
РЗА	- релейная защита и автоматика;
РРЛ	- радиорелейная линия;
СА	- сетевая автоматика;
СМПР	- система мониторинга переходных режимов в энергосистеме;
ССПИ	- система сбора и передачи информации;
ТАПВ	- трехфазное автоматическое повторное включение;
ТИ	- телеизмерения;

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

9.2. 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.

9.3. 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.

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 продолжается работа по планированию в инвестиционных программах производителей электрической энергии, 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 проводится, 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 производителей электрической энергии, дочерних и зависимых обществ ПАО «Россети» и ряде других сетевых организаций осуществляется по многолетним программам. ОАО «РЖД» необходимо разработать аналогичную программу в целях повышения темпов модернизации ССПИ объектов электросетевого хозяйства ОАО «РЖД».

9.4. Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России в 2016 – 2022 годах планируется реализация следующих проектов по развитию ПА в электрической сети 330 – 750 кВ:

создание ЦСПА ОЭС Северо-Запада в 2017 году;

перевод ЦСПА ОЭС Урала, ЦСПА ОЭС Юга, ЦСПА ОЭС Средней Волги, ЦСПА Тюменской энергосистемы на платформу ЦСПА нового поколения в 2017 – 2019 годах;

модернизация ЦСПА ОЭС Сибири в 2017 году

ввод в работу ЛАПНУ на ПС 330 кВ Чирюрт в качестве низового устройства ЦСПА ОЭС Юга в 2016 году;

ввод в работу ЛАПНУ на Бурейской ГЭС в качестве низового устройства ЦСПА ОЭС Востока в 2016 году;

реконструкция ПА на связях 500–220 кВ ОЭС Урала и ОЭС Сибири с учетом ввода транзита 500 кВ Восход – Витязь – Курган;

создание ЛАПНУ:

ПС 750 кВ Копорская (Ленинградская АЭС-2) в 2017 году;  
реализация межмашинного обмена между ЛАПНУ ПС 1150 кВ Экибастузская и ЛАПНУ ПС 500 кВ Восход в 2016 году.

модернизация ЛАПНУ ПС 500 кВ Кубанская, ПС 500 кВ Тамань в 2016-2017 годах.

9.5. На объектах электроэнергетики электрической сети 110 – 220 кВ в части ПА до 2022 года планируется:

реализация технических решений технико-экономических обоснований реконструкции системы ПА в операционных зонах филиалов ОАО «СО ЕЭС»РДУ;

разработка и реализация проекта реконструкции системы противоаварийной автоматики на участке Усть-Илимская ГЭС – Хани с учетом текущих технических решений по развитию электрической сети 110-500 кВ и режимов совместной работы ОЭС Сибири, ОЭС Востока и Западного энергорайона энергосистемы Саха (Якутия);

создание ЛАПНУ на ПС 220 кВ Могоча в 2016 году;

создание ЛАПНУ на Уренгойской ГРЭС в 2017 году;

разработка и реализация технико-экономического обоснования создания (реконструкции) системы релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики операционной зоны Филиала ОАО «СО ЕЭС» Якутское РДУ.

9.6. Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России в 2016 – 2022 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 9.1 – Подключение ГЭС к ЦС/ЦКС АРЧМ

№	Наименование ГЭС для участия в АРЧМ*	Установленная мощность, МВт	Срок готовности ГРАМ	Срок готовности последнего ГА	Система АРЧМ для подключения ГЭС
1	Новосибирская ГЭС	455	Выполнено	30.07.2019	ЦС АРЧМ ОЭС Сибири
2	Богучанская ГЭС	3000	2016	Выполнено по всем ГА	
3	Иркутская ГЭС	662,4	2016	2018	
4	Братская ГЭС	4500	Выполнено	2019	
5	Камская ГЭС	522	Выполнено	26.12.2017	ЦС АРЧМ ОЭС Урала
6	Нижегородская ГЭС	520	Выполнено	25.11.2016	ЦКС АРЧМ ЕЭС
7	Саратовская ГЭС	1360	Выполнено	31.12.2016	

№	Наименование ГЭС для участия в АВРЧМ*	Установленная мощность, МВт	Срок готовности ГРАМ	Срок готовности последнего ГА	Система АРЧМ для подключения ГЭС
8	Чебоксарская ГЭС	1370	Выполнено	31.12.2017	
9	Рыбинская ГЭС	346,4	Выполнено	31.12.2019	
10	Угличская ГЭС	110	Выполнено	ГА №1 31.01.2016	
11	Лесогорская ГЭС-10	106	2016	Выполнено	ЦС АРЧМ ОЭС Северо-Запада
12	Светогорская ГЭС-11	114,75	2016	Выполнено	
13	Верхне-Свирская ГЭС-12	160	Выполнено	2016	
14	Нарвская ГЭС-13	124,8	Выполнено	2017	
15	ГЭС-3 Нива-3	155,5	Выполнено	2018	ЦС АРЧМ Кольской ЭС
16	Князегубская ГЭС-11	152	Выполнено	2017	
17	Верхне-Тулумская ГЭС-12	268	Выполнено	2018	
18	Серебрянская-1 ГЭС-15	201	Выполнено	2018	
19	Серебрянская-2 ГЭС-16	156	Выполнено	2017	
20	Верхне-Териберская ГЭС-18	130	Выполнено	2017	

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

9.7. Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России в 2016 - 2022 годах планируется создание программно-технических комплексов СМПР на Конаковской ГРЭС, Невинномысской ГРЭС, ТЭЦ-26 ПАО «Мосэнерго», Нововоронежской АЭС-2 (Донской АЭС), Ленинградской АЭС-2 (Копорской АЭС), Гусиноозерской ГРЭС, Серовской ГРЭС, Нижневартовской ГРЭС, Кармановской ГРЭС, Пермской ГРЭС, Новочеркасской ГРЭС, Верхнетагильской ГРЭС, Новосалаватской ТЭЦ, Сургутской ГРЭС-1, а также на строящихся подстанциях 500 кВ. Расширение существующих комплексов СМПР на Уренгойской ГРЭС, Саяно-Шушенской ГЭС, Волжской ГЭС, Киришской ГРЭС, Жигулевской ГЭС, Воткинской ГЭС и Рефтинской ГРЭС.

9.8. При проведении расчетов устойчивости учитывается нормативное возмущение, связанное с отключением электросетевого элемента при различных видах коротких замыканий с отказом выключателя и действием 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;
- Нижекамская ГЭС;
- Усть-Илимская ГЭС;
- Томь-Усинская ГРЭС;
- Березовская ГРЭС;
- Харанорская ГРЭС;
- ПС 330 кВ Князегубская;
- ПС 330 кВ Лоухи;
- Курская АЭС;
- ТЭЦ-26 ПАО «Мосэнерго»;
- Череповецкая ГРЭС.

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). В 2015 году успешно проведены работы по созданию и испытанию на цифровых моделях ЛЭП 500 - 750 кВ и действующем объекте электроэнергетики – КВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская – Новокузнецкая №1 опытного образца устройства Автоматики опробования ЛЭП 500 – 750 кВ.

На 2016 год запланирована опытная эксплуатация устройства Автоматики опробования ЛЭП 500-750 кВ на действующей ЛЭП ЕЭС России. По результатам опытной эксплуатации устройства Автоматики опробования ЛЭП 500-750 кВ будет принято решение о внедрении его на объектах электроэнергетики ЕЭС России.

9.9. При создании (модернизации) РЗА, ССПИ выполняются следующие требования:

#### 9.9.1. Основные требования при создании (модернизации) РЗА

Для обеспечения надежности и живучести энергосистемы и предотвращения повреждения ЛЭП и оборудования все ЛЭП, 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 ЛЭП или оборудования. В случае отказа в отключении поврежденных ЛЭП или оборудования по любой причине устройства релейной защиты обеспечивают отключение смежных неповрежденных ЛЭП 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 УРОВ.

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 ЛЭП и оборудования, на которых не обеспечивается данное требование.

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

Параметры настройки устройств релейной защиты учитывают перегрузочную способность ЛЭП 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 ЛЭП классом напряжения 500 кВ и выше обеспечивается установкой двух трансформаторов напряжения на каждой из сторон ЛЭП.

Отключение повреждения при действии защит и отказе выключателя ЛЭП или оборудования выполняется действием УРОВ 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 ЛЭП и оборудования, если автоматическая подача напряжения на них допустима.

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

Формирование 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) ЛЭП 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 независимо 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) устройств РЗА для 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.

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

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

В качестве основной защиты ЛЭП 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 ЛЭП классом напряжения 110 – 220 кВ, имеющих питание с двух или более сторон, при отсутствии основной защиты время отключения короткого замыкания не удовлетворяет требованиям обеспечения устойчивости энергосистемы или нагрузки потребителей, предусматривается установка двух основных защит.

На ЛЭП классом напряжения 110 – 220 кВ с односторонним питанием с питающей стороны устанавливаются ступенчатые защиты от всех видов коротких замыканий и токовые защиты без выдержки времени.

На кабельной или кабельно-воздушной ЛЭП 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 ЛЭП 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 ЛЭП 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 ЛЭП классом напряжения 330 кВ и выше три устройства релейной защиты устанавливаются в следующих случаях:

на ЛЭП, отходящих от атомных электростанций;

на межгосударственных ЛЭП;

на ЛЭП, при коротком замыкании на которых не обеспечивается принцип дальнего резервирования;

на ЛЭП, 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 ЛЭП, имеющих пофазное управление выключателями, предусматривается защита неполнофазного режима, действующая на отключение трех фаз ЛЭП со всех сторон с запретом автоматического повторного включения.

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

Для ЛЭП классом напряжения 330 кВ и выше трехфазное автоматическое повторное включение обеспечивает возможность однократного опробования ЛЭП напряжением и включения под нагрузку с контролем синхронизма. На ЛЭП классом напряжения 110 – 220 кВ необходимость включения под нагрузку с контролем синхронизма обосновывается проектными решениями.

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

На объектах электросетевого хозяйства, 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 ЛЭП классом напряжения 110 кВ и выше автоматическое повторное включение не предусматривается.

На ЛЭП, при включении которых возможно объединение несинхронно работающих частей энергосистемы, предусматриваются устройства (функция) улавливания синхронизма. Эти устройства (функция) используются для АПВ с улавливанием синхронизма 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.

9.9.3. 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 АТ с 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.

9.9.4. 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 определяется типом УШР.

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

9.9.5. 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 дифференциальные защиты шин устанавливаются на системе (секции) шин напряжением 110 – 220 кВ подстанции, непосредственно к которой подключено (подключается) генерирующее оборудование суммарной мощностью 160МВт и более, и на подстанциях нового поколения, оснащённых оптическими ТТ без постоянно присутствующего оперативного персонала. 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 присоединений 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 имеет 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 другие мероприятия).

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 электроснабжения энергопринимающих установок потребителей электрической энергии 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.

9.9.6. 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 РЗ и АПНУ, РЗ и ЧДА;

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 связях, по которым возможен асинхронный режим, должны быть установлены устройства АЛАР.

На каждой связи, по которой возможен асинхронный режим, должно обеспечиваться селективное выявление асинхронного режима с электрическим центром качаний в любой точке связи двумя устройствами АЛАР.

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 КНР, АРПМ, АОПО, АЛАР неполнофазного режима.

На АТ при необходимости (определяется проектными решениями) устанавливаются устройства ФОТ, КПП, 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, от шин которых осуществляется электроснабжение местной нагрузки, 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 электроснабжения 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 51,0 Гц, Устройства АОПЧ 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.

#### 9.9.7. Оснащение объектов электроэнергетики устройствами РАСП.

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

Автономные регистраторы аварийных событий устанавливаются на электростанциях и подстанциях высшим классом напряжения 110 кВ и выше (за исключением объектов электроэнергетики, не оборудованных выключателями на стороне 110–220 кВ, а также тупиковых и отпаечных подстанций) и обеспечивают регистрацию аварийных событий и процессов, хранение зарегистрированной

информации. Регистрируются параметры электромагнитных переходных процессов ЛЭП 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.

Автономные регистраторы аварийных событий и функции, реализуемые в микропроцессорных терминалах РЗА или в составе автоматизированных систем управления технологическими процессами объектов электроэнергетики, 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.

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

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

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 ЛЭП и данные о местах повреждения ЛЭП, в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления и в центры управления сетями сетевых организаций, осуществляющих эксплуатацию данных ЛЭП.

Регистраторы СМПП 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 ЛЭП 220 кВ и выше, определяемых ОАО «СО ЕЭС».

9.9.8. 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. 9.3, 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 ЛЭП.

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 ЛЭП.

Время передачи команд управления РА от управляющего вычислительного комплекса ЦС (ЦКС) АРЧМ до системы автоматического регулирования частоты и активной мощности энергоблока ТЭС или ГРАМ ТЭС 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 по волоконно-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.

10. Оценка прогнозных объемов капитальных вложений в сооружение генерирующих объектов, объектов электросетевого хозяйства, номинальный класс напряжения которых составляет 220 кВ и выше, на 2016 – 2022 годы

Объемы капитальных вложений в сооружение электроэнергетических объектов на перспективу определены в соответствии с намечаемыми объемами вводов 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 2022 года.

Прогнозные цены рассчитывались на основе индексов-дефляторов:

на период до 2018 года – представленных в документе «Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2016 год и на плановый период 2017 и 2018 годов» (Минэкономразвития России, 26 октября 2015 года);

на период 2019 - 2022 годов – по «Прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года» (Минэкономразвития России, 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 2016 – 2022 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 4 квартал 2015 года с использованием индексов, рекомендованных к применению Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации (опубликованы письмом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации № 40538-ЕС/05 от 14.12.2015)

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.

Суммарные объемы капиталовложений в развитие электроэнергетики России за период 2016 – 2022 годов оцениваются в 2 307 450,1 млн. руб., в том числе по генерирующим объектам 1 610 946,9 млн. руб. и электрическим сетям 220 кВ и выше 696 503,2 млн. руб.

Прогнозные объемы инвестиций в строительство электростанций в разрезе ОЭС и по типам электростанций, а также сводные показатели по капитальным вложениям в сооружение электрических сетей напряжением 220 кВ и выше представлены в таблице 10.1.

В таблице 10.2 представлены сводные показатели по прогнозным капитальным вложениям в объекты электросетевого хозяйства по классам напряжения 220 кВ и выше по ОЭС и ЕЭС России за 2016 – 2022 годы.

Таблица 10.1 – Прогнозные объемы инвестиций в развитие ЕЭС России на период 2016 – 2022 годов в прогнозных ценах

ОЭС	Тип станции	Инвестиции, млн. руб.							Итого за 2016-2022 годы
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
ОЭС Северо-Запада		85040,5	118807,5	136201,6	116040,0	64057,2	46370,2	0,0	566517,1
	АЭС	70217,6	79195,3	84679,6	84799,9	64057,2	46370,2	0,0	429320,0
	ГЭС и МГЭС	0,0	883,1	1863,4	3552,0	0,0	0,0	0,0	6298,5
	ТЭС	14822,9	38729,0	49658,6	27688,1	0,0	0,0	0,0	130898,6
ОЭС Центра		115388,4	90001,6	94430,3	57354,4	48847,6	27858,1	0,0	433880,4
	АЭС	65170,8	73137,9	87963,5	57354,4	48847,6	26446,7	0,0	358920,9
	ГАЭС	13124,1	8676,5	5267,9	0,0	0,0	0,0	0,0	27068,5
	ТЭС	32347,3	8187,2	1199,0	0,0	0,0	0,0	0,0	41733,5
	НИЭ	4746,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1411,4	0,0	6157,6
ОЭС Средней Волги		31987,2	28767,4	9169,7	0,0	0,0	0,0	0,0	69924,3
	ТЭС	23003,7	20938,8	5829,0	0,0	0,0	0,0	0,0	49771,5
	НИЭ	8983,5	7828,6	3340,7	0,0	0,0	0,0	0,0	20152,8
ОЭС Юга		99729,4	82934,0	29059,4	4307,0	0,0	0,0	0,0	216029,8
	АЭС	30384,9	22622,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	53007,1
	ГЭС и МГЭС	8370,1	7874,9	8795,0	0,0	0,0	0,0	0,0	25039,9
	ГАЭС	4761,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4761,6
	ТЭС	32200,3	36815,1	11969,6	0,0	0,0	0,0	0,0	80985,1
	НИЭ	24012,5	15621,9	8294,8	4307,0	0,0	0,0	0,0	52236,1
ОЭС Урала		96750,1	29716,5	23656,6	15267,0	0,0	0,0	6210,7	171600,8
	ТЭС	87037,5	19387,5	1520,6	0,0	0,0	0,0	6210,7	114156,3
	НИЭ	9712,6	10329,0	22136,0	15267,0	0,0	0,0	0,0	57444,5
ОЭС Сибири		4247,8	16786,9	22837,3	4602,5	0,0	0,0	0,0	48474,5
	ТЭС	1181,8	6118,3	9682,2	0,0	0,0	0,0	0,0	16982,4
	НИЭ	3066,0	10668,6	13155,0	4602,5	0,0	0,0	0,0	31492,2
ОЭС Востока		18752,0	13340,3	18218,7	37919,7	16289,4	0,0	0,0	104520,0
	ГЭС и МГЭС	5960,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5960,5
	ТЭС	12791,5	13340,3	18218,7	37919,7	16289,4	0,0	0,0	98559,5
ИТОГО по РФ		451895,4	380354,2	333573,7	235490,5	129194,2	74228,3	6210,7	1610946,9
	АЭС	165773,4	174955,4	172643,1	142154,3	112904,8	72816,9	0,0	841247,9
	ГЭС и МГЭС	14330,6	8758,0	10658,3	3552,0	0,0	0,0	0,0	37298,9
	ГАЭС	17885,7	8676,5	5267,9	0,0	0,0	0,0	0,0	31830,0

ОЭС	Тип станции	Инвестиции, млн. руб.							Итого за 2016-2022 годы
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
	ТЭС	203385,0	143516,2	98077,8	65607,8	16289,4	0,0	6210,7	533086,8
	НИЭ	50520,7	44448,0	46926,5	24176,4	0,0	1411,4	0,0	167483,2
Эл. сети 220 кВ и выше		164662,4	166094,5	128149,3	92575,6	60840,2	54687,7	29493,5	696503,2
Всего по РФ с учетом сетей 220 кВ и выше		616557,8	546448,7	461723,0	328066,1	190034,4	128916,0	35704,2	2307450,1

Таблица 10.2 – Сводные показатели по прогнозным капитальным вложениям в объекты электросетевого хозяйства по классам напряжения 220 кВ и выше по ОЭС и ЕЭС России за 2016–2022 годы в прогнозных ценах, млн. руб.

		2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Итого за 2016-2022 гг.
ОЭС Северо-Запада		11098,0	10144,2	21829,1	13107,1	8621,8	5813,5	5873,3	76486,9
	750 кВ	2000,0	2825,4	12471,8	6662,6	0,0	0,0	0,0	23959,8
	330 кВ	8642,9	6681,6	8694,8	4638,3	8621,8	5813,5	4302,8	47395,6
	220 кВ	455,1	637,2	662,5	1806,2	0,0	0,0	1570,5	5131,5
ОЭС Центра		30300,2	36139,5	17306,4	12413,7	14104,4	24009,0	3371,3	137644,6
	750 кВ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	500 кВ	6006,5	11311,0	5317,5	5072,6	1188,6	0,0	0,0	28896,2
	330 кВ	770,4	814,4	250,0	117,3	0,0	0,0	0,0	1952,1
	220 кВ	23523,4	24014,1	11738,9	7223,8	12915,8	24009,0	3371,3	106796,3
ОЭС Юга		21481,6	25200,9	13398,0	7648,0	1465,8	4591,1	5421,8	79207,1
	500 кВ	8353,5	13865,6	9828,5	4789,6	0,0	0,0	0,0	36837,2
	330 кВ	1324,2	2268,5	2378,2	888,9	750,6	2051,5	3539,4	13201,2
	220 кВ	11803,9	9066,7	1191,3	1969,5	715,3	2539,6	1882,4	29168,7
ЭС Республики Крым и г. Севастополь		14203,3	3285,3	637,8	500,0	423,7	0,0	0,0	19050,1
	330 кВ	502,2	2590,5	637,8	500,0	423,7	0,0	0,0	4654,3
	220 кВ	13701,1	694,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14395,9
ОЭС Средней Волги		3970,9	3554,2	4347,1	2461,8	700,0	982,3	801,7	16817,9
	500 кВ	59,0	130,0	92,4	0,0	0,0	396,3	409,6	1087,3
	220 кВ	3911,9	3424,2	4254,6	2461,8	700,0	586,0	392,1	15730,6
ОЭС Урала		39170,7	29131,4	14543,6	1847,1	1855,7	4594,7	1410,2	92553,4
	500 кВ	9854,3	7825,7	4830,3	498,0	200,0	2892,6	1410,2	27511,3
	220 кВ	29316,4	21305,6	9713,2	1349,1	1655,7	1702,1	0,0	65042,1
ОЭС Сибири		27483,0	31230,3	33755,1	34084,5	23660,6	8097,2	4762,9	163073,7
	500 кВ	2911,0	1804,0	7441,8	10943,7	17284,6	0,0	0,0	40385,1
	220 кВ	24572,0	29426,3	26313,3	23140,8	6376,0	8097,2	4762,9	122688,6
ОЭС Востока		16954,7	27408,6	22332,2	20513,4	10008,2	6600,0	7852,2	111669,4
	500 кВ	0,0	0,0	0,0	2930,7	3021,5	3108,1	4978,9	14039,2
	220 кВ	16954,6	27007,9	21768,5	16968,8	6986,8	3491,9	2873,3	96051,7
ИТОГО		164662,4	166094,5	128149,3	92575,6	60840,2	54687,7	29493,5	696503,1
	750 кВ	2000,0	2825,4	12471,8	6662,6	0,0	0,0	0,0	23959,8
	500 кВ	27184,3	34936,4	27510,6	24234,5	21694,7	6397,0	6798,7	148756,2



	330 кВ	11239,6	12355,1	11960,8	6144,5	9796,0	7864,9	7842,2	67203,1
	220 кВ	124238,4	115977,7	76206,1	55534,0	29349,6	40425,8	14852,6	456584,0

Ниже, в таблице 10.3 приведены целевые показатели надежности и качества оказываемых услуг по передаче электрической энергии в отношении организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью на 2016-2020 годы.

Таблица 10.3 – Целевые показатели надежности и качества оказываемых услуг по передаче электрической энергии

	Наименование показателя					
		2016	2017	2018	2019	2020
1	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии ( $P_n$ )	0,03602	0,03548	0,03495	0,03442	0,03391
2	Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения ( $P_{тпр}$ )	1,22049	1,20219	1,18415	1,16639	1,14889

Вывод:

Суммарные капиталовложения в развитие ЕЭС России на период 2016 – 2022 годов прогнозируются в объеме 2 307 450,1 млн. руб., в том числе в части объектов электрических станций – 1 610 946,9 млн. руб., объектов электросетевого хозяйства, номинальный класс напряжения которых составляет 220 кВ и выше – 696 503,2 млн. руб.

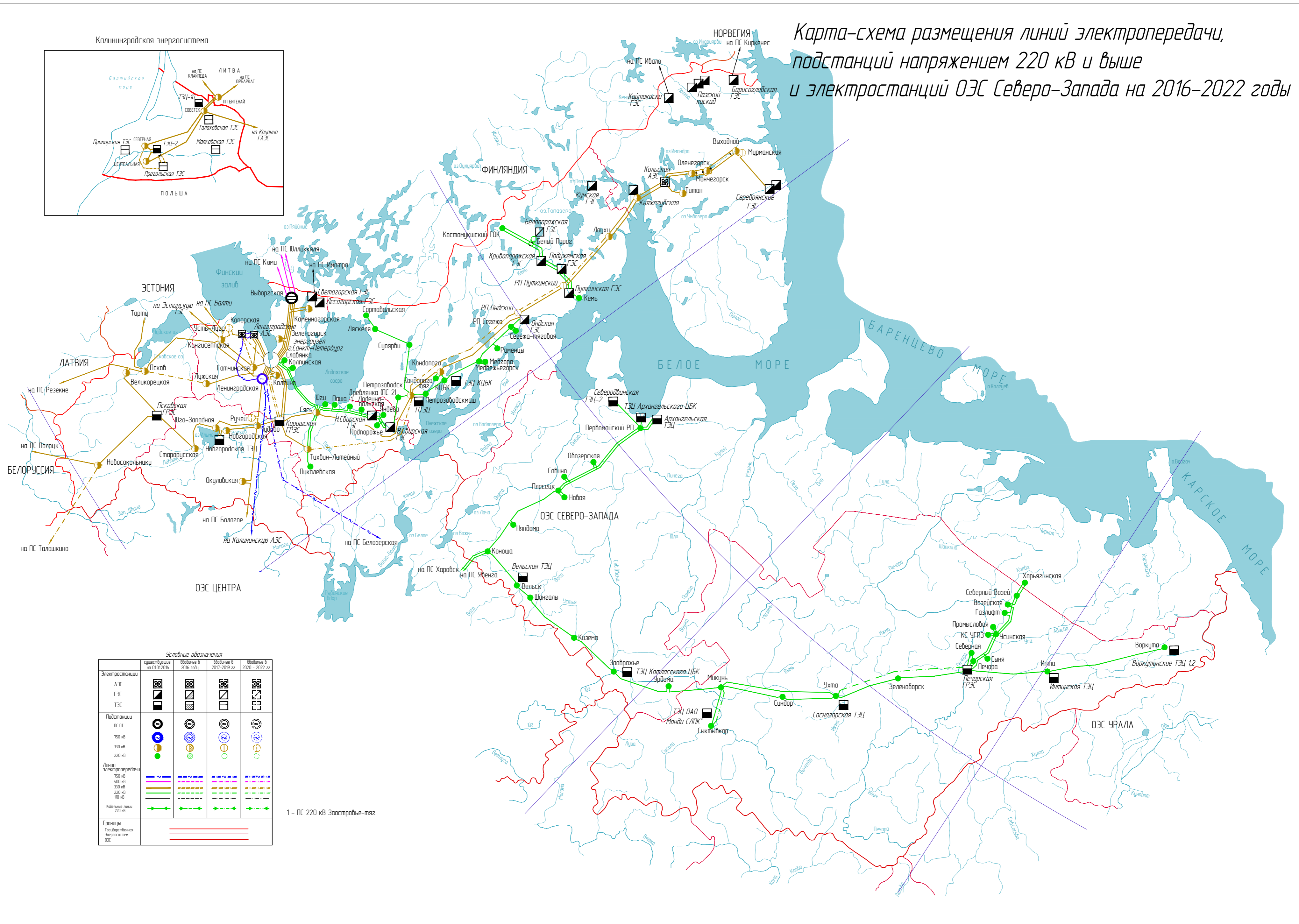
## 11. Схема развития ЕЭС России

Схема развития ЕЭС России состоит из следующих карт-схем:

1. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Северо-Запада на 2016 – 2022 годы;
2. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы города Санкт-Петербурга и Ленинградской области на 2016 – 2022 годы (по городу Санкт-Петербургу);
3. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы города Санкт-Петербурга и Ленинградской области на 2016 – 2022 годы (по Ленинградской области);
4. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Центра на 2016 – 2022 годы;
5. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы города Москвы и Московской области на 2016 – 2022 годы;
6. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Средней Волги на 2016 – 2022 годы;
7. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Юга на 2016 – 2022 годы;
8. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций Республики Крым и г. Севастополь на 2016 – 2022 годы;
9. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Урала на 2016 – 2022 годы;
10. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Тюменской области на 2016 – 2022 годы;
11. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Ямало-Ненецкого автономного округа на 2016 – 2022 годы;
12. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Ханты-Мансийского автономного округа на 2016 – 2022 годы;
13. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Сибири на 2016 – 2022 годы;
14. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций Восточной Сибири на 2016 – 2022 годы;
15. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций

напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Востока на 2016 – 2022 годы.

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Северо-Запада на 2016–2022 годы



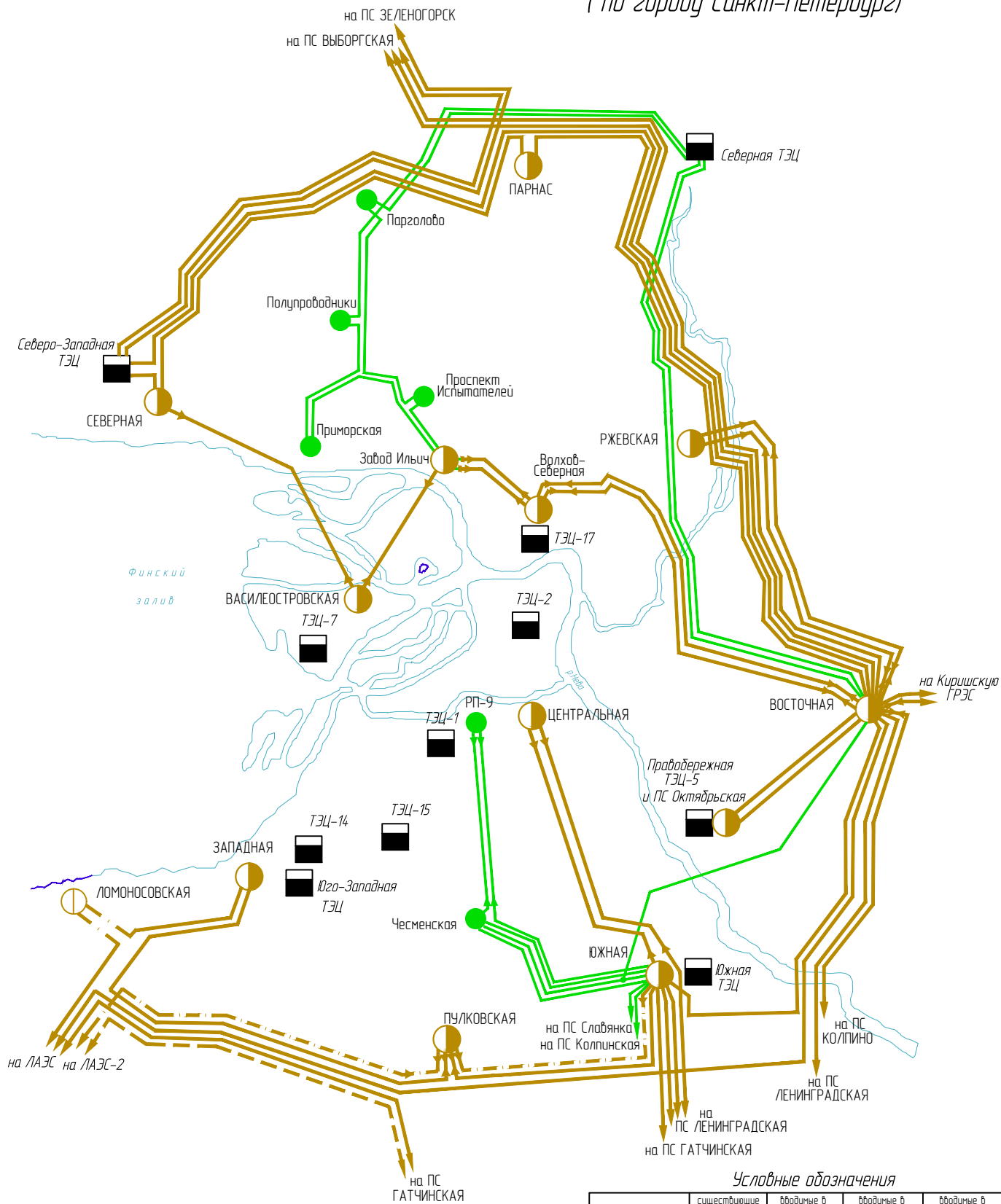
Условные обозначения

	существующие на 01.01.2016	вводные в 2016 году	вводные в 2017–2019 гг.	вводные в 2020–2022 гг.
Электростанции				
АЭС				
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции				
пс пп				
750 кВ				
330 кВ				
220 кВ				
Линии электропередачи				
750 кВ				
400 кВ				
330 кВ				
220 кВ				
110 кВ				
Кабельные линии 220 кВ				
Границы Государственной Энергосистемы ОЭС				

1 - ПС 220 кВ Заостровье-мяг

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области на 2016–2022 годы

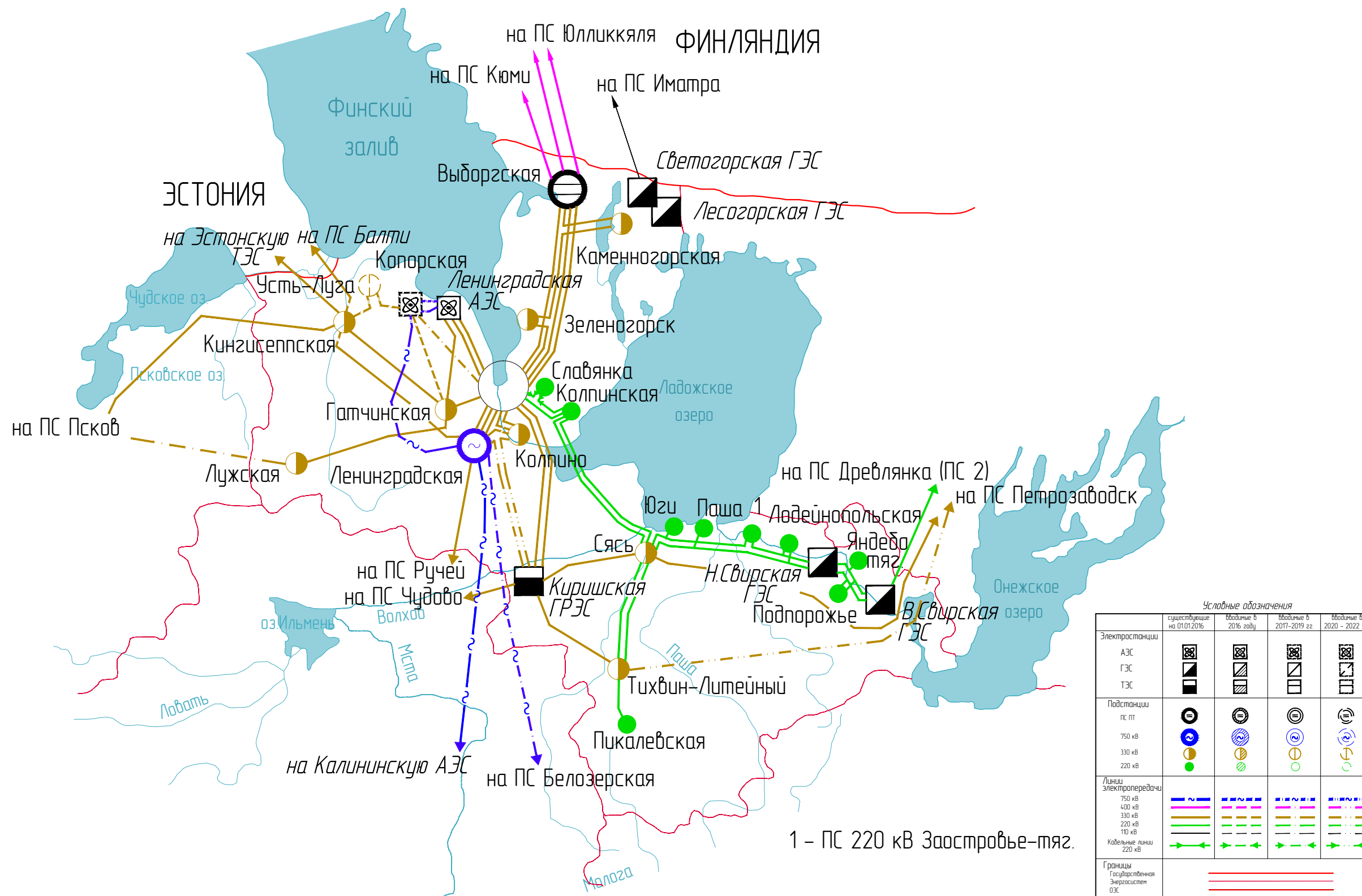
( по городу Санкт-Петербургу )



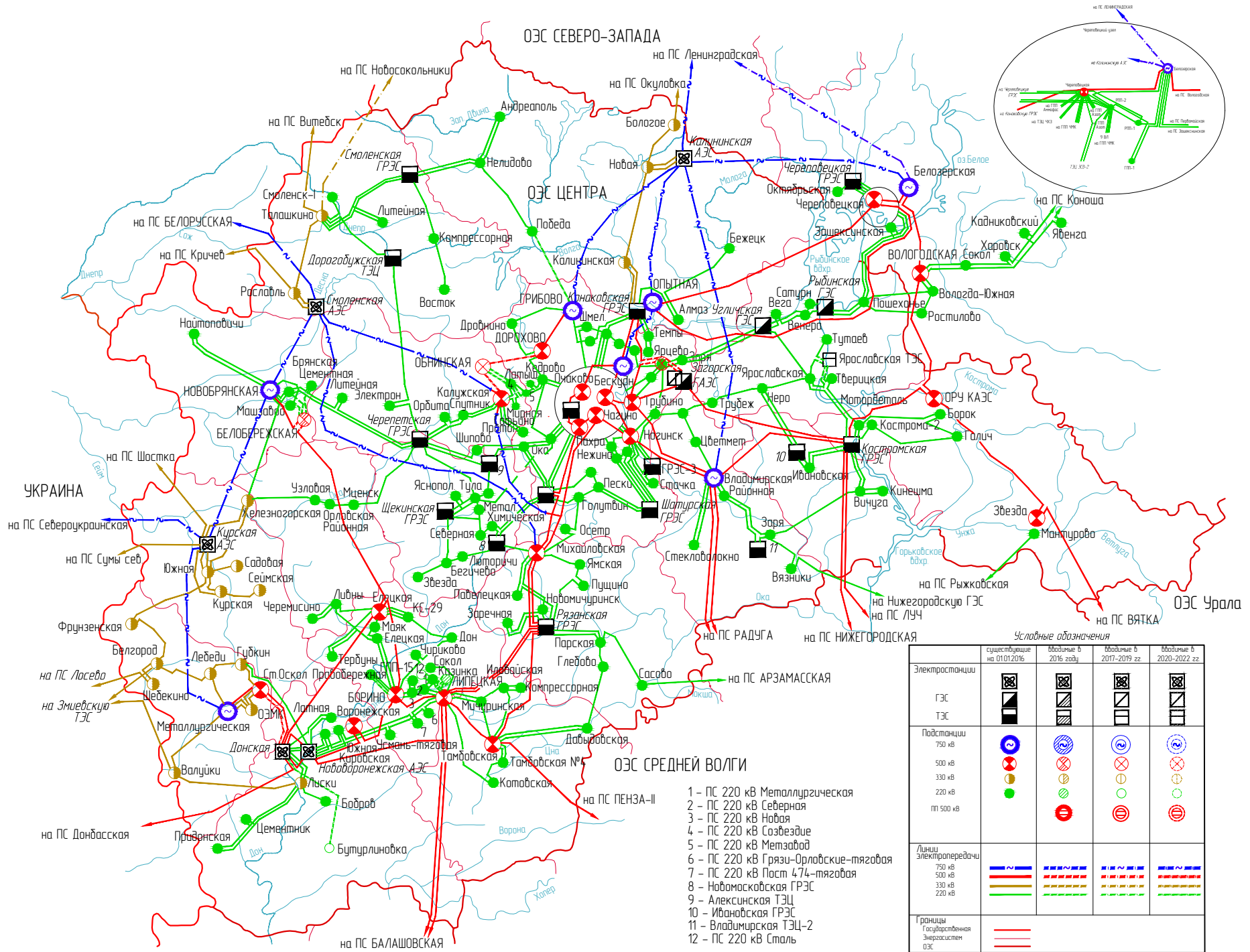
Условные обозначения

	существующие на 01.01.2016	вводимые в 2016 году	вводимые в 2017-2019 гг.	вводимые в 2020 – 2022 гг.
Электростанции ТЭС				
Подстанции 330 кВ				
Подстанции 220 кВ				
Линии электропередачи 330 кВ				
Линии электропередачи 220 кВ				
Кабельные линии 330 кВ				

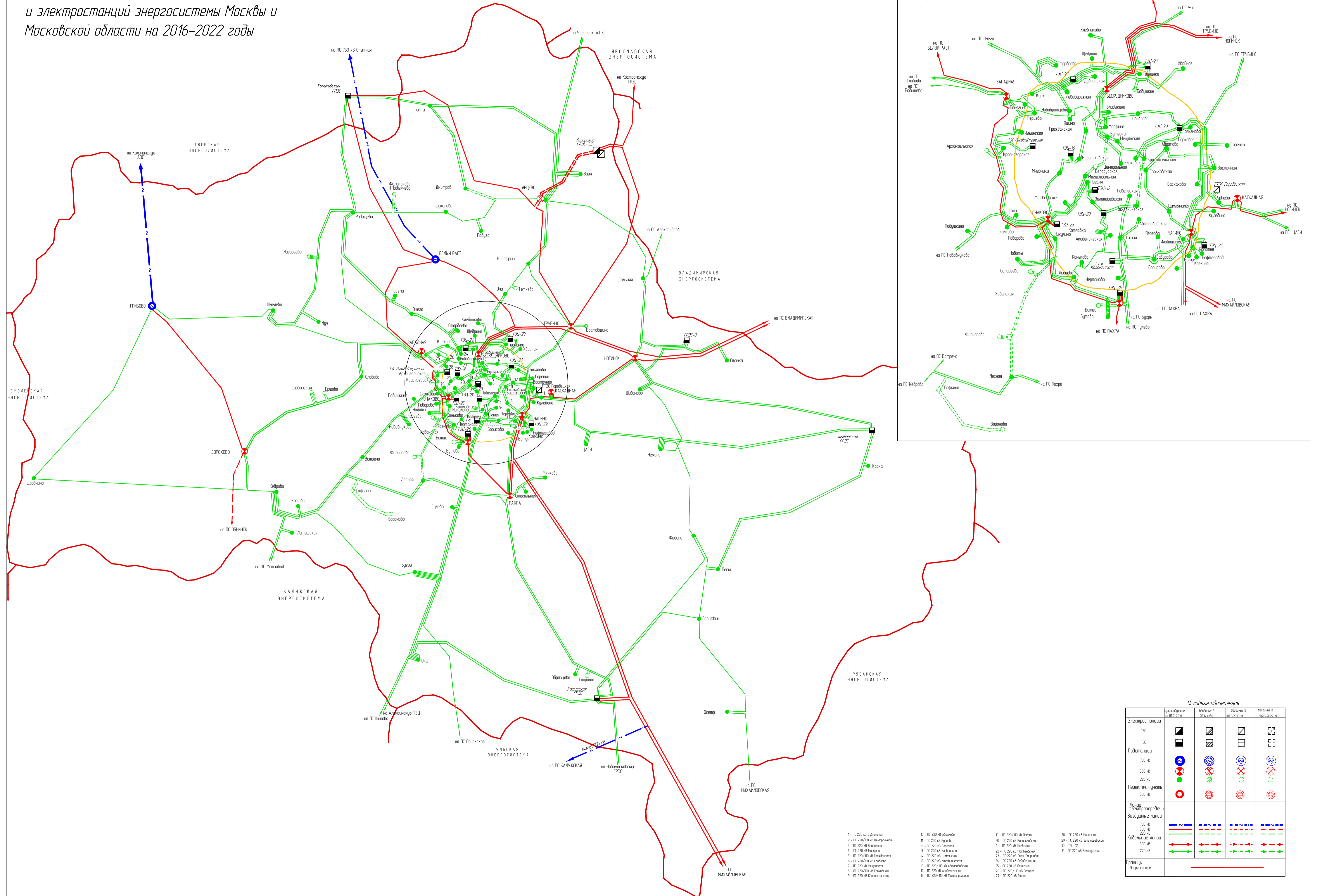
# Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций Ленинградской энергосистемы на 2016–2022 годы



# Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Центра на 2016–2022 годы



Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Москвы и Московской области на 2016–2022 годы

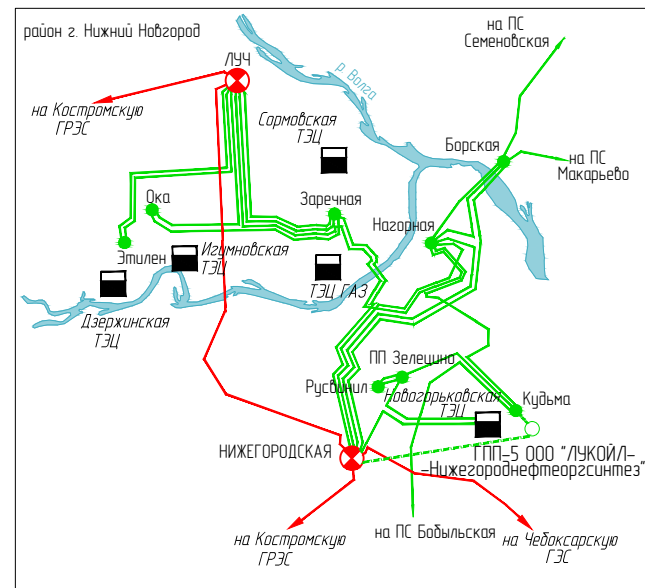
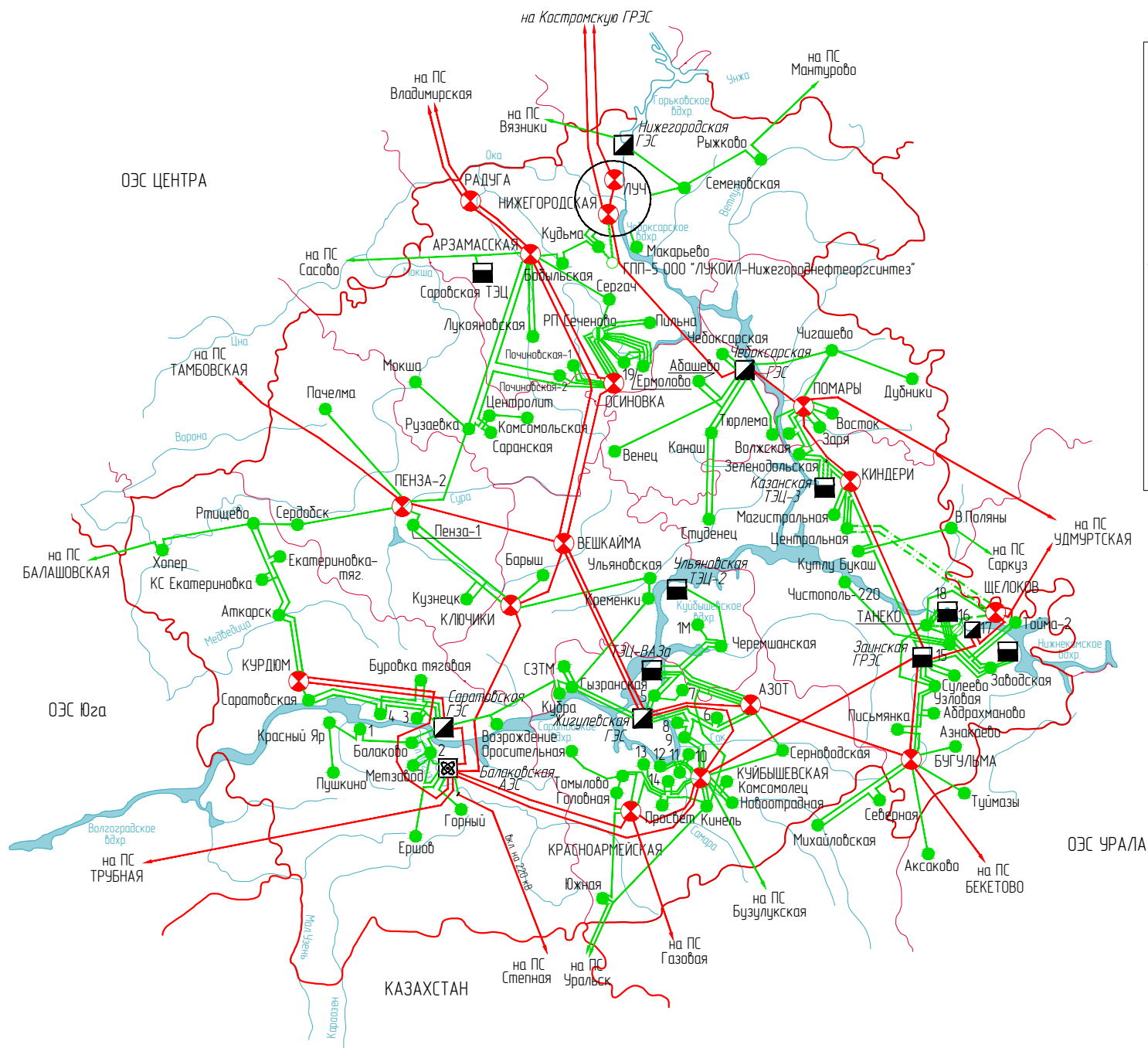


**Условные обозначения**

	Эксплуатация на 01.01.2016	Модуль 1 2016-2019 гг.	Модуль 2 2019-2022 гг.	Модуль 3 2022-2027 гг.
<b>Электростанции</b>	ГЭС	ТЭС	АЭС	СЭС
<b>Подстанции</b>	750 кВ	500 кВ	220 кВ	110 кВ
<b>Переключ. пункты</b>	500 кВ			
<b>Линии</b>	Электросиловый	Воздушные линии	Кабельные линии	
<b>Границы</b>	Энергосистем			



Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Средней Волги на 2016–2022 годы

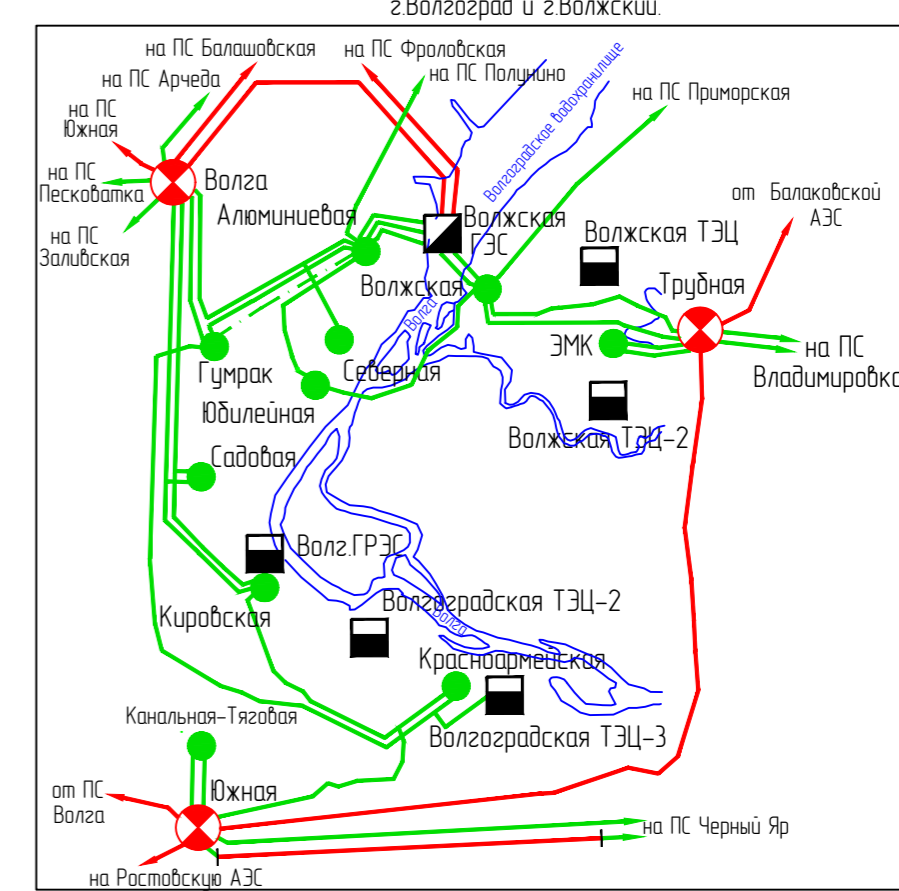
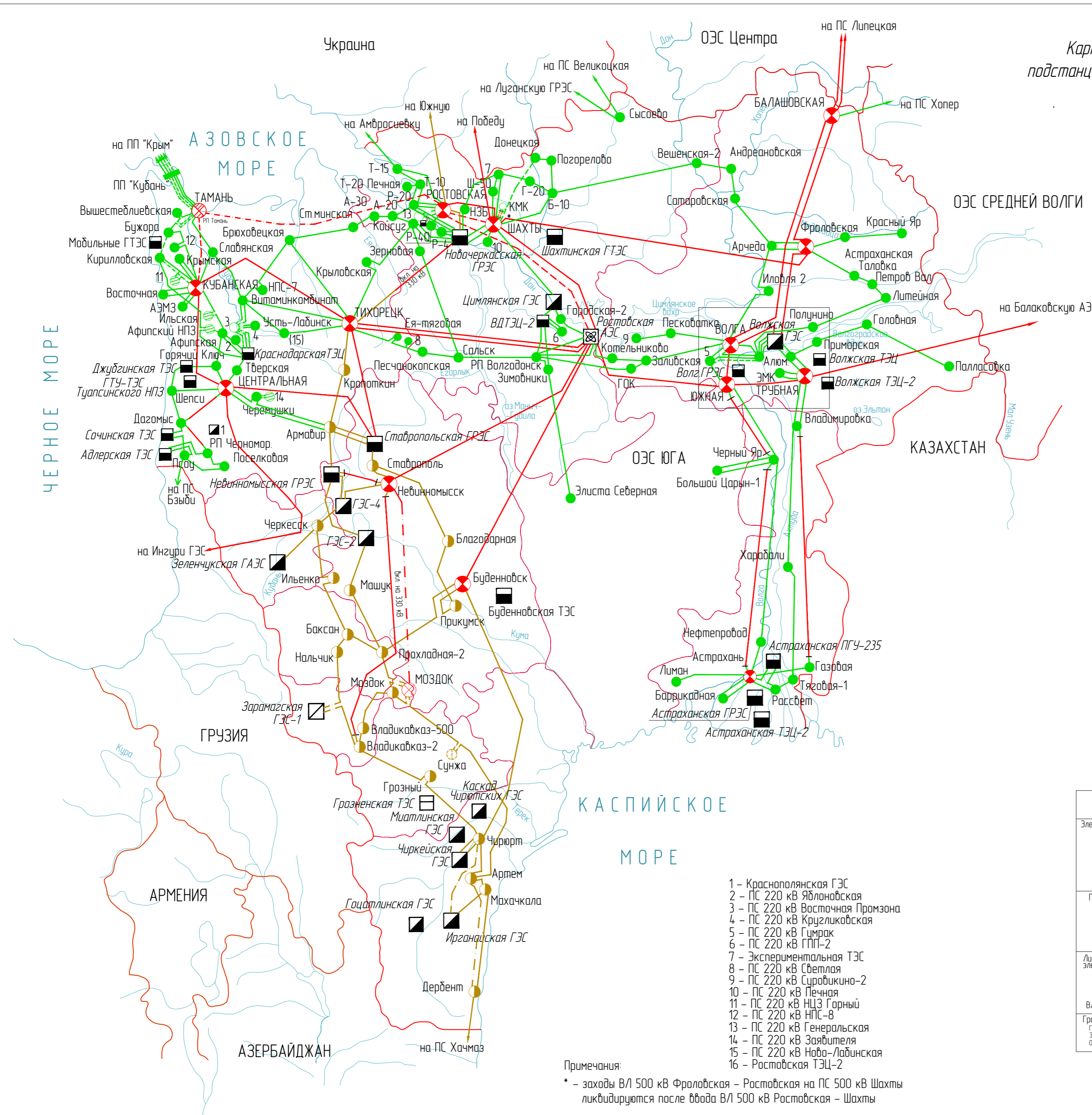


- 1 – ПС 220 кВ Подлесное
- 2 – ПС 220 кВ Центральная
- 3 – ПС 220 кВ Вальск
- 4 – ПС 220 кВ Терешка
- 5 – ПС 220 кВ Левобережная
- 6 – ПС 220 кВ КС-22
- 7 – ПС 220 кВ Васильевская
- 8 – ПС 220 кВ Солнечная
- 9 – ПС 220 кВ Кировская
- 10 – ПС 220 кВ Юбилейная
- 11 – ПС 220 кВ Яблочная
- 12 – ПС 220 кВ Зубчанникова
- 13 – ПС 220 кВ Набокуйшевская
- 14 – ПС 220 кВ Орловская
- 15 – ПС 220 кВ Нижнекамская
- 16 – ПС 220 кВ Безишево
- 17 – ПС 220 кВ Васильевская
- 18 – Нижнекамская ТЭС
- 19 – ПС 220 кВ Филаптово

Условные обозначения

	существующие на 01.01.2016	вводимые в 2016 году	вводимые в 2017-2019 гг.	вводимые в 2020 - 2022 гг.
Электростанции				
АЭС				
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции				
500 кВ				
220 кВ				
Переключательный пункт				
Линии электропередачи				
500 кВ				
220 кВ				
Кабельные линии 220 кВ				
Границы Государственной Энергосистем ОЭС				

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Юга на 2016–2022 годы



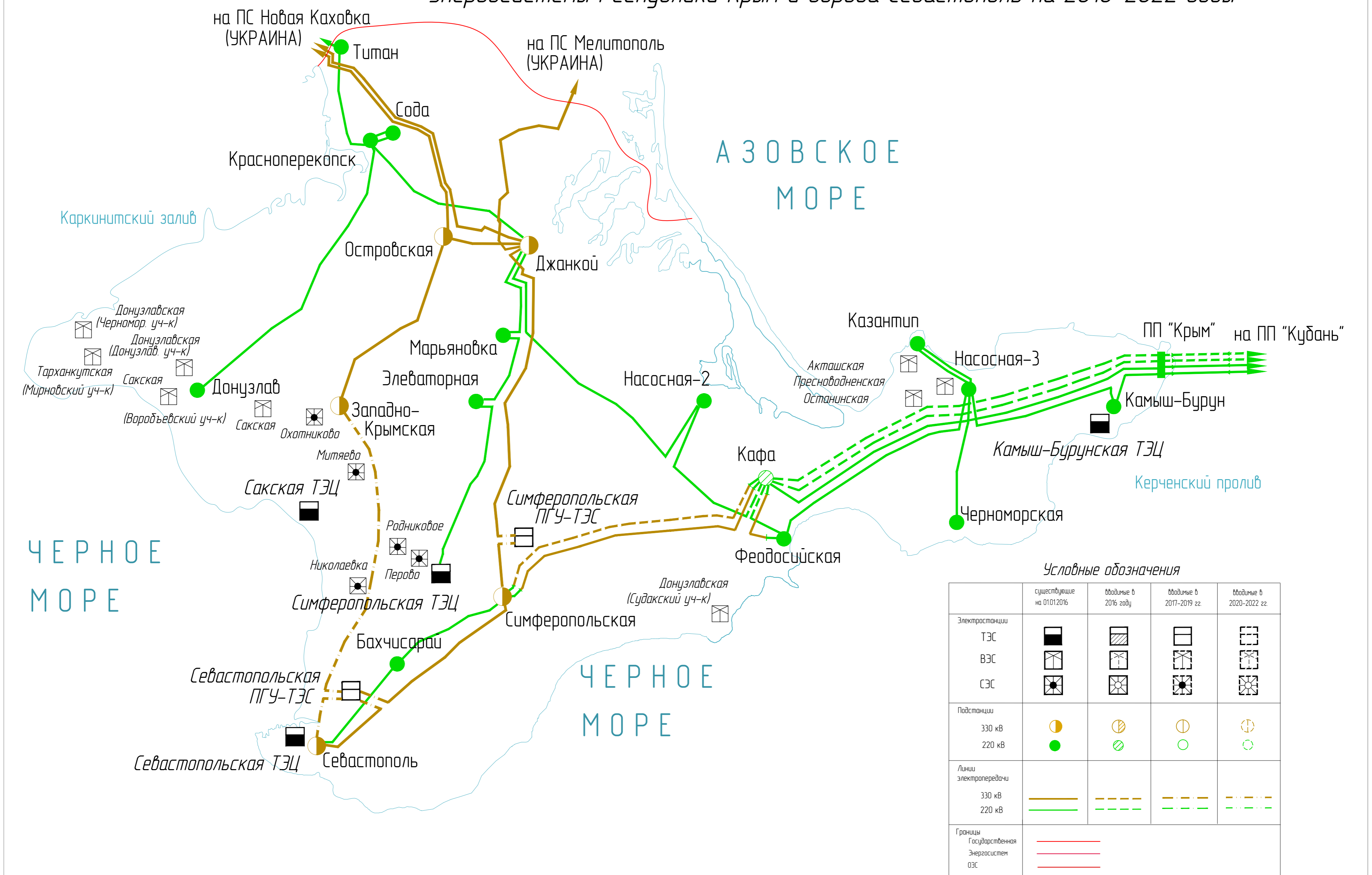
- 1 – Краснополянская ГЭС
- 2 – ПС 220 кВ Яблоновская
- 3 – ПС 220 кВ Восточная Промзона
- 4 – ПС 220 кВ Кругликовская
- 5 – ПС 220 кВ Гумрак
- 6 – ПС 220 кВ ГПП-2
- 7 – Экспериментальная ТЭС
- 8 – ПС 220 кВ Светлая
- 9 – ПС 220 кВ Суравикино-2
- 10 – ПС 220 кВ Печная
- 11 – ПС 220 кВ НЦЗ Горный
- 12 – ПС 220 кВ НПС-8
- 13 – ПС 220 кВ Генеральская
- 14 – ПС 220 кВ Заявителя
- 15 – ПС 220 кВ Ново-Лабинская
- 16 – Ростовская ТЭС-2

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

Условные обозначения

	существующие на 01.01.2016	вводимые в 2016 году	вводимые в 2017–2019 гг.	вводимые в 2020–2022 гг.
<b>Электростанции</b>				
ГЭС				
ТЭС				
АЭС				
<b>Подстанции</b>				
500 кВ				
330 кВ				
220 кВ				
<b>Линии электропередачи</b>				
500 кВ				
330 кВ				
220 кВ				
<b>ВЛ пост. тока</b>				
<b>Границы Государственной энергосистемы ОЭС</b>				

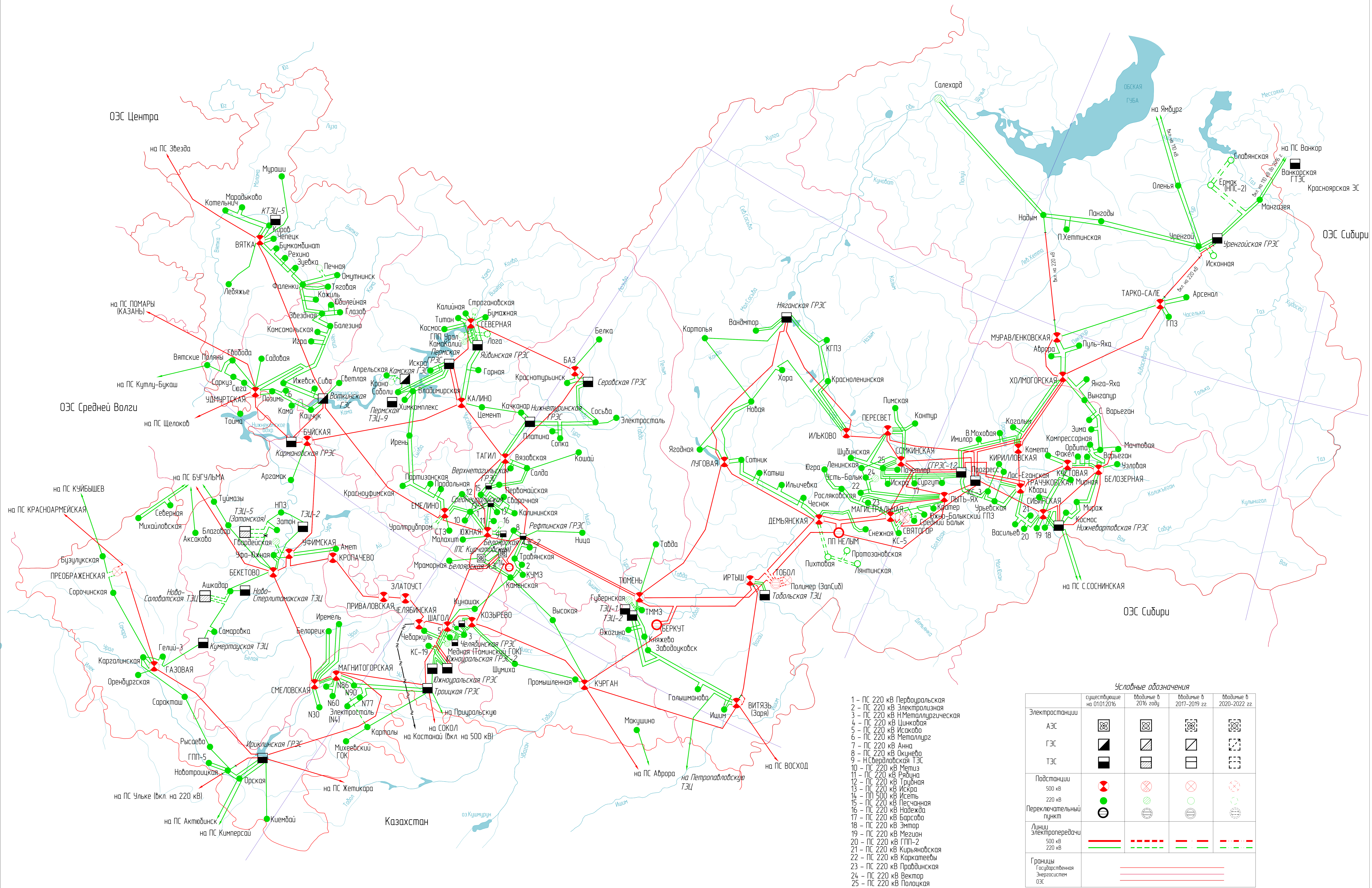
# Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Республики Крым и города Севастополь на 2016–2022 годы



Условные обозначения

	существующие на 01.01.2016	вводимые в 2016 году	вводимые в 2017-2019 гг.	вводимые в 2020-2022 гг.
Электростанции				
ТЭС				
ВЭС				
СЭС				
Подстанции				
330 кВ				
220 кВ				
Линии электропередачи				
330 кВ				
220 кВ				
Границы Государственной Энергосистемы ОЭС				

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Урала на 2016–2022 годы

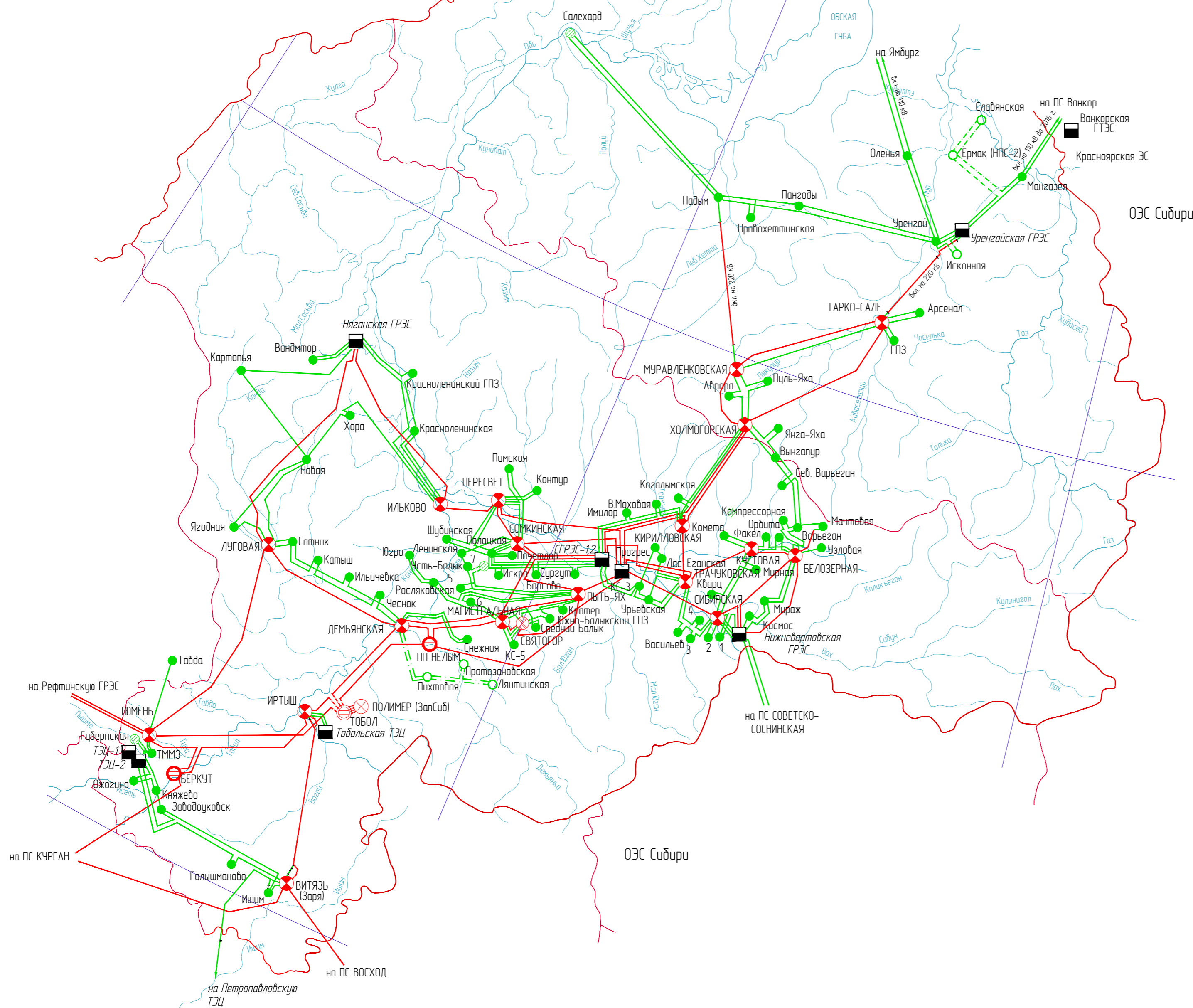


- 1 – ПС 220 кВ Первоуральская
- 2 – ПС 220 кВ Электролизная
- 3 – ПС 220 кВ НМеталлургическая
- 4 – ПС 220 кВ Цинковая
- 5 – ПС 220 кВ Исаково
- 6 – ПС 220 кВ Металлург
- 7 – ПС 220 кВ Анна
- 8 – ПС 220 кВ Окунево
- 9 – НСвердловская ТЭС
- 10 – ПС 220 кВ Метиз
- 11 – ПС 220 кВ Рязань
- 12 – ПС 220 кВ Грудная
- 13 – ПС 220 кВ Искра
- 14 – ПП 500 кВ Исель
- 15 – ПС 220 кВ Песчаная
- 16 – ПС 220 кВ Надежда
- 17 – ПС 220 кВ Барсобо
- 18 – ПС 220 кВ Эмтор
- 19 – ПС 220 кВ Меэлон
- 20 – ПС 220 кВ ГПП-2
- 21 – ПС 220 кВ Кирьяновская
- 22 – ПС 220 кВ Каркатеевы
- 23 – ПС 220 кВ Пrawdинская
- 24 – ПС 220 кВ Вектор
- 25 – ПС 220 кВ Полоцкая

**Условные обозначения**

	существующие на 01.01.2016	объемные в 2016 году	объемные в 2017–2019 гг.	объемные в 2020–2022 гг.
Электростанции				
АЭС				
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции				
500 кВ				
220 кВ				
Переключательный пункт				
Линии электропередачи				
500 кВ				
220 кВ				
Границы Государственной Энергосистемы ОЭС				

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Тюменской области на 2016–2022 годы

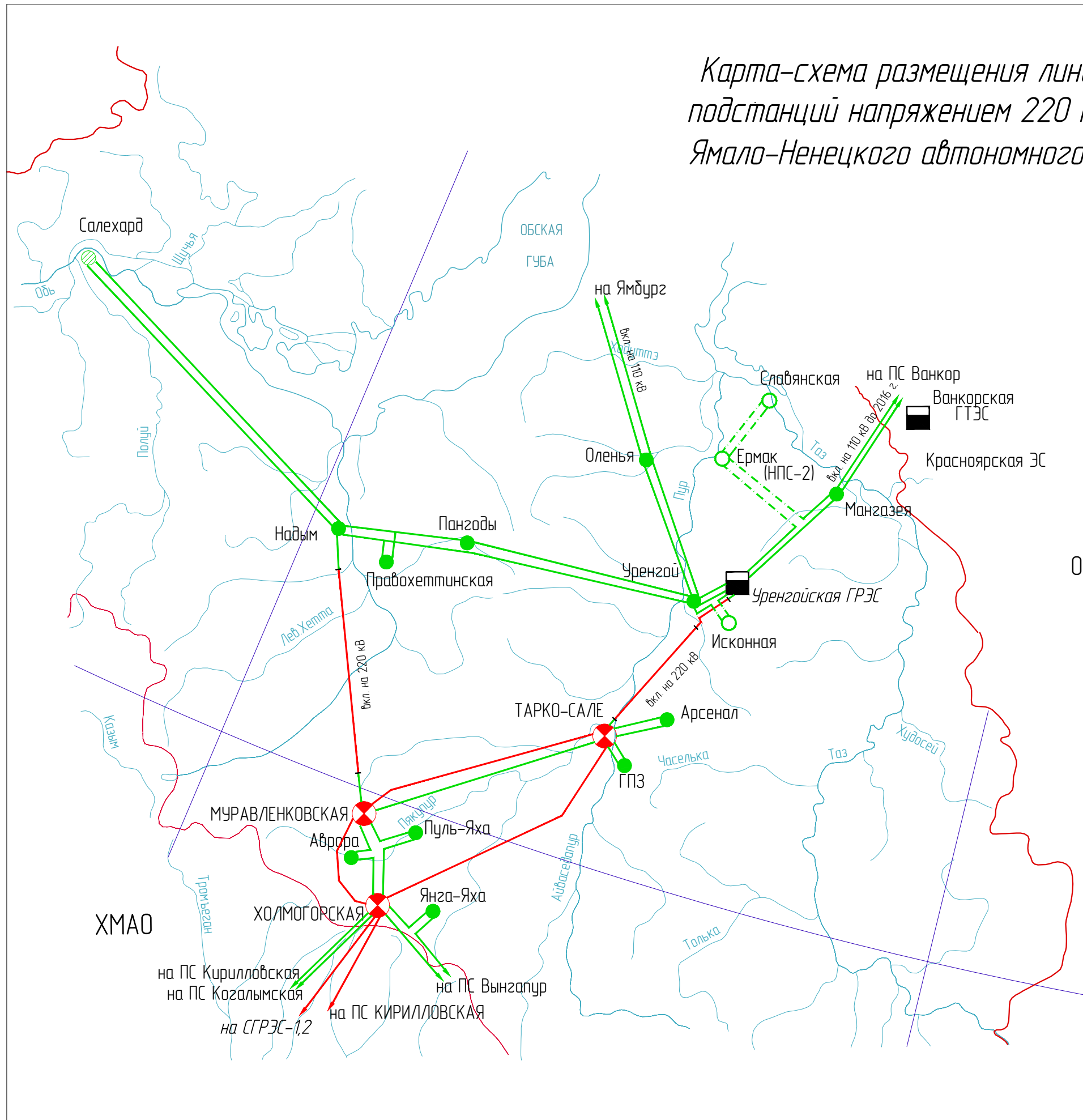


Условные обозначения

	существующие на 01.01.2016 г.	вводимые в 2016 г.	вводимые в 2017–2019 гг.	вводимые в 2020–2022 гг.
Электростанции				
АЭС				
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции 500 кВ				
220 кВ				
Переключательный пункт				
Линии электропередачи 500 кВ				
220 кВ				
Границы Государственной Энергосистемы ОЭС				

- 1 – ПС 220 кВ Эмтор
- 2 – ПС 220 кВ Мегион
- 3 – ПС 220 кВ ГПП-2
- 4 – ПС 220 кВ Курьяновская
- 5 – ПС 220 кВ Каркатеевы
- 6 – ПС 220 кВ Правдинская
- 7 – ПС 220 кВ Вектор

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций Ямало-Ненецкого автономного округа на 2016-2022 годы

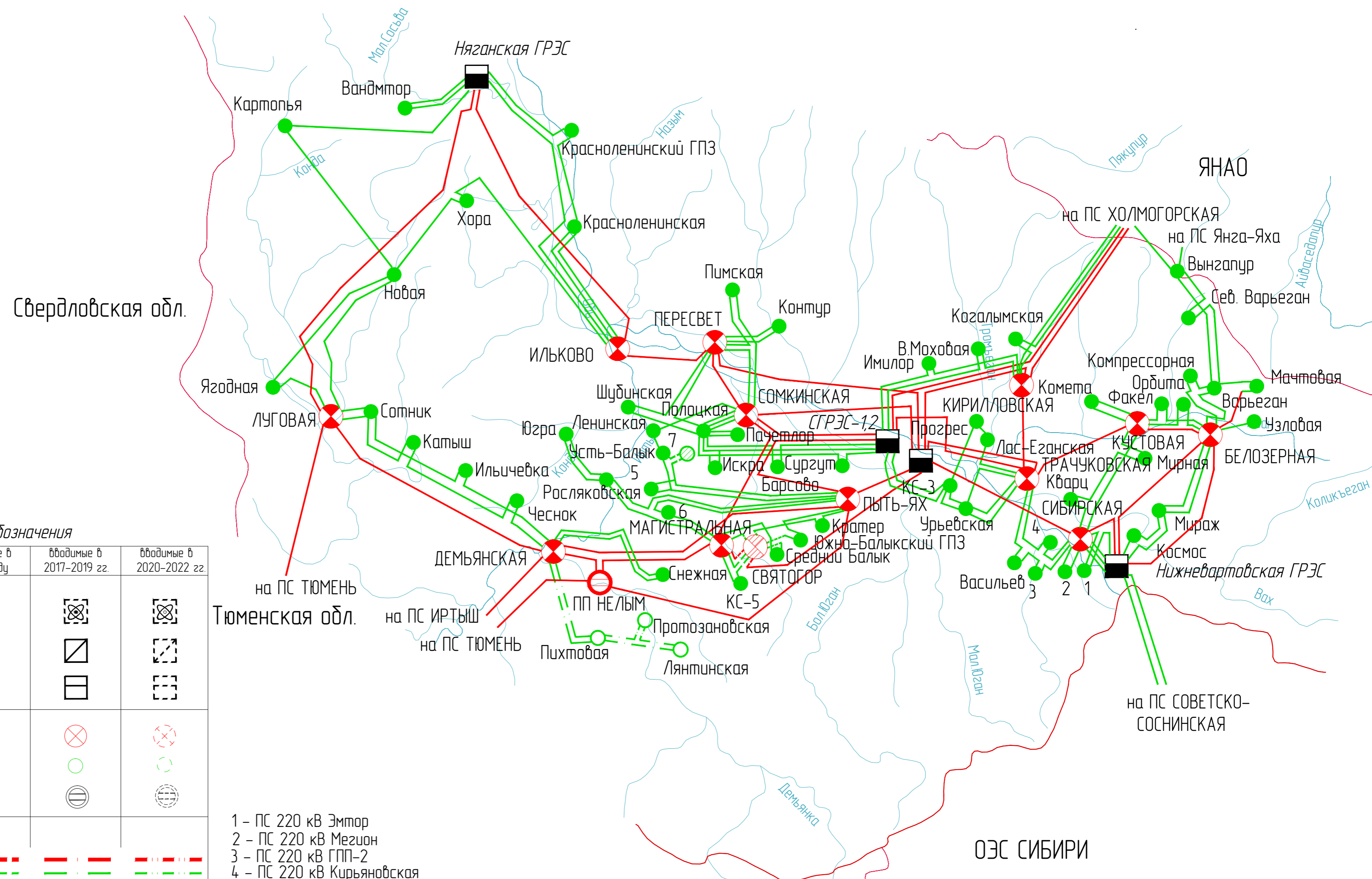


ОЭС СИБИРИ

Условные обозначения

	существующие на 01.01.2016 г.	вводимые в 2016 г.	вводимые в 2017-2019 гг.	вводимые в 2020 - 2022 гг.
Электростанции				
АЭС				
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции				
500 кВ				
220 кВ				
Переключательный пункт				
Линии электропередачи				
500 кВ				
220 кВ				
Границы Государственной Энергосистем ОЭС				

# Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Ханты-Мансийского автономного округа на 2016-2022 годы



### Условные обозначения

	существующие на 01.01.2016	вводимые в 2016 году	вводимые в 2017-2019 гг.	вводимые в 2020-2022 гг.
Электростанции				
АЭС				
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции				
500 кВ				
220 кВ				
Переключательный пункт				
Линии электропередачи				
500 кВ				
220 кВ				
Границы				
Государственная Энергосистем ОЭС				

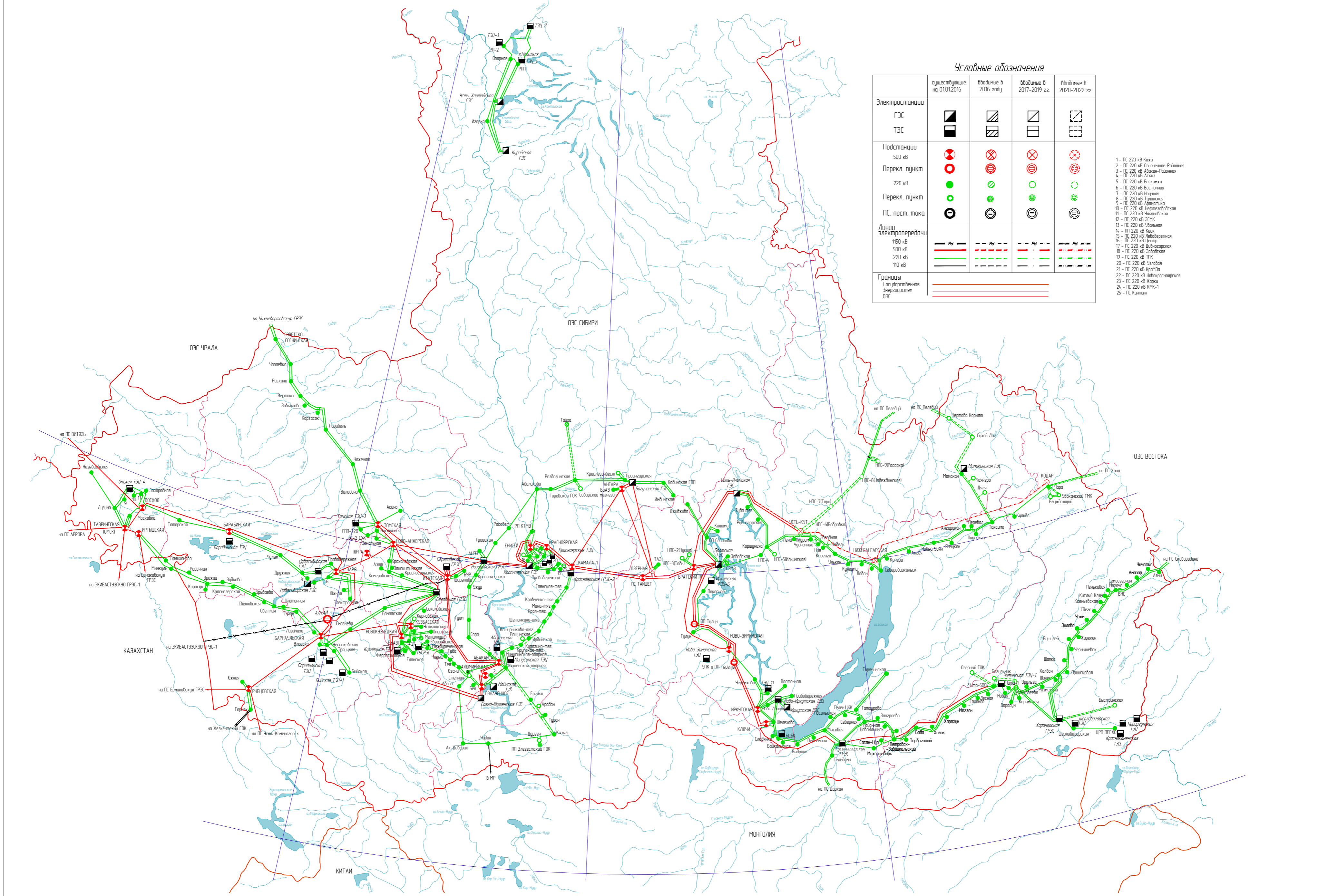
- 1 - ПС 220 кВ Эмтор
- 2 - ПС 220 кВ Мегион
- 3 - ПС 220 кВ ГПП-2
- 4 - ПС 220 кВ Курьяновская
- 5 - ПС 220 кВ Каркатеевы
- 6 - ПС 220 кВ Правдинская
- 7 - ПС 220 кВ Вектор

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Сибири на 2016–2022 годы

**Условные обозначения**

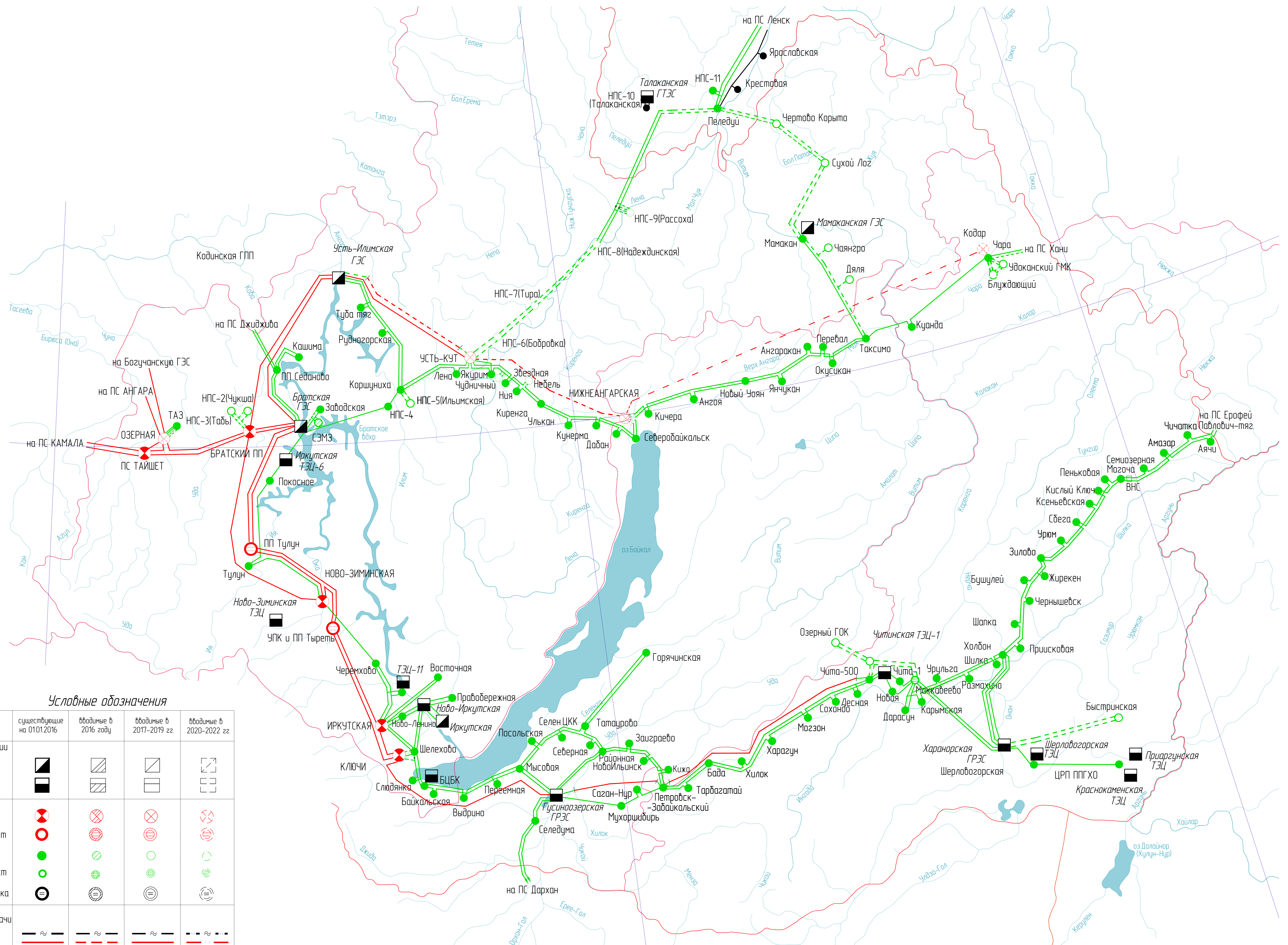
	существующие на 01.01.2016	вводимые в 2016 году	вводимые в 2017–2019 гг.	вводимые в 2020–2022 гг.
<b>Электростанции</b>				
ГЭС				
ТЭС				
<b>Подстанции</b>				
500 кВ				
Переключ. пункт 220 кВ				
П.С. пост. тока				
<b>Линии электропередачи</b>				
150 кВ				
500 кВ				
220 кВ				
110 кВ				
<b>Границы</b>				
государственной Энергосистем ОЭС				

- 1 – ПС 220 кВ Киха
- 2 – ПС 220 кВ Паченгине-Рапаная
- 3 – ПС 220 кВ Абакан-Рапаная
- 4 – ПС 220 кВ Аскиз
- 5 – ПС 220 кВ Бисюкка
- 6 – ПС 220 кВ Восточная
- 7 – ПС 220 кВ Научка
- 8 – ПС 220 кВ Тульская
- 9 – ПС 220 кВ Арбатская
- 10 – ПС 220 кВ Нерленовская
- 11 – ПС 220 кВ Ульинская
- 12 – ПС 220 кВ ЗСЖ
- 13 – ПС 220 кВ Ульинская
- 14 – ПС 220 кВ Киск
- 15 – ПС 220 кВ Любдеревная
- 16 – ПС 220 кВ Шенер
- 17 – ПС 220 кВ Выльдеревная
- 18 – ПС 220 кВ Заводская
- 19 – ПС 220 кВ ТПК
- 20 – ПС 220 кВ Ульдер
- 21 – ПС 220 кВ КрайПо
- 22 – ПС 220 кВ Новосибирская
- 23 – ПС 220 кВ Жарк
- 24 – ПС 220 кВ АКМ-1
- 25 – ПС Кышоп





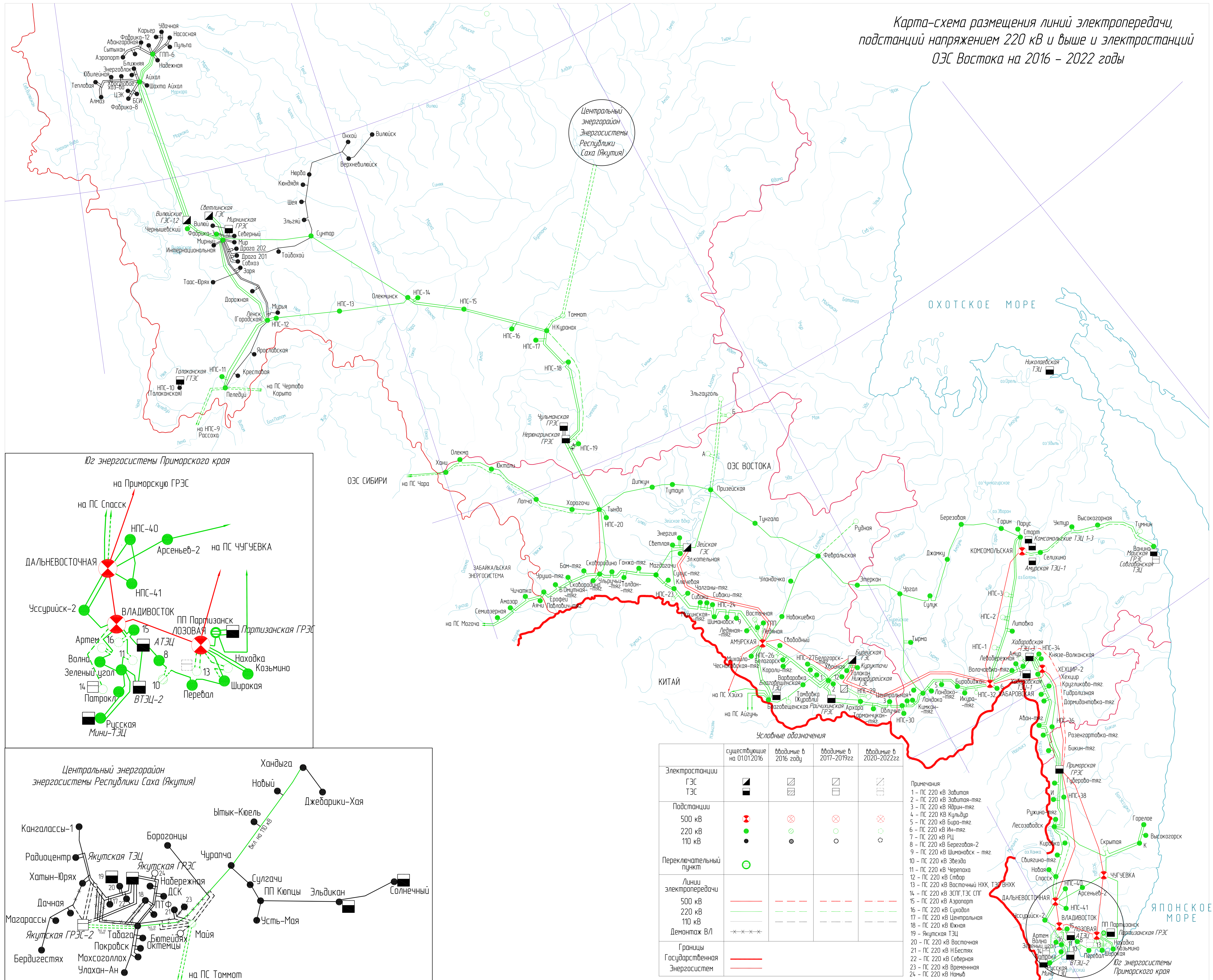
Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций Восточной Сибири на 2016–2022 годы



Условные обозначения

	существующие на 01.01.2016	вводимые в 2016 году	вводимые в 2017–2019 гг.	вводимые в 2020–2022 гг.
Электростанции				
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции				
500 кВ				
Переключ. пункт 220 кВ				
Переключ. пункт 110 кВ				
ПС пост. тока				
Линии электропередачи				
1150 кВ				
500 кВ				
220 кВ				
110 кВ				
Границы Государственной Энергосистемы ОЭС				

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Востока на 2016 – 2022 годы



## Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС ЕЭС России на период 2016 – 2022 годов

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

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2016 - 2022 годы, %
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
<b>ОЭС Северо-Запада</b>	<b>90,297</b>	<b>90,717</b>	<b>90,998</b>	<b>91,482</b>	<b>92,002</b>	<b>92,607</b>	<b>92,911</b>	<b>93,231</b>	
годовой темп прироста, %	-0,52	0,47	0,31	0,53	0,57	0,66	0,33	0,34	0,46
<b>Энергосистема Архангельской области</b>	<b>7,280</b>	<b>7,293</b>	<b>7,272</b>	<b>7,282</b>	<b>7,297</b>	<b>7,329</b>	<b>7,328</b>	<b>7,347</b>	
годовой темп прироста, %	-1,49	0,18	-0,29	0,14	0,21	0,44	-0,01	0,26	0,12
<b>Энергосистема Калининградской области</b>	<b>4,373</b>	<b>4,403</b>	<b>4,417</b>	<b>4,432</b>	<b>4,446</b>	<b>4,471</b>	<b>4,475</b>	<b>4,490</b>	
годовой темп прироста, %	-0,95	0,69	0,32	0,34	0,32	0,56	0,09	0,34	0,37
<b>Энергосистема Республики Карелия</b>	<b>7,717</b>	<b>7,737</b>	<b>7,732</b>	<b>7,669</b>	<b>7,695</b>	<b>7,739</b>	<b>7,745</b>	<b>7,760</b>	
годовой темп прироста, %	0,35	0,26	-0,06	-0,81	0,34	0,57	0,08	0,19	0,08
<b>Энергосистема Мурманской области</b>	<b>12,234</b>	<b>12,288</b>	<b>12,283</b>	<b>12,295</b>	<b>12,311</b>	<b>12,360</b>	<b>12,364</b>	<b>12,369</b>	
годовой темп прироста, %	0,07	0,44	-0,04	0,10	0,13	0,40	0,03	0,04	0,16
<b>Энергосистема Республики Коми</b>	<b>8,844</b>	<b>8,839</b>	<b>8,829</b>	<b>8,842</b>	<b>8,855</b>	<b>8,890</b>	<b>8,881</b>	<b>8,894</b>	
годовой темп прироста, %	-1,22	-0,06	-0,11	0,15	0,15	0,40	-0,10	0,15	0,08
<b>Энергосистема города Санкт-Петербург и Ленинградской области</b>	<b>43,522</b>	<b>43,813</b>	<b>44,082</b>	<b>44,495</b>	<b>44,877</b>	<b>45,248</b>	<b>45,531</b>	<b>45,769</b>	
годовой темп прироста, %	-0,76	0,67	0,61	0,94	0,86	0,83	0,63	0,52	0,72
<b>Энергосистема Новгородской области</b>	<b>4,187</b>	<b>4,198</b>	<b>4,221</b>	<b>4,284</b>	<b>4,327</b>	<b>4,358</b>	<b>4,372</b>	<b>4,381</b>	
годовой темп прироста, %	2,60	0,26	0,55	1,49	1,00	0,72	0,32	0,21	0,66
<b>Энергосистема Псковской области</b>	<b>2,140</b>	<b>2,146</b>	<b>2,162</b>	<b>2,183</b>	<b>2,194</b>	<b>2,212</b>	<b>2,215</b>	<b>2,221</b>	
годовой темп прироста, %	-1,02	0,28	0,75	0,97	0,50	0,82	0,14	0,27	0,52

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

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2016 - 2022 годы, %
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
<b>ОЭС Центра</b>	<b>231,771</b>	<b>233,587</b>	<b>233,937</b>	<b>236,257</b>	<b>238,274</b>	<b>239,845</b>	<b>240,842</b>	<b>242,296</b>	
годовой темп, %	-0,50	0,78	0,15	0,99	0,85	0,66	0,42	0,60	0,64
<b>Энергосистема Белгородской области</b>	<b>14,890</b>	<b>14,950</b>	<b>15,005</b>	<b>15,090</b>	<b>15,112</b>	<b>15,170</b>	<b>15,200</b>	<b>15,265</b>	
годовой темп, %	-0,11	0,40	0,37	0,57	0,15	0,38	0,20	0,43	0,36
<b>Энергосистема Брянской области</b>	<b>4,478</b>	<b>4,488</b>	<b>4,485</b>	<b>4,490</b>	<b>4,514</b>	<b>4,569</b>	<b>4,600</b>	<b>4,632</b>	
годовой темп, %	-0,69	0,22	-0,07	0,11	0,53	1,22	0,68	0,70	0,49
<b>Энергосистема Владимирской области</b>	<b>6,882</b>	<b>6,913</b>	<b>6,922</b>	<b>6,941</b>	<b>6,955</b>	<b>6,980</b>	<b>6,974</b>	<b>6,986</b>	
годовой темп, %	-0,32	0,45	0,13	0,27	0,20	0,36	-0,09	0,17	0,21
<b>Энергосистема Вологодской области</b>	<b>13,611</b>	<b>13,657</b>	<b>13,644</b>	<b>13,651</b>	<b>13,541</b>	<b>13,661</b>	<b>13,729</b>	<b>13,832</b>	
годовой темп, %	0,58	0,34	-0,10	0,05	-0,81	0,89	0,50	0,75	0,23
<b>Энергосистема Воронежской области</b>	<b>10,470</b>	<b>11,105</b>	<b>11,000</b>	<b>11,286</b>	<b>11,703</b>	<b>11,753</b>	<b>11,712</b>	<b>11,718</b>	
годовой темп, %	-0,66	6,06	-0,95	2,60	3,69	0,43	-0,35	0,05	1,63
<b>Энергосистема Ивановской области</b>	<b>3,457</b>	<b>3,457</b>	<b>3,457</b>	<b>3,463</b>	<b>3,473</b>	<b>3,481</b>	<b>3,473</b>	<b>3,473</b>	
годовой темп, %	-3,54	0,00	0,00	0,17	0,29	0,23	-0,23	0,00	0,07
<b>Энергосистема Калужской области</b>	<b>6,299</b>	<b>6,348</b>	<b>6,400</b>	<b>6,474</b>	<b>6,565</b>	<b>6,778</b>	<b>7,038</b>	<b>7,161</b>	
годовой темп, %	-0,36	0,78	0,82	1,16	1,41	3,24	3,84	1,75	1,84
<b>Энергосистема Костромской области</b>	<b>3,579</b>	<b>3,591</b>	<b>3,598</b>	<b>3,606</b>	<b>3,606</b>	<b>3,615</b>	<b>3,606</b>	<b>3,606</b>	
годовой темп, %	-1,05	0,34	0,19	0,22	0,00	0,25	-0,25	0,00	0,09
<b>Энергосистема Курской области</b>	<b>8,609</b>	<b>8,625</b>	<b>8,657</b>	<b>8,793</b>	<b>8,876</b>	<b>8,908</b>	<b>8,979</b>	<b>9,324</b>	
годовой темп, %	1,25	0,19	0,37	1,57	0,94	0,36	0,80	3,84	1,16

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2016 - 2022 годы, %
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
<b>Энергосистема Липецкой области</b>	<b>12,255</b>	<b>12,311</b>	<b>12,290</b>	<b>12,316</b>	<b>12,347</b>	<b>12,413</b>	<b>12,404</b>	<b>12,437</b>	
годовой темп, %	1,24	0,46	-0,17	0,21	0,25	0,53	-0,07	0,27	0,21
<b>Энергосистема Орловской области</b>	<b>2,793</b>	<b>2,799</b>	<b>2,796</b>	<b>2,801</b>	<b>2,805</b>	<b>2,823</b>	<b>2,822</b>	<b>2,829</b>	
годовой темп, %	-0,18	0,21	-0,11	0,18	0,14	0,64	-0,04	0,25	0,19
<b>Энергосистема Рязанской области</b>	<b>6,429</b>	<b>6,430</b>	<b>6,440</b>	<b>6,478</b>	<b>6,516</b>	<b>6,573</b>	<b>6,580</b>	<b>6,611</b>	
годовой темп, %	-3,02	0,02	0,16	0,59	0,59	0,87	0,11	0,47	0,40
<b>Энергосистема Смоленской области</b>	<b>6,342</b>	<b>6,312</b>	<b>6,230</b>	<b>6,385</b>	<b>6,276</b>	<b>6,318</b>	<b>6,428</b>	<b>6,437</b>	
годовой темп, %	0,60	-0,47	-1,30	2,49	-1,71	0,67	1,74	0,14	0,20
<b>Энергосистема Тамбовской области</b>	<b>3,413</b>	<b>3,426</b>	<b>3,417</b>	<b>3,417</b>	<b>3,417</b>	<b>3,426</b>	<b>3,417</b>	<b>3,417</b>	
годовой темп, %	-0,50	0,38	-0,26	0,00	0,00	0,26	-0,26	0,00	0,01
<b>Энергосистема Тверской области</b>	<b>8,345</b>	<b>8,207</b>	<b>8,272</b>	<b>8,411</b>	<b>8,316</b>	<b>8,323</b>	<b>8,372</b>	<b>8,302</b>	
годовой темп, %	1,66	-1,65	0,79	1,68	-1,13	0,08	0,59	-0,84	-0,07
<b>Энергосистема Тульской области</b>	<b>9,838</b>	<b>9,791</b>	<b>9,793</b>	<b>9,862</b>	<b>9,917</b>	<b>9,978</b>	<b>10,081</b>	<b>10,196</b>	
годовой темп, %	-0,31	-0,48	0,02	0,70	0,56	0,62	1,03	1,14	0,51
<b>Энергосистема Ярославской области</b>	<b>8,099</b>	<b>8,140</b>	<b>8,210</b>	<b>8,224</b>	<b>8,237</b>	<b>8,271</b>	<b>8,264</b>	<b>8,277</b>	
годовой темп, %	1,59	0,51	0,86	0,17	0,16	0,41	-0,08	0,16	0,31
<b>Энергосистема города Москвы и Московской области</b>	<b>101,982</b>	<b>103,037</b>	<b>103,321</b>	<b>104,569</b>	<b>106,098</b>	<b>106,805</b>	<b>107,163</b>	<b>107,793</b>	
годовой темп, %	-1,18	1,03	0,28	1,21	1,46	0,67	0,34	0,59	0,80

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

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2016 - 2022 годы, %
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
<b>ОЭС Средней Волги</b>	<b>104,257</b>	<b>104,725</b>	<b>105,055</b>	<b>105,686</b>	<b>106,243</b>	<b>106,967</b>	<b>106,940</b>	<b>107,108</b>	
годовой темп, %	-2,27	0,45	0,32	0,60	0,53	0,68	-0,03	0,16	0,39
<b>Энергосистема Нижегородской области</b>	<b>19,695</b>	<b>19,776</b>	<b>19,817</b>	<b>19,903</b>	<b>19,966</b>	<b>20,064</b>	<b>20,056</b>	<b>20,098</b>	
годовой темп, %	-4,05	0,41	0,21	0,43	0,32	0,49	-0,04	0,21	0,29
<b>Энергосистема Самарской области</b>	<b>23,265</b>	<b>23,259</b>	<b>23,285</b>	<b>23,336</b>	<b>23,384</b>	<b>23,475</b>	<b>23,462</b>	<b>23,516</b>	
годовой темп, %	-2,66	-0,03	0,11	0,22	0,21	0,39	-0,06	0,23	0,16
<b>Энергосистема Республики Марий-Эл</b>	<b>2,588</b>	<b>2,593</b>	<b>2,604</b>	<b>2,609</b>	<b>2,614</b>	<b>2,625</b>	<b>2,624</b>	<b>2,629</b>	
годовой темп, %	-1,78	0,19	0,42	0,19	0,19	0,42	-0,04	0,19	0,20
<b>Энергосистема Республики Мордовия</b>	<b>3,150</b>	<b>3,166</b>	<b>3,171</b>	<b>3,182</b>	<b>3,194</b>	<b>3,213</b>	<b>3,216</b>	<b>3,227</b>	
годовой темп, %	-9,06	0,51	0,16	0,35	0,38	0,59	0,09	0,34	0,35
<b>Энергосистема Пензенской области</b>	<b>4,925</b>	<b>4,935</b>	<b>4,946</b>	<b>4,969</b>	<b>4,983</b>	<b>4,998</b>	<b>4,988</b>	<b>4,991</b>	
годовой темп, %	-0,97	0,20	0,22	0,47	0,28	0,30	-0,20	0,06	0,19
<b>Энергосистема Саратовской области</b>	<b>12,713</b>	<b>12,825</b>	<b>12,848</b>	<b>12,908</b>	<b>12,951</b>	<b>13,070</b>	<b>13,074</b>	<b>13,099</b>	
годовой темп, %	-1,91	0,88	0,18	0,47	0,33	0,92	0,03	0,19	0,43
<b>Энергосистема Ульяновской области</b>	<b>5,917</b>	<b>5,959</b>	<b>5,990</b>	<b>6,038</b>	<b>6,087</b>	<b>6,122</b>	<b>6,121</b>	<b>6,135</b>	
годовой темп, %	-1,55	0,71	0,52	0,80	0,81	0,57	-0,02	0,23	0,52
<b>Энергосистема Чувашской Республики</b>	<b>4,979</b>	<b>5,021</b>	<b>5,043</b>	<b>5,050</b>	<b>5,057</b>	<b>5,077</b>	<b>5,071</b>	<b>5,078</b>	
годовой темп, %	-2,26	0,84	0,44	0,14	0,14	0,40	-0,12	0,14	0,30
<b>Энергосистема Республики Татарстан</b>	<b>27,025</b>	<b>27,191</b>	<b>27,351</b>	<b>27,691</b>	<b>28,007</b>	<b>28,323</b>	<b>28,328</b>	<b>28,335</b>	
годовой темп, %	-0,35	0,61	0,59	1,24	1,14	1,13	0,02	0,02	0,67

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

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2016 - 2022 годы, %
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
<b>ОЭС Юга*</b>	<b>87,883</b>	<b>89,222</b>	<b>97,219</b>	<b>98,256</b>	<b>99,704</b>	<b>100,874</b>	<b>101,617</b>	<b>102,497</b>	
годовой темп, %	<i>1,09</i>	<i>1,52</i>	<i>8,96</i>	<i>1,07</i>	<i>1,47</i>	<i>1,17</i>	<i>0,74</i>	<i>0,87</i>	<i>2,22</i>
<b>Энергосистема Астраханской области</b>	<b>4,384</b>	<b>4,421</b>	<b>4,446</b>	<b>4,459</b>	<b>4,481</b>	<b>4,494</b>	<b>4,495</b>	<b>4,506</b>	
годовой темп, %	<i>0,18</i>	<i>0,84</i>	<i>0,57</i>	<i>0,29</i>	<i>0,49</i>	<i>0,29</i>	<i>0,02</i>	<i>0,24</i>	<i>0,40</i>
<b>Энергосистема Волгоградской области</b>	<b>15,060</b>	<b>15,188</b>	<b>15,312</b>	<b>15,377</b>	<b>15,551</b>	<b>15,720</b>	<b>15,744</b>	<b>15,839</b>	
годовой темп, %	<i>-4,60</i>	<i>0,85</i>	<i>0,82</i>	<i>0,42</i>	<i>1,13</i>	<i>1,09</i>	<i>0,15</i>	<i>0,60</i>	<i>0,72</i>
<b>Энергосистема Чеченской Республики</b>	<b>2,598</b>	<b>2,630</b>	<b>2,646</b>	<b>2,714</b>	<b>2,807</b>	<b>2,838</b>	<b>2,854</b>	<b>2,877</b>	
годовой темп, %	<i>2,28</i>	<i>1,23</i>	<i>0,61</i>	<i>2,57</i>	<i>3,43</i>	<i>1,10</i>	<i>0,56</i>	<i>0,81</i>	<i>1,47</i>
<b>Энергосистема Республики Дагестан</b>	<b>6,176</b>	<b>6,263</b>	<b>6,318</b>	<b>6,397</b>	<b>6,476</b>	<b>6,570</b>	<b>6,609</b>	<b>6,675</b>	
годовой темп, %	<i>5,39</i>	<i>1,41</i>	<i>0,88</i>	<i>1,25</i>	<i>1,23</i>	<i>1,45</i>	<i>0,59</i>	<i>1,00</i>	<i>1,12</i>
<b>Энергосистема Кабардино-Балкарской Республики</b>	<b>1,631</b>	<b>1,646</b>	<b>1,649</b>	<b>1,658</b>	<b>1,663</b>	<b>1,673</b>	<b>1,674</b>	<b>1,679</b>	
годовой темп, %	<i>1,68</i>	<i>0,92</i>	<i>0,18</i>	<i>0,55</i>	<i>0,30</i>	<i>0,60</i>	<i>0,06</i>	<i>0,30</i>	<i>0,40</i>
<b>Энергосистема Республики Калмыкия</b>	<b>0,531</b>	<b>0,575</b>	<b>0,611</b>	<b>0,630</b>	<b>0,636</b>	<b>0,642</b>	<b>0,645</b>	<b>0,649</b>	
годовой темп, %	<i>6,20</i>	<i>8,29</i>	<i>6,26</i>	<i>3,11</i>	<i>0,95</i>	<i>0,94</i>	<i>0,47</i>	<i>0,62</i>	<i>2,88</i>
<b>Энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея</b>	<b>25,500</b>	<b>26,096</b>	<b>26,545</b>	<b>26,860</b>	<b>27,306</b>	<b>27,624</b>	<b>27,877</b>	<b>28,113</b>	
годовой темп, %	<i>3,03</i>	<i>2,34</i>	<i>1,72</i>	<i>1,19</i>	<i>1,66</i>	<i>1,16</i>	<i>0,92</i>	<i>0,85</i>	<i>1,40</i>
<b>Энергосистема Ростовской области</b>	<b>17,971</b>	<b>18,148</b>	<b>18,146</b>	<b>18,341</b>	<b>18,666</b>	<b>18,870</b>	<b>18,995</b>	<b>19,196</b>	
годовой темп, %	<i>0,68</i>	<i>0,98</i>	<i>-0,01</i>	<i>1,07</i>	<i>1,77</i>	<i>1,09</i>	<i>0,66</i>	<i>1,06</i>	<i>0,95</i>

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2016 - 2022 годы, %
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
<b>Энергосистема Республики Северная Осетия – Алания</b>	<b>2,112</b>	<b>2,152</b>	<b>2,180</b>	<b>2,214</b>	<b>2,248</b>	<b>2,288</b>	<b>2,315</b>	<b>2,348</b>	
годовой темп, %	-1,22	1,89	1,30	1,56	1,54	1,78	1,18	1,43	1,54
<b>Энергосистема Карачаево-Черкесской Республики</b>	<b>1,282</b>	<b>1,325</b>	<b>1,345</b>	<b>1,348</b>	<b>1,351</b>	<b>1,357</b>	<b>1,357</b>	<b>1,360</b>	
годовой темп, %	0,47	3,35	1,51	0,22	0,22	0,44	0,00	0,22	0,89
<b>Энергосистема Ставропольского края</b>	<b>9,956</b>	<b>10,086</b>	<b>10,138</b>	<b>10,201</b>	<b>10,243</b>	<b>10,301</b>	<b>10,353</b>	<b>10,426</b>	
годовой темп, %	3,68	1,31	0,52	0,62	0,41	0,57	0,50	0,71	0,66
<b>Энергосистема Республики Ингушетия</b>	<b>0,682</b>	<b>0,692</b>	<b>0,702</b>	<b>0,713</b>	<b>0,723</b>	<b>0,735</b>	<b>0,743</b>	<b>0,754</b>	
годовой темп, %	4,12	1,47	1,45	1,57	1,40	1,66	1,09	1,48	1,44
<b>Энергосистема Республики Крым и города Севастополь</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>7,181</b>	<b>7,344</b>	<b>7,553</b>	<b>7,762</b>	<b>7,956</b>	<b>8,075</b>	
годовой темп, %	0,00	0,00	0,00	2,27	2,85	2,77	2,50	1,50	2,37**

\*ОЭС Юга с учетом присоединения энергосистемы Республики Крым и города Севастополь с 2017 г.;

\*\*среднегодовой темп прироста за 2018-2022 гг., %.



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

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2016 - 2022 годы, %
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
<b>ОЭС Урала</b>	<b>258,296</b>	<b>259,404</b>	<b>260,340</b>	<b>262,004</b>	<b>263,508</b>	<b>265,505</b>	<b>266,339</b>	<b>267,448</b>	
годовой темп, %	-0,91	0,43	0,36	0,64	0,57	0,76	0,31	0,42	0,50
<b>Энергосистема Республики Башкортостан</b>	<b>26,438</b>	<b>26,563</b>	<b>26,727</b>	<b>26,843</b>	<b>26,991</b>	<b>27,188</b>	<b>27,260</b>	<b>27,360</b>	
годовой темп, %	0,27	0,47	0,62	0,43	0,55	0,73	0,26	0,37	0,49
<b>Энергосистема Кировской области</b>	<b>7,375</b>	<b>7,397</b>	<b>7,383</b>	<b>7,393</b>	<b>7,399</b>	<b>7,427</b>	<b>7,409</b>	<b>7,429</b>	
годовой темп, %	-1,77	0,30	-0,19	0,14	0,08	0,38	-0,24	0,27	0,12
<b>Энергосистема Курганской области</b>	<b>4,390</b>	<b>4,406</b>	<b>4,395</b>	<b>4,395</b>	<b>4,395</b>	<b>4,406</b>	<b>4,413</b>	<b>4,431</b>	
годовой темп, %	-4,59	0,36	-0,25	0,00	0,00	0,25	0,16	0,41	0,15
<b>Энергосистема Оренбургской области</b>	<b>15,631</b>	<b>15,676</b>	<b>15,639</b>	<b>15,690</b>	<b>15,759</b>	<b>15,857</b>	<b>15,868</b>	<b>15,910</b>	
годовой темп, %	0,04	0,29	-0,24	0,33	0,44	0,62	0,07	0,26	0,24
<b>Энергосистема Пермского края</b>	<b>23,428</b>	<b>23,623</b>	<b>23,800</b>	<b>24,049</b>	<b>24,296</b>	<b>24,598</b>	<b>24,728</b>	<b>24,965</b>	
годовой темп, %	-0,56	0,83	0,75	1,05	1,03	1,24	0,53	0,96	0,91
<b>Энергосистема Свердловской области</b>	<b>42,941</b>	<b>42,927</b>	<b>42,974</b>	<b>43,147</b>	<b>43,221</b>	<b>43,459</b>	<b>43,455</b>	<b>43,540</b>	
годовой темп, %	-2,00	-0,03	0,11	0,40	0,17	0,55	-0,01	0,20	0,20
<b>Энергосистема Удмуртской Республики</b>	<b>9,508</b>	<b>9,545</b>	<b>9,554</b>	<b>9,568</b>	<b>9,571</b>	<b>9,609</b>	<b>9,607</b>	<b>9,641</b>	
годовой темп, %	-0,11	0,39	0,09	0,15	0,03	0,40	-0,02	0,35	0,20
<b>Энергосистема Челябинской области</b>	<b>35,696</b>	<b>35,729</b>	<b>35,750</b>	<b>35,916</b>	<b>36,073</b>	<b>36,302</b>	<b>36,350</b>	<b>36,439</b>	
годовой темп, %	-1,23	0,09	0,06	0,46	0,44	0,63	0,13	0,24	0,30
<b>Энергосистема Тюменской области, Ямало-Ненецкого автономного округа Ханты-Мансийского автономного округа – Югра</b>	<b>92,889</b>	<b>93,538</b>	<b>94,118</b>	<b>95,003</b>	<b>95,803</b>	<b>96,659</b>	<b>97,249</b>	<b>97,733</b>	
годовой темп, %	-0,68	0,70	0,62	0,94	0,84	0,89	0,61	0,50	0,73

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

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2016 - 2022 годы, %
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
<b>ОЭС Сибири*</b>	<b>203,525</b>	<b>205,705</b>	<b>206,904</b>	<b>208,005</b>	<b>209,045</b>	<b>210,247</b>	<b>211,051</b>	<b>212,049</b>	
годовой темп, %	-0,26	1,07	0,58	0,53	0,50	0,57	0,38	0,47	0,59
<b>Энергосистема Алтайского края и Республики Алтай</b>	<b>10,682</b>	<b>10,686</b>	<b>10,688</b>	<b>10,702</b>	<b>10,715</b>	<b>10,755</b>	<b>10,757</b>	<b>10,764</b>	
годовой темп, %	-2,31	0,04	0,02	0,13	0,12	0,37	0,02	0,07	0,11
<b>Энергосистема Республики Бурятия</b>	<b>5,364</b>	<b>5,387</b>	<b>5,383</b>	<b>5,406</b>	<b>5,413</b>	<b>5,428</b>	<b>5,425</b>	<b>5,435</b>	
годовой темп, %	-0,83	0,43	-0,07	0,43	0,13	0,28	-0,06	0,18	0,19
<b>Энергосистема Иркутской области</b>	<b>52,467</b>	<b>52,664</b>	<b>52,740</b>	<b>53,143</b>	<b>53,737</b>	<b>54,169</b>	<b>54,447</b>	<b>54,673</b>	
годовой темп, %	-0,67	0,38	0,14	0,76	1,12	0,80	0,51	0,42	0,59
<b>Энергосистема Красноярского края*</b>	<b>42,994</b>	<b>44,675</b>	<b>45,945</b>	<b>46,278</b>	<b>46,409</b>	<b>46,723</b>	<b>47,081</b>	<b>47,521</b>	
годовой темп, %	2,51	3,91	2,84	0,72	0,28	0,68	0,77	0,93	1,44
<b>Энергосистема Республики Тыва</b>	<b>0,777</b>	<b>0,801</b>	<b>0,823</b>	<b>0,876</b>	<b>0,994</b>	<b>1,089</b>	<b>1,093</b>	<b>1,097</b>	
годовой темп, %	6,44	3,09	2,75	6,44	13,47	9,56	0,37	0,37	5,05
<b>Энергосистема Новосибирской области</b>	<b>15,630</b>	<b>15,723</b>	<b>15,802</b>	<b>15,863</b>	<b>15,915</b>	<b>15,997</b>	<b>16,035</b>	<b>16,102</b>	
годовой темп, %	-0,99	0,60	0,50	0,39	0,33	0,52	0,24	0,42	0,43
<b>Энергосистема Омской области</b>	<b>10,881</b>	<b>10,925</b>	<b>10,938</b>	<b>10,976</b>	<b>11,011</b>	<b>11,061</b>	<b>11,069</b>	<b>11,120</b>	
годовой темп, %	-1,01	0,40	0,12	0,35	0,32	0,45	0,07	0,46	0,31
<b>Энергосистема Томской области</b>	<b>8,552</b>	<b>8,596</b>	<b>8,612</b>	<b>8,625</b>	<b>8,643</b>	<b>8,666</b>	<b>8,676</b>	<b>8,701</b>	
годовой темп, %	-4,17	0,51	0,19	0,15	0,21	0,27	0,12	0,29	0,25
<b>Энергосистема Забайкальского края</b>	<b>7,753</b>	<b>7,795</b>	<b>7,814</b>	<b>7,877</b>	<b>7,926</b>	<b>7,979</b>	<b>7,984</b>	<b>8,009</b>	
годовой темп, %	-1,05	0,54	0,24	0,81	0,62	0,67	0,06	0,31	0,46

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2016 - 2022 годы, %
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
<b>Энергосистема Республики Хакасия</b>	<b>16,645</b>	<b>16,643</b>	<b>16,638</b>	<b>16,643</b>	<b>16,648</b>	<b>16,682</b>	<b>16,681</b>	<b>16,701</b>	
годовой темп, %	0,82	-0,01	-0,03	0,03	0,03	0,20	-0,01	0,12	0,05
<b>Энергосистема Кемеровской области</b>	<b>31,780</b>	<b>31,810</b>	<b>31,521</b>	<b>31,616</b>	<b>31,634</b>	<b>31,698</b>	<b>31,803</b>	<b>31,926</b>	
годовой темп, %	-1,25	0,09	-0,91	0,30	0,06	0,20	0,33	0,39	0,07

\* Энергосистема Красноярского края с учетом присоединения Ванкорского энергорайона с 2015 года

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

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2016 - 2022 годы, %
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
<b>ОЭС Востока*</b>	<b>32,223</b>	<b>32,358</b>	<b>38,363</b>	<b>39,289</b>	<b>40,062</b>	<b>40,385</b>	<b>42,265</b>	<b>42,504</b>	
годовой темп прироста, %	1,32	0,42	18,56	2,41	1,97	0,81	4,66	0,57	4,03
<b>Энергосистема Амурской области</b>	<b>8,069</b>	<b>8,095</b>	<b>8,127</b>	<b>8,202</b>	<b>8,317</b>	<b>8,405</b>	<b>8,414</b>	<b>8,445</b>	
годовой темп, %	1,06	0,32	0,40	0,92	1,40	1,06	0,11	0,37	0,65
<b>Энергосистема Приморского края</b>	<b>12,778</b>	<b>12,797</b>	<b>13,020</b>	<b>13,433</b>	<b>13,836</b>	<b>13,939</b>	<b>15,790</b>	<b>15,968</b>	
годовой темп, %	1,86	0,15	1,74	3,17	3,00	0,74	13,28	1,13	3,23
<b>Энергосистема Хабаровского края и Еврейского автономного округа</b>	<b>9,653</b>	<b>9,731</b>	<b>9,773</b>	<b>9,872</b>	<b>9,985</b>	<b>10,071</b>	<b>10,065</b>	<b>10,095</b>	
годовой темп, %	0,49	0,81	0,43	1,01	1,14	0,86	-0,06	0,30	0,64
<b>Южный, Центральный и Западный энергорайоны Республики (Саха) Якутия*</b>	<b>1,722</b>	<b>1,735</b>	<b>7,443</b>	<b>7,782</b>	<b>7,924</b>	<b>7,970</b>	<b>7,996</b>	<b>7,996</b>	
годовой темп прироста, %	3,30	0,75	328,99	4,55	1,82	0,58	0,33	0,00	24,53

\*Южно-Якутский энергорайон с учетом присоединения Центрального и Западного энергорайонов Республики Саха (Якутия) с 2017 года



Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
<b>Энергосистема Курской области</b>											
<b>Курская АЭС</b>											
1 РБМК-1000	АО "Концерн Росэнергоатом"	Ядерное топливо	окончательный						1000,0		1000,0
<b>Курская ТЭЦ-4</b>											
1 Р-5-35	ПАО "Квадра"	Газ природный	окончательный	4,8							4,8
<b>Энергосистема Липецкой области</b>											
<b>Данковская ТЭЦ</b>											
1 Т-6-35	ПАО "Квадра"	Газ природный	окончательный	6,0							6,0
2 Р-4-35		Газ природный	окончательный	4,0							4,0
Всего по станции				10,0							10,0
<b>Энергосистема г.Москвы и Московской области</b>											
<b>ТЭЦ-8 фил.ТЭЦ-9 Мосэнерго</b>											
5 Р-25-130	ПАО "Мосэнерго"	Газ природный	окончательный	25,0							25,0
<b>ТЭЦ-16 Мосэнерго</b>											
1 Т-30-90	ПАО "Мосэнерго"	Газ природный	окончательный	30,0							30,0
2 Т-25-90		Газ природный	окончательный	25,0							25,0
3 Т-50-90		Газ природный	окончательный	50,0							50,0
Всего по станции				105,0							105,0
<b>ТЭЦ-20 Мосэнерго</b>											
1 Т-30-90	ПАО "Мосэнерго"	Газ природный	окончательный	30,0							30,0
<b>ГРЭС-4 Каширская</b>											
2 К-300-240	АО "Интер РАО - Электрогенерация"	Уголь Кузнецкий	окончательный				300,0				300,0
<b>ТЭЦ-6 (г.Орехово-Зуево)</b>											
1 П-6-35	ПАО "Мосэнерго"	Газ природный	окончательный	6,0							6,0
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				18,0							18,0
<b>ТЭЦ-17 Мосэнерго</b>											
2 Т-40-90	ПАО "Мосэнерго"	Газ природный	окончательный	40,0							40,0
<b>ТЭЦ-22 Мосэнерго</b>											
9 Т-240-240	ПАО "Мосэнерго"	Газ природный	окончательный	240,0							240,0
<b>Энергосистема Тамбовской области</b>											
<b>Тамбовская ТЭЦ</b>											
6 ПТ-25-90	ПАО "Квадра"	Газ природный	окончательный		25,0						25,0
<b>Энергосистема Тульской области</b>											
<b>ГРЭС Черепетская</b>											
5 К-300-240	АО "Интер РАО - Электрогенерация"	Уголь Кузнецкий	окончательный		300,0						300,0
6 К-300-240		Уголь Кузнецкий	окончательный		300,0						300,0
7 К-265-240		Уголь Кузнецкий	окончательный		265,0						265,0
Всего по станции					865,0						865,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
<b>ГРЭС Новомосковская</b>	ПАО "Квадра"										
1 Т-90-90		Газ природный	окончательный	90,0							90,0
<b>Алексинская ТЭЦ</b>	ПАО "Квадра"										
3 Т-50-90		Газ природный	окончательный	50,0							50,0
<b>ОЭС Центра, всего</b>											
Демонтаж всего				1092,8	890,0		300,0		1000,0		3282,8
АЭС				417,0					1000,0		1417,0
ТЭС				675,8	890,0		300,0				1865,8
<b>ОЭС Средней Волги</b>											
<b>Энергосистема Самарской области</b>											
<b>Самарская ГРЭС</b>	ПАО "Т Плюс"										
5 Р-25-29		Газ природный	окончательный			25,0					25,0
<b>Энергосистема Саратовской области</b>											
<b>Саратовская ГРЭС</b>	ПАО "Т Плюс"										
3 Р-12-35		Газ природный	окончательный			12,0					12,0
<b>Саратовская ТЭЦ-2</b>	ПАО "Т Плюс"										
1 ПТ-30-90		Газ природный	окончательный	30,0							30,0
4 ПТ-25-90		Газ природный	окончательный	25,0							25,0
Всего по станции				55,0							55,0
<b>Саратовская ТЭЦ-1</b>	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
Всего по станции				18,0							18,0
<b>ОЭС Средней Волги, всего</b>											
Демонтаж всего				73,0		37,0					110,0
ТЭС				73,0		37,0					110,0
<b>ОЭС Юга</b>											
<b>Энергосистема Волгоградской области</b>											
<b>Волгоградская ГРЭС</b>	ООО "ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго"										
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				40,0							40,0
<b>Камышинская ТЭЦ</b>	ООО "ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго"										
1 ПТ-11-35		Газ природный	окончательный	11,0							11,0
<b>ОЭС Юга, всего</b>											
Демонтаж всего				51,0							51,0
ТЭС				51,0							51,0
<b>ОЭС Урала</b>											
<b>Энергосистема Кировской области</b>											
<b>Кировская ТЭЦ-1</b>	ПАО "Т Плюс"										
2 Р-5-35		Газ природный	окончательный	5,0							5,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
<b>Кировская ТЭЦ-3</b>	ПАО "Т Плюс"										
3 ПТ-25-90		Уголь Кузнецкий	окончательный	25,0							25,0
<b>Энергосистема Пермского края</b>											
<b>Пермская ТЭЦ-13</b>	ПАО "Т Плюс"										
3 Р-12-35		Газ природный	окончательный	12,0							12,0
<b>Березниковская ТЭЦ-4</b>											
1 Р-6-90	ПАО "Т Плюс"	Газ природный	окончательный	5,8							5,8
3 Р-4-90		Газ природный	окончательный	3,9							3,9
7 Р-...-90		Газ природный	окончательный	2,1							2,1
Всего по станции				11,8							11,8
<b>Энергосистема Свердловской области</b>											
<b>Верхнетагильская ГРЭС</b>	АО "Интер РАО - Электрогенерация"										
7 К-165-130		Уголь Экибастузский	окончательный		165,0						165,0
<b>Серовская ГРЭС</b>											
5 Т-88-90	ПАО "ОГК-2"	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						388,0					388,0
<b>Нижнетуринская ГРЭС</b>											
8 Т-88-90	ПАО "Т Плюс"	Газ природный	окончательный		88,0						88,0
<b>Свердловская ТЭЦ</b>											
3 ПР-12-29	ПАО "Т Плюс"	Газ природный	окончательный	12,0							12,0
<b>ГТ ТЭЦ г.Реж</b>											
1 ГТ-9 (Т)	АО "ГТ Энерго"	Газ природный	окончательный	9,0							9,0
2 ГТ-9 (Т)		Газ природный	окончательный	9,0							9,0
Всего по станции				18,0							18,0
<b>Энергосистема Челябинской области</b>											
<b>Троицкая ГРЭС</b>	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					85,0	170,0					255,0
<b>Челябинская ГРЭС</b>											
1 Р-...-29	ОАО "Фортум"	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
7 Р-5-29		Газ природный	окончательный		5,0						5,0
Всего по станции					39,0						39,0
<b>ОЭС Урала, всего</b>											
Демонтаж всего				83,8	377,0	558,0					1018,8
ТЭС				83,8	377,0	558,0					1018,8



Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
<b>ОЭС Сибири</b>											
<b>Энергосистема Алтайского края и Республики Алтай</b>											
<b>Бийская ТЭЦ-1</b>											
1 ПТ-25-90	ОАО "Бийскэнерго"	Уголь Кузнецкий	окончательный	25,0							25,0
<b>Энергосистема Иркутской области</b>											
<b>Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)</b>											
5 П-19-90	ПАО "Иркутскэнерго"	Уголь Иркутский	окончательный	19,0							19,0
<b>Энергосистема Новосибирской области</b>											
<b>Новосибирская ТЭЦ-4</b>											
3 ПТ-22-90	ОАО"СИБЭКО"	Уголь Кузнецкий	окончательный	22,0							22,0
4 ПТ-22-90		Уголь Кузнецкий	окончательный			22,0					22,0
Всего по станции				22,0		22,0					44,0
<b>Новосибирская ТЭЦ-3</b>											
1 Т-17-29	ОАО"СИБЭКО"	Уголь Канско-Ачинский	окончательный	16,5							16,5
<b>Новосибирская ТЭЦ-2</b>											
3 Т-20-90	ОАО"СИБЭКО"	Уголь Кузнецкий	окончательный	20,0							20,0
4 Т-20-90		Уголь Кузнецкий	окончательный	20,0							20,0
5 Т-20-90		Уголь Кузнецкий	окончательный	20,0							20,0
Всего по станции				60,0							60,0
<b>Барабинская ТЭЦ</b>											
5 К-25-90	ОАО"СИБЭКО"	Уголь Кузнецкий	окончательный	25,0							25,0
<b>Энергосистема Омской области</b>											
<b>Омская ТЭЦ-3</b>											
4 Р-25-90	АО "ТГК-11"	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
<b>ОЭС Сибири, всего</b>											
Демонтаж всего				167,5	75,0	22,0					264,5
ТЭС				167,5	75,0	22,0					264,5
<b>ОЭС Востока</b>											
<b>Энергосистема Приморского края</b>											
<b>Партизанская ГРЭС</b>											
3 К...-90	ПАО "РАО ЭС Востока"	Уголь Нерюнгринский	окончательный		41,0						41,0
<b>ОЭС Востока, всего</b>											
Демонтаж всего					41,0						41,0
ТЭС					41,0						41,0
<b>ЕЭС России - всего</b>											
Демонтаж всего				1674,1	1383,0	1617,0	300,0	1000,0	1000,0		6974,1
АЭС				417,0		1000,0		1000,0	1000,0		3417,0
ТЭС				1257,1	1383,0	617,0	300,0				3557,1



Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
<b>ТЭЦ-17 Мосэнерго</b>	ПАО "Мосэнерго"										
4 Т-75-90		Газ природный	окончательный	75,0							75,0
<b>Энергосистема Смоленской области</b>											
<b>Дорогобужская ТЭЦ</b>	ПАО "Квадра"										
1 Р-18-90		Уголь Подмосковный	окончательный	18,0							18,0
2 Т-...-90		Газ природный	окончательный	38,0							38,0
Всего по станции				56,0							56,0
<b>Энергосистема Тамбовской области</b>											
<b>Котовская ТЭЦ</b>	ПАО "Квадра"										
4 ПТ-80-130		Газ природный	окончательный		80,0						80,0
<b>ОЭС Центра, всего</b>											
Демонтаж всего				267,0	80,0						347,0
ТЭС				267,0	80,0						347,0
<b>ОЭС Средней Волги</b>											
<b>Энергосистема Республики Марий Эл</b>											
<b>ТЭЦ ОАО "МЦБК"</b>	ОАО "Марийский целлюлозно-бумажный комбинат"										
6 ПР-6-35		Газ природный	окончательный	6,0							6,0
<b>Энергосистема Пензенской области</b>											
<b>Пензенская ТЭЦ-1</b>	ПАО "Т Плюс"										
3 ПТ-25-90		Газ природный	окончательный			25,0					25,0
<b>Энергосистема Самарской области</b>											
<b>Самарская ГРЭС</b>	ПАО "Т Плюс"										
1 ПТ-12-29		Газ природный	окончательный			12,0					12,0
3 Р-12-29		Газ природный	окончательный			12,0					12,0
4 Р-12-29		Газ природный	окончательный			12,0					12,0
Всего по станции						36,0					36,0
<b>Безымянская ТЭЦ</b>	ПАО "Т Плюс"										
7 Т-25-90		Газ природный	окончательный		25,0						25,0
<b>ТЭЦ-1 АО "Куйбышевский НПЗ"</b>	АО "Куйбышевский НПЗ"										
3 Р-6-35		Мазут	окончательный				6,0				6,0
4 Р-6-35		Мазут	окончательный				6,0				6,0
Всего по станции							12,0				12,0
<b>Энергосистема Саратовской области</b>											
<b>Саратовская ГРЭС</b>	ПАО "Т Плюс"										
2 ПТ-11-35		Газ природный	окончательный	11,0							11,0
<b>Энергосистема Республики Чувашия</b>											
<b>Новочебоксарская ТЭЦ-3</b>	ПАО "Т Плюс"										
2 Р-20-130		Газ природный	окончательный		20,0						20,0
<b>ОЭС Средней Волги, всего</b>											
Демонтаж всего				17,0	45,0	61,0	12,0				135,0
ТЭС				17,0	45,0	61,0	12,0				135,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
<b>ОЭС Юга</b>											
<b>Энергосистема Волгоградской области</b>											
<b>Волгоградская ГРЭС</b>											
1 Т-20-29	ООО "ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго"	Газ природный	окончательный	20,0							20,0
3 Р-12-90		Газ природный	окончательный	12,0							12,0
Всего по станции				32,0							32,0
<b>Энергосистема Республики Дагестан</b>											
<b>Гергебильская ГЭС</b>											
1 агрегаты малых ГЭС	ПАО "РусГидро"	нет топлива	окончательный	1,4							1,4
2 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	окончательный	1,4							1,4
Всего по станции				2,8							2,8
<b>Энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея</b>											
<b>Краснодарская ГЭЦ</b>											
1 ПТ-25-90	ООО "ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго"	Газ природный	окончательный		25,0						25,0
4 ПТ-50-90		Газ природный	окончательный		50,0						50,0
Всего по станции					75,0						75,0
<b>Крымская ГТЭЦ</b>											
1 ГТ-9 (Т)	АО "ГТ Энерго"	Газ природный	окончательный	9,0							9,0
2 ГТ-9 (Т)		Газ природный	окончательный	9,0							9,0
Всего по станции				18,0							18,0
<b>Энергосистема Ростовской области</b>											
<b>Новочеркасская ГТ ТЭЦ</b>											
1 ГТ-9 (Т)	АО "ГТ Энерго"	Газ природный	окончательный	9,0							9,0
2 ГТ-9 (Т)		Газ природный	окончательный	9,0							9,0
Всего по станции				18,0							18,0
<b>ОЭС Юга, всего</b>											
Демонтаж всего				70,8	75,0						145,8
ГЭС				2,8							2,8
ТЭС				68,0	75,0						143,0
<b>ОЭС Урала</b>											
<b>Энергосистема Оренбургской области</b>											
<b>Медногорская ТЭЦ</b>											
1 Р-4-35	ПАО "Т Плюс"	Газ природный	окончательный	4,0							4,0
<b>Энергосистема Пермского края</b>											
<b>Березниковская ТЭЦ-10</b>											
2 ПР-12-35	ПАО "Т Плюс"	Газ природный	окончательный	12,0							12,0
5 Р-9-35		Газ природный	окончательный	9,0							9,0
Всего по станции				21,0							21,0
<b>Пермская ТЭЦ-13</b>											
2 Р-6-35	ПАО "Т Плюс"	Газ природный	окончательный	6,0							6,0
<b>Березниковская ТЭЦ-2</b>											
6 Р-6-90	ПАО "Т Плюс"	Газ природный	окончательный		6,0						6,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
<b>Энергосистема Свердловской области</b>											
<b>Верхнетагильская ГРЭС</b>	АО "Интер РАО - Электрогенерация"										
8 К-165-130		Газ природный	окончательный		165,0						165,0
<b>Нижнетуринская ГРЭС</b>											
4 Р-...-130	ПАО "Т Плюс"	Газ природный	окончательный		15,0						15,0
<b>Качканарская ТЭЦ</b>											
2 ПР-25-90	ПАО "Т Плюс"	Газ природный	окончательный	25,0							25,0
<b>Свердловская ТЭЦ</b>											
5 ПР-12-29	ПАО "Т Плюс"	Газ природный	окончательный	12,0							12,0
<b>ТЭЦ "Уралметпром" (ТЭЦ ВИЗа)</b>											
1 ПТ-24-90	ЗАО Межотраслевой концерн "Уралметпром"	Газ природный	окончательный	23,5							23,5
2 ПР-...-90		Газ природный	окончательный	23,5							23,5
3 ПР-...-90		Газ природный	окончательный	23,5							23,5
Всего по станции				70,5							70,5
<b>Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО</b>											
<b>ПЭС Надым 05</b>	ООО "Северная ПЛЭС"										
1 ГТ-12		Газ природный	окончательный	12,0							12,0
2 ГТ-12		Газ природный	окончательный	12,0							12,0
Всего по станции				24,0							24,0
<b>Энергосистема Челябинской области</b>											
<b>Троицкая ГРЭС</b>	ПАО "ОГК-2"										
4 К-278-240		Уголь Экибастузский	окончательный	278,0							278,0
5 К-278-240		Уголь Экибастузский	окончательный	278,0							278,0
Всего по станции				556,0							556,0
<b>ОЭС Урала, всего</b>											
Демонтаж всего				718,5	186,0						904,5
ТЭС				718,5	186,0						904,5
<b>ОЭС Сибири</b>											
<b>Энергосистема Иркутской области</b>											
<b>Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)</b>	ПАО "Иркутскэнерго"										
11 Т-22-90		Уголь Иркутский	окончательный		22,0						22,0
<b>Энергосистема Красноярского края</b>											
<b>Красноярская ГРЭС-2</b>	ПАО "ОГК-2"										
5 ПТ-50-90		Уголь Канско-Ачинский	окончательный				50,0				50,0
<b>Энергосистема Республики Тыва</b>											
<b>Мобильная ГТЭС "Кызылская" (ПС Кызылская 45)</b>	ОАО "Мобильные ГТЭС"										
1 ГТ КЭС		Моторное топливо	окончательный			22,5					22,5
<b>ОЭС Сибири, всего</b>											
Демонтаж всего					22,0	22,5	50,0				94,5
ТЭС					22,0	22,5	50,0				94,5

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
<b>ОЭС Востока</b>											
<b>Энергосистема Амурской области</b>											
<b>Райчихинская ГРЭС</b>											
4 К-12-29	ПАО "РАО ЭС Востока"	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
<b>Энергосистема Приморского края</b>											
<b>Артемовская ТЭЦ</b>											
7 К-100-90	ПАО "РАО ЭС Востока"	Уголь Приморский	окончательный					100,0			100,0
8 К-100-90		Уголь Ургальский	окончательный						100,0		100,0
Всего по станции								100,0	100,0		200,0
<b>Владивостокская ТЭЦ-2</b>											
1 Т-80-130	ПАО "РАО ЭС Востока"	Газ природный	окончательный						80,0		80,0
2 Т-...-130		Газ природный	окончательный						98,0		98,0
3 Т-105-130		Газ природный	окончательный					105,0			105,0
Всего по станции								105,0	178,0		283,0
<b>Партизанская ГРЭС</b>											
1 Т-97-90	ПАО "РАО ЭС Востока"	Уголь Нерюнгринский	окончательный						97,0		97,0
<b>Энергосистема Хабаровского края</b>											
<b>Майская ГРЭС</b>											
1 К-12-35	ПАО "РАО ЭС Востока"	Уголь Ургальский	окончательный			12,0					12,0
3 К-6-35		Уголь Ургальский	окончательный			6,0					6,0
4 К-12-35		Уголь Ургальский	окончательный			12,0					12,0
6 ГТ-12		Дизельное топливо	окончательный				12,0				12,0
7 ГТ-12		Дизельное топливо	окончательный				12,0				12,0
8 ГТ-12		Дизельное топливо	окончательный				12,0				12,0
9 ГТ-12		Дизельное топливо	окончательный				12,0				12,0
Всего по станции						30,0	48,0				78,0
<b>Хабаровская ТЭЦ-1</b>											
1 ПР-25-90	ПАО "РАО ЭС Востока"	Газ природный	окончательный					25,0			25,0
2 ПТ-30-90		Газ природный	окончательный					30,0			30,0
3 ПР-25-90		Газ природный	окончательный					25,0			25,0
6 ПТ-50-90		Газ природный	окончательный					50,0			50,0
7 Т-100-130		Уголь Ургальский	окончательный						100,0		100,0
8 Т-100-130		Уголь Ургальский	окончательный						100,0		100,0
9 Т-105-130		Уголь Гусино-Озерский	окончательный						105,0		105,0
Всего по станции								130,0	305,0		435,0
<b>Амурская ТЭЦ-1</b>											
1 ПР-25-90	ПАО "РАО ЭС Востока"	Газ природный	окончательный				25,0				25,0
2 ПТ-60-90		Газ природный	окончательный				60,0				60,0
Всего по станции							85,0				85,0
<b>Южно-Якутский энергорайон</b>											
<b>Чьяльманская ТЭЦ</b>											
3 ПТ-12-35	ПАО "РАО ЭС Востока"	Уголь Нерюнгринский	окончательный				12,0				12,0
5 К-12-35		Уголь Нерюнгринский	окончательный				12,0				12,0
6 ПТ-12-35		Уголь Нерюнгринский	окончательный				12,0				12,0
7 ПТ-12-35		Уголь Нерюнгринский	окончательный				12,0				12,0
Всего по станции							48,0				48,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
<b>Якутский центральный энергорайон</b>											
<b>Якутская ГРЭС-1</b>	ПАО "РАО ЭС Востока"										
1 ГТ-45		Газ природный	окончательный		45,0						45,0
2 ГТ-45		Газ природный	окончательный			45,0					45,0
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					45,0	115,0	35,0		35,0		230,0
<b>ОЭС Востока, всего</b>											
Демонтаж всего					45,0	164,0	216,0	335,0	715,0		1475,0
ТЭС					45,0	164,0	216,0	335,0	715,0		1475,0
<b>ЕЭС России - всего</b>											
Демонтаж всего				1101,3	513,5	247,5	765,9	335,0	715,0		3678,2
АЭС							440,0				440,0
ГЭС				2,8							2,8
ТЭС				1098,5	513,5	247,5	325,9	335,0	715,0		3235,4





Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
2 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство	304,3							304,3
<b>ОЭС Северо-Запада, всего</b>											
Вводы мощности - всего				404,3	1198,8	768,0	1443,6		1198,8		5013,5
АЭС					1198,8		1198,8		1198,8		3596,4
ГЭС							49,8				49,8
ТЭС				404,3		768,0	195,0				1367,3
<b>ОЭС Центра</b>											
<b>Энергосистема Белгородской области</b>											
<b>СЭС "Рудник"</b>	ООО "КомплексИндустрия"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			15,0					15,0
<b>Энергосистема Воронежской области</b>											
<b>Воронежская ТЭЦ-1</b>	ПАО "Квадра"										
10 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство		223,0						223,0
<b>Нововоронежская АЭС-2 (Донская АЭС)</b>	АО "Концерн Росэнергоатом"										
1 ВВЭР		Ядерное топливо	новое строительство	1195,4							1195,4
2 ВВЭР		Ядерное топливо	новое строительство			1195,4					1195,4
Всего по станции				1195,4		1195,4					2390,8
<b>Энергосистема Курской области</b>											
<b>Курская АЭС-2</b>	АО "Концерн Росэнергоатом"										
1 ВВЭР		Ядерное топливо	новое строительство						1255,0		1255,0
<b>Курская ТЭЦ-1</b>	ПАО "Квадра"										
6 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство		107,0						107,0
<b>Энергосистема Липецкой области</b>											
<b>СЭС "Казинка"</b>	ООО"КомплексИндустрия"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>СЭС "Нива"</b>	ООО"КомплексИндустрия"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>СЭС "Доброе"</b>	ООО"КомплексИндустрия"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>Энергосистема г.Москвы и Московской области</b>											
<b>Загорская ГАЭС-2</b>	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
<b>Энергосистема Рязанской области</b>											
<b>Ново-Рязанская ТЭЦ</b>	ООО "Новорязанская ТЭЦ"										
4 Р-30-90		Газ природный	замена			30,0					30,0
<b>Дягилевская ТЭЦ</b>	ПАО "Квадра"										
1 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство	115,0							115,0
<b>Энергосистема Тульской области</b>											
<b>Алексинская ТЭЦ</b>	ПАО "Квадра"										

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
5 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство	115,0							115,0
<b>Энергосистема Ярославской области</b>											
<b>Худянь-Тенинская ТЭЦ</b>											
1 ПГУ-450(Т)	ООО "Худянь-Тенинская ТЭЦ"	Газ природный	новое строительство	450,0							450,0
<b>ОЭС Центра, всего</b>											
Вводы мощности - всего				1920,4	750,0	1660,4			1255,0		5585,8
АЭС				1195,4		1195,4			1255,0		3645,8
ГАЭС					420,0	420,0					840,0
ТЭС				680,0	330,0	30,0					1040,0
ВИЭ-всего				45,0		15,0					60,0
солнечные				45,0		15,0					60,0
<b>ОЭС Средней Волги</b>											
<b>Энергосистема Самарской области</b>											
<b>Самарская СЭС-2</b>											
51 солнечные агрегаты	ООО "Солар Системс"	нет топлива	новое строительство	25,0							25,0
52 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		25,0						25,0
53 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			25,0					25,0
Всего по станции				25,0	25,0	25,0					75,0
<b>Энергосистема Саратовской области</b>											
<b>АСТ-Саратовская СЭС-4</b>											
51 солнечные агрегаты	ООО "Авелар Солар Технолджи"	нет топлива	новое строительство			15,0					15,0
<b>АСТ-Саратовская СЭС-6</b>											
51 солнечные агрегаты	ООО "Авелар Солар Технолджи"	нет топлива	новое строительство		15,0						15,0
<b>АСТ-Саратовская СЭС-8</b>											
51 солнечные агрегаты	ООО "Авелар Солар Технолджи"	нет топлива	новое строительство		10,0						10,0
<b>Энергосистема Республики Татарстан</b>											
<b>Казанская ТЭЦ-3</b>											
7 ГТ ТЭЦ	ОАО "ТГК-16"	Газ природный	новое строительство		388,6						388,6
<b>Казанская ТЭЦ-1</b>											
8 ПГУ(Т)	ОАО "Генерирующая компания"	Газ природный	новое строительство			115,0					115,0
9 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство			115,0					115,0
Всего по станции						230,0					230,0
<b>Нижекамская ТЭЦ ПТК-2</b>											
7 КЭС приключенные	ООО "Нижекамская ТЭЦ"	Газ природный	новое строительство	108,0							108,0
<b>Энергосистема Ульяновской области</b>											
<b>ВЭС "Ишеевка"</b>											
51 ветровые агрегаты	ООО"КомплексИндустрия"	нет топлива	новое строительство		15,0						15,0
<b>ВЭС "Карсун"</b>											
51 ветровые агрегаты	ООО"КомплексИндустрия"	нет топлива	новое строительство		15,0						15,0
<b>ВЭС "Новая Майна"</b>											
51 ветровые агрегаты	ООО"КомплексИндустрия"	нет топлива	новое строительство		15,0						15,0
<b>ВЭС "Фортум-Симбирская"</b>											
51 ветровые агрегаты	ОАО "Фортум"	нет топлива	новое строительство	35,0							35,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
<b>ОЭС Средней Волги, всего</b>											
Вводы мощности - всего				168,0	483,6	270,0					921,6
ТЭС				108,0	388,6	230,0					726,6
ВИЭ-всего				60,0	95,0	40,0					195,0
ветровые				35,0	45,0						80,0
солнечные				25,0	50,0	40,0					115,0
<b>ОЭС Юга</b>											
<b>Энергосистема Астраханской области</b>											
<b>Резиновая СЭС</b>											
51 солнечные агрегаты	ООО"МРЦ Энергохолдинг"	нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>СЭС "Володаровка" (МРЦ Энергохолдинг)</b>											
51 солнечные агрегаты	ООО"МРЦ Энергохолдинг"	нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>СЭС "Промстройматериалы"</b>											
51 солнечные агрегаты	ООО"МРЦ Энергохолдинг"	нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>СЭС "Енотаевка"</b>											
51 солнечные агрегаты	ООО"МРЦ Энергохолдинг"	нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>СЭС "Заводская"</b>											
51 солнечные агрегаты	ООО"КомплекcИндустрия"	нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>СЭС "Володаровка" (КомплекcИндустрия)</b>											
51 солнечные агрегаты	ООО"КомплекcИндустрия"	нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>ВЭС "Фунтово"</b>											
51 ветровые агрегаты	ООО"КомплекcИндустрия"	нет топлива	новое строительство		15,0						15,0
<b>ВЭС "Аксарайская"</b>											
51 ветровые агрегаты	ООО"КомплекcИндустрия"	нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>Энергосистема Волгоградской области</b>											
<b>СЭС "Бубновская"</b>											
51 солнечные агрегаты	ООО"МРЦ Энергохолдинг"	нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>СЭС "Ерзовка"</b>											
51 солнечные агрегаты	ООО"МРЦ Энергохолдинг"	нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>СЭС "Сузовкино"</b>											
51 солнечные агрегаты	ООО"МРЦ Энергохолдинг"	нет топлива	новое строительство		15,0						15,0
<b>СЭС "Урюпинское"</b>											
51 солнечные агрегаты	ООО"МРЦ Энергохолдинг"	нет топлива	новое строительство		15,0						15,0
<b>СЭС "Михайловская"</b>											
51 солнечные агрегаты	ООО"КомплекcИндустрия"	нет топлива	новое строительство		15,0						15,0
<b>Волгоградская СЭС</b>											
51 солнечные агрегаты	ООО "Солар Системс"	нет топлива	новое строительство			25,0					25,0
<b>Энергосистема Республики Дагестан</b>											
<b>СЭС Каспийская</b>											
51 солнечные агрегаты	ООО "МЭК-Инжиринг"	нет топлива	новое строительство	5,0							5,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
<b>СЭС "Хунзах-1"</b>	ООО "МЭК-Инжиринг"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	5,0							5,0
<b>Энергосистема Республики Кабардино-Балкария</b>											
<b>Зарагужская МГЭС</b>	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
<b>Энергосистема Республики Калмыкия</b>											
<b>Приютненская ВЭС</b>	ООО "АЛТЭН"										
53 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство	51,0							51,0
<b>СЭС "Элиста Западная"</b>	ООО"МРЦ Энергохолдинг"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		15,0						15,0
<b>СЭС "Элиста Северная"</b>	ООО"МРЦ Энергохолдинг"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		15,0						15,0
<b>СЭС "Элиста Восточная"</b>	ООО"МРЦ Энергохолдинг"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		15,0						15,0
<b>Калмыцкая СЭС-1</b>	ООО "Солар Системс"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				25,0				25,0
<b>Энергосистема Республики Карачаево-Черкесия</b>											
<b>Зеленчукская ГЭС-ГАЭС (к-д Зеленчукский)</b>	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
<b>МГЭС Усть-Джегутинская</b>	ПАО "РусГидро"										
51 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство		5,6						5,6
<b>МГЭС Б.Зеленчук</b>	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
<b>Энергосистема Республики Крым и г. Севастополь</b>											
<b>Севастопольская ПГУ-ТЭС</b>	ОАО "ВО "Технопромэкспорт"										
1 ПГУ КЭС		Газ природный	новое строительство		235,0						235,0
2 ПГУ КЭС		Газ природный	новое строительство			235,0					235,0
Всего по станции					235,0	235,0					470,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
<b>Симферопольская ПГУ-ТЭС</b>	ОАО "ВО "Технопромэкспорт"										
1 ПГУ КЭС		Газ природный	новое строительство		235,0						235,0
2 ПГУ КЭС		Газ природный	новое строительство			235,0					235,0
Всего по станции					235,0	235,0					470,0
<b>Энергосистема Ростовской области</b>											
<b>Ростовская АЭС</b>	АО "Концерн Росэнергоатом"										
4 ВВЭР-1200		Ядерное топливо	новое строительство		1070,0						1070,0
<b>Новочеркасская ГРЭС</b>	ПАО "ОГК-2"										
9 К-330-240		Уголь	новое строительство	330,0							330,0
<b>Энергосистема Республики Северная Осетия - Алания</b>											
<b>Зарамагская ГЭС-1</b>	ПАО "РусГидро"										
2 гидроагрегат		нет топлива	новое строительство			171,0					171,0
3 гидроагрегат		нет топлива	новое строительство			171,0					171,0
Всего по станции						342,0					342,0
<b>Энергосистема Ставропольского края</b>											
<b>Барсучковская МГЭС</b>	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
<b>МГЭС Бекешевская</b>	ПАО "РусГидро"										
51 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство		1,0						1,0
<b>МГЭС Егорлыкская-3</b>	ПАО "РусГидро"										
51 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство			3,5					3,5
<b>МГЭС Ставропольская</b>	ПАО "РусГидро"										
51 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство			4,7					4,7
<b>СЭС "Александровская"</b>	ООО"МРЦ Энергохолдинг"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>Старомарьевская СЭС</b>	ООО "Солар Системс"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		50,0						50,0
52 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			25,0					25,0
53 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				10,0				10,0
54 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				15,0				15,0
Всего по станции					50,0	25,0	25,0				100,0
<b>Энергосистема Чеченской Республики</b>											
<b>Грозненская ТЭС</b>	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

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
<b>ОЭС Юга, всего</b>											
Вводы мощности - всего				712,8	1706,6	1230,2	50,0				3699,6
АЭС					1070,0						1070,0
ГЭС				31,8	11,6	350,2					393,6
ГАЭС				140,0							140,0
ТЭС				330,0	470,0	830,0					1630,0
ВИЭ-всего				211,0	155,0	50,0	50,0				466,0
ветровые				66,0	15,0						81,0
солнечные				145,0	140,0	50,0	50,0				385,0
<b>ОЭС Урала</b>											
<b>Энергосистема Республики Башкортостан</b>											
<b>Ново-Салаватская ТЭЦ</b>	ООО "Ново-Салаватская ПГУ"										
8 ПГУ-410(Т)		Газ природный	новое строительство	410,0							410,0
<b>Уфимская ТЭЦ-5 (Затонская ТЭЦ)</b>	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
<b>Исянгуловская СЭС</b>	ООО "Авелар Солар Технолджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	9,0							9,0
<b>Бутульчанская СЭС-2 (Акъярская СЭС)</b>	ООО "Авелар Солар Технолджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	5,0							5,0
<b>Бурибаевская СЭС-1 (Юлдыбаевская СЭС)</b>	ООО "Авелар Солар Технолджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	10,0							10,0
<b>АСТ-Башкирская СЭС-5</b>	ООО "Авелар Солар Технолджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			10,0					10,0
<b>АСТ-Башкирская СЭС-10</b>	ООО "Авелар Солар Технолджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			10,0					10,0
<b>Энергосистема Оренбургской области</b>											
<b>Соль-Илецкая СЭС</b>	ООО "Авелар Солар Технолджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	25,0							25,0
<b>Перволюцкая СЭС</b>	ООО "Авелар Солар Технолджи"										
53 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				10,0				10,0
<b>Грачевская СЭС</b>	ООО "Авелар Солар Технолджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	10,0							10,0
<b>Первомайская СЭС</b>	ООО "Авелар Солар Технолджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		5,0						5,0
<b>Оренбургская СЭС-3</b>	ПАО "Т Плюс"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				60,0				60,0
<b>ВЭС "Новосергиевская"</b>	ООО"КомплексИндустрия"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство		15,0						15,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
<b>ВЭС "Аэропорт"</b>	ООО "КомплексИндустрия"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство		15,0						15,0
<b>Первомайская СЭС-2 (Державинская СЭС)</b>	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		5,0						5,0
<b>АСТ-Оренбургские СЭС-3</b>	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	10,0							10,0
<b>АСТ-Оренбургская СЭС-4</b>	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			10,0					10,0
<b>АСТ-Оренбургская СЭС-5</b>	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		10,0						10,0
<b>АСТ-Оренбургская СЭС-6</b>	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			15,0					15,0
<b>Оренбургская СЭС-2</b>	ПАО "Т Плюс"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				30,0				30,0
<b>Оренбургская СЭС-1</b>	ПАО "Т Плюс"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				45,0				45,0
<b>АСТ-Оренбургская СЭС-8</b>	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				25,0				25,0
<b>Энергосистема Пермского края</b>											
<b>Пермская ГРЭС</b>	АО "Интер РАО - Электрогенерация"										
4 ПГУ-800		Газ природный	новое строительство		800,0						800,0
<b>Энергосистема Свердловской области</b>											
<b>Верхнетагильская ГРЭС</b>	АО "Интер РАО - Электрогенерация"										
12 ПГУ-420		Газ природный	новое строительство		420,0						420,0
<b>Академическая ТЭЦ-1 (кот.Академэнерго)</b>	ПАО "Т Плюс"										
1 ПГУ-200(Т)		Газ природный	новое строительство	200,0							200,0
<b>Энергосистема Челябинской области</b>											
<b>Троицкая ГРЭС</b>	ПАО "ОГК-2"										
10 К-660-240		Уголь Экибастузский	новое строительство	660,0							660,0
<b>Челябинская ГРЭС</b>	ОАО "Фортум"										
10 ПГУ-225(Т)		Газ природный	новое строительство	225,0							225,0
11 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство	247,5							247,5
Всего по станции				472,5							472,5
<b>Челябинская ТЭЦ-1</b>	ОАО "Фортум"										
12 Р-25-35		Газ природный	новое строительство			25,0					25,0
<b>Аргаяшская ТЭЦ</b>	ОАО "Фортум"										
4 Т-...-90		Газ природный	замена	65,0							65,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
<b>Октябрьская СЭС</b>	ООО"КомплексИндустрия"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		15,0						15,0
<b>Чесменская СЭС</b>	ООО"МРЦ Энергохолдинг"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			15,0					15,0
<b>Бородиновская СЭС</b>	ООО"МРЦ Энергохолдинг"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			15,0					15,0
<b>Песчаная СЭС</b>	ООО"МРЦ Энергохолдинг"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			15,0					15,0
<b>ОЭС Урала, всего</b>											
Вводы мощности - всего				1876,5	1705,0	115,0	170,0				3866,5
ТЭС				1807,5	1640,0	25,0					3472,5
ВИЭ-всего				69,0	65,0	90,0	170,0				394,0
ветровые					30,0						30,0
солнечные				69,0	35,0	90,0	170,0				364,0
<b>ОЭС Сибири</b>											
<b>Энергосистема Алтайского края и Республики Алтай</b>											
<b>АСТ-Алтайская СЭС-6</b>	ООО "Авелар Солар Технолджи"										
56 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	5,0							5,0
<b>АСТ-Алтайская СЭС-5</b>	ООО "Авелар Солар Технолджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	5,0							5,0
<b>АСТ-Алтайская СЭС-3</b>	ООО "Авелар Солар Технолджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				10,0				10,0
<b>АСТ-Алтайская СЭС-7</b>	ООО "Авелар Солар Технолджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				10,0				10,0
<b>Энергосистема Республики Бурятия</b>											
<b>АСТ-Бурятские СЭС-6</b>	ООО "Авелар Солар Технолджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			15,0					15,0
<b>АСТ-Бурятская СЭС-9</b>	ООО "Авелар Солар Технолджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		10,0						10,0
<b>СЭС Тарбагатай</b>	ООО"КомплексИндустрия"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			15,0					15,0
<b>СЭС Кабанская</b>	ООО"КомплексИндустрия"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			15,0					15,0
<b>СЭС БВС</b>	ООО"КомплексИндустрия"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			15,0					15,0
<b>Энергосистема Забайкальского края</b>											
<b>АСТ-Забайкальская СЭС-3</b>	ООО "Авелар Солар Технолджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		10,0						10,0
<b>Балей СЭС</b>	ООО"КомплексИндустрия"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			15,0					15,0



Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
<b>СЭС Орловский ГОК</b>	ООО"КомплексИндустрия"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			15,0					15,0
<b>Энергосистема Иркутской области</b>											
<b>Заря СЭС</b>	ООО"МРЦ Энергохолдинг"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			15,0					15,0
<b>Энергосистема Красноярского края</b>											
<b>ГЭС ЗАО "Ванкорнефть" (Красноярск.край)</b>	АО "Ванкорнефть"										
9 ГТ-75		Газ попутный	новое строительство			75,0					75,0
10 ГТ-75		Газ попутный	новое строительство			75,0					75,0
Всего по станции						150,0					150,0
<b>Энергосистема Омской области</b>											
<b>Омская ТЭЦ-3</b>	АО "ТГК-11"										
10 Т-120-130		Газ природный	новое строительство	120,0							120,0
<b>АСТ-Омская СЭС-3</b>	ООО "Авелар Солар Технолджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		10,0						10,0
<b>АСТ-Омская СЭС-1</b>	ООО "Авелар Солар Технолджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				15,0				15,0
<b>АСТ-Омская СЭС-2</b>	ООО "Авелар Солар Технолджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство				15,0				15,0
<b>ОЭС Сибири, всего</b>											
Вводы мощности - всего				130,0	30,0	255,0	50,0				465,0
ТЭС				120,0		150,0					270,0
ВИЭ-всего				10,0	30,0	105,0	50,0				195,0
солнечные				10,0	30,0	105,0	50,0				195,0
<b>ОЭС Востока</b>											
<b>Энергосистема Амурской области</b>											
<b>Нижне-Бурейская ГЭС</b>	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
<b>Энергосистема Приморского края</b>											
<b>ТЭС ЗАО "ВНХК"</b>	АО "Восточная нефтехимическая компания"										
1 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство					113,0			113,0
2 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство					113,0			113,0
3 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство					113,0			113,0
4 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство					113,0			113,0
5 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство					113,0			113,0
Всего по станции								565,0			565,0
<b>ГТУ-ТЭЦ на площадке ЦПВБ</b>	ПАО "РАОЭС 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
Всего по станции				139,5							139,5

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
<b>ГЭС СПГ-Владивосток</b>	ПАО "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
<b>Энергосистема Хабаровского края</b>											
<b>Совгаванская ТЭЦ</b>	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
<b>ОЭС Востока, всего</b>											
Вводы мощности - всего				459,5	120,0	141,0		565,0			1285,5
ГЭС				320,0							320,0
ТЭС				139,5	120,0	141,0		565,0			965,5
<b>ЕЭС России - всего</b>											
Вводы мощности - всего				5671,5	5994,0	4439,6	1713,6	565,0	2453,8		20837,5
АЭС				1195,4	2268,8	1195,4	1198,8		2453,8		8312,2
ГЭС				351,8	11,6	350,2	49,8				763,4
ГАЭС				140,0	420,0	420,0					980,0
ТЭС				3589,3	2948,6	2174,0	195,0	565,0			9471,9
ВИЭ-всего				395,0	345,0	300,0	270,0				1310,0
ветровые				101,0	90,0						191,0
солнечные				294,0	255,0	300,0	270,0				1119,0

Приложение № 5  
к схеме и программе развития  
Единой энергетической системы  
России на 2016-2022 годы

**Информация о планах собственников по строительству генерирующих объектов (не учитываемая при расчете режимно-балансовой ситуации) по  
ОЭС и ЕЭС России на 2016-2022 годы**

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
<b>ОЭС Северо-Запада</b>											
<b>Энергосистема Калининградской области</b>											
<b>Калининградская ТЭЦ-1</b>	ОАО "Калининградская генерирующая компания"										
1 ТЭЦ ГПА		Газ природный	новое строительство		24,9						24,9
<b>Калининградская ТЭЦ-1</b>	ГК Корпорация "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ ГПА		Газ природный	новое строительство		24,9						24,9
<b>Гусевская ТЭЦ</b>	ОАО "Калининградская генерирующая компания"										
1 ТЭЦ ГПА		Газ природный	новое строительство		24,9						24,9
<b>Гусевская ТЭЦ</b>	ГК Корпорация "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ ГПА		Газ природный	новое строительство		17,6						17,6
<b>Калининградская ТЭЦ-1</b>	ОАО "Мобильные ГТЭС"										
1 ГТ КЭС		Моторное топливо	новое строительство	22,5							22,5
<b>ТЭС в г. Советске</b>											
1 ТЭЦ Газопоршневые	ГК Корпорация "ГазЭнергоСтрой"	Газ природный	новое строительство			18,3					18,3
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18,3					18,3
3 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18,3					18,3
4 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18,3					18,3
5 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18,3					18,3
6 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18,3					18,3
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
<b>Энергосистема Республики Карелия</b>											
<b>МГЭС "Шуя"</b>											
51 агрегаты малых ГЭС	ЗАО "Норд Гидро"	нет топлива	новое строительство			10,0					10,0
<b>МГЭС "Реболы"</b>											
51 агрегаты малых ГЭС	ЗАО "Норд Гидро"	нет топлива	новое строительство			0,5					0,5

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
<b>Энергосистема Республики Коми</b>											
<b>Энергоцентр "УСА"</b>	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
5 ГТУ-25 (Т)		Газ природный	новое строительство	25,0							25,0
Всего по станции				125,0							125,0
<b>Энергоцентр "Ярега"</b>											
1 ГТУ-25 (Т)	ООО "ЛУКОЙЛ-Коми"	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
<b>Энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области</b>											
<b>ТЭЦ-1 Обуховэнерго</b>	ООО "Обуховэнерго"										
3 ПГУ-50(Т)		Газ природный	замена			50,0					50,0
<b>Пулковская ТЭЦ</b>											
1 ПГУ-120(Т)	ООО "Пулковская ТЭЦ"	Газ природный	новое строительство				120,0				120,0
<b>Новоколпинская ТЭЦ</b>											
2 ПГУ-110(Т)	АО "ГСР ТЭЦ"	Газ природный	новое строительство				110,0				110,0
<b>ОЭС Северо-Запада, всего</b>											
Вводы мощности - всего				147,5	192,3	317,0	230,0				886,8
ГЭС						10,5					10,5
ТЭС				147,5	192,3	306,5	230,0				876,3
<b>ОЭС Центра</b>											
<b>Энергосистема Липецкой области</b>											
<b>ГТРС ОАО "НЛМК"</b>	ОАО "НЛМК"										
1 ГУБТ-20		Газ искусственный	новое строительство	20,0							20,0
<b>Энергосистема г.Москвы и Московской области</b>											
<b>ТЭЦ ВТИ</b>	ОАО "ВТИ"										
3 ПГУ-25(Т)		Газ природный	новое строительство				25,0				25,0
<b>ГТЭС "Городецкая" (Кожухово)</b>											
1 ПГУ(Т)	ООО "Росмикс"	Газ природный	новое строительство	226,0							226,0
<b>ГТЭС "Молжаниновка"</b>											
1 ПГУ(Т)	ООО "Ресад"	Газ природный	новое строительство	130,0							130,0
<b>ГТЭС "Варшавская"(Шербинка)</b>											
1 ПГУ(Т)	ООО "ЭнергоПромИнвест"	Газ природный	новое строительство		125,0						125,0
2 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство			125,0					125,0
3 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство				125,0				125,0
Всего по станции					125,0	125,0	125,0				375,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
<b>Энергоцентр "Останкино"</b>	ГК Корпорация "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			18,8					18,8
<b>Энергосистема Рязанской области</b>											
<b>Ново-Рязанская ТЭЦ</b>	ООО "Новорязанская ТЭЦ"										
10 Т-...-130		Газ природный	замена							30,0	30,0
<b>Энергосистема Ярославской области</b>											
<b>Тутаевская ПГУ</b>	АО "Тутаевская ПГУ"										
1 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство	52,0							52,0
<b>ОЭС Центра, всего</b>											
Вводы мощности - всего				428,0	125,0	143,8	150,0			30,0	876,8
ТЭС				428,0	125,0	143,8	150,0			30,0	876,8
<b>ОЭС Средней Волги</b>											
<b>Энергосистема Нижегородской области</b>											
<b>Автозаводская ТЭЦ</b>	ОАО "ЕвроСибЭнерго"										
13 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство						440,0		440,0
<b>Нижегородская ПГ-ТЭЦ</b>	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
<b>Саровская ТЭЦ</b>	ЗАО "Саровская генерирующая компания"										
8 ПТ-25-90		Газ природный	новое строительство	25,0							25,0
9 ПТ-25-90		Газ природный	новое строительство		25,0						25,0
Всего по станции				25,0	25,0						50,0
<b>Энергосистема Самарской области</b>											
<b>ТЭЦ-2 Куйбышевского НПЗ</b>	АО "Куйбышевский НПЗ"										
3 Р-12-35		Газ природный	новое строительство				12,0				12,0
4 Р-12-35		Газ природный	новое строительство				12,0				12,0
5 Р-6-35		Газ природный	новое строительство				6,0				6,0
Всего по станции							30,0				30,0
<b>Энергосистема Республики Татарстан</b>											
<b>Урусинская ГРЭС</b>	ЗАО "ТГК Урусинская ГРЭС"										
9 ПГУ КЭС		Газ природный	ст. корпус			66,0					66,0
<b>Нижекамская ТЭЦ-1</b>	ОАО "ТГК-16"										
12 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство				388,6				388,6
<b>Елабужская ТЭЦ</b>	ОАО "Генерирующая компания"										
1 ПГУ-230(Т)		Газ природный	новое строительство						230,0		230,0
<b>Энергосистема Ульяновской области</b>											
<b>ИЯУ МБИР</b>	АО "ГНЦ НИИАР"										
52 МБИР		Ядерное топливо	новое строительство					55,8			55,8
<b>ОЭС Средней Волги, всего</b>											
Вводы мощности - всего				25,0	25,0	966,0	418,6	55,8	670,0		2160,4
АЭС								55,8			55,8
ТЭС				25,0	25,0	966,0	418,6		670,0		2104,6

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
<b>ОЭС Юга</b>											
<b>Энергосистема Астраханской области</b>											
<b>Наримановская ВЭС</b>	ЗАО "ВГК"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство			24,0					24,0
<b>ШУ-ТЭЦ г. Знаменск</b>											
1 ШУ-44(Т)	ЗАО "ГК-4"	Газ природный	новое строительство	44,0							44,0
<b>ВЭС порт Оля</b>											
51 ветровые агрегаты	ЗАО "ВГК"	нет топлива	новое строительство				24,0				24,0
<b>Энергосистема Республики Калмыкия</b>											
<b>ВЭС "Алтэн 10"</b>	ООО "АЛТЭН"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство	10,0							10,0
<b>Энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея</b>											
<b>Новороссийская ТЭС</b>	ГК Корпорация "ГазЭнергоСтрой"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ природный	новое строительство			367,0					367,0
<b>ГТУ ТЭС ООО "РН-Туапсинский НПЗ"</b>											
8 ГТ ТЭЦ	ООО "РН-Туапсинский НПЗ"	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
11 Р-12-35		Газ природный	новое строительство	12,0							12,0
Всего по станции				153,0							153,0
<b>Береговая ВЭС</b>											
51 ветровые агрегаты	ЗАО "ВГК"	нет топлива	новое строительство		30,0						30,0
52 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство		30,0						30,0
53 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство		30,0						30,0
Всего по станции					90,0						90,0
<b>ВЭС Мирный</b>											
51 ветровые агрегаты	ООО "ВЭС-Мирный"	нет топлива	новое строительство		60,0						60,0
<b>ВЭС "Октябрьский"</b>											
51 ветровые агрегаты	ООО "ВЭС-Октябрьский"	нет топлива	новое строительство		39,0						39,0
<b>Таманская ВЭС</b>											
51 ветровые агрегаты	ЗАО "ВГК"	нет топлива	новое строительство				50,0				50,0
<b>Энергосистема Ростовской области</b>											
<b>ВЭС Беглица</b>	ЗАО "ВГК"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство			16,5					16,5
<b>ОЭС Юга, всего</b>											
Вводы мощности - всего				207,0	189,0	407,5	74,0				877,5
ТЭС				197,0		367,0					564,0
ВИЭ-всего				10,0	189,0	40,5	74,0				313,5
ветровые				10,0	189,0	40,5	74,0				313,5

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
<b>ОЭС Урала</b>											
<b>Энергосистема Оренбургской области</b>											
<b>ГПЭС Покровского УЖПГ</b>	АО "Оренбургнефть"										
1 ТЭЦ Газопоршневые		Газ попутный	новое строительство	4,3							4,3
2 ТЭЦ Газопоршневые		Газ попутный	новое строительство	4,3							4,3
Всего по станции				8,6							8,6
<b>Сакмарская СЭС-2</b>											
51 солнечные агрегаты	ПАО "Т Плюс"	нет топлива	новое строительство	11,0							11,0
<b>Энергосистема Пермского края</b>											
<b>*Соликамские ТЭЦ (бывш. ТЭЦ-12 и ТЭЦ-11)</b>											
8 ТЭЦ Газопоршневые	ООО "Соликамская ТЭЦ"	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
Всего по станции					73,2						73,2
<b>Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО</b>											
<b>Тюменская ТЭЦ-1</b>											
4 Т-...-130	ОАО "Фортум"	Газ природный	замена			94,0					94,0
<b>ГТЭС-72 "Ямбургская"</b>											
7 ГТ КЭС	ПАО "Газпром"	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
<b>ГТЭС Южно-Нурьмского м/р</b>											
1 ГТ-4	ОАО "Сургутнефтегаз"	Газ попутный	новое строительство		4,0						4,0
2 ГТ-4		Газ попутный	новое строительство		4,0						4,0
Всего по станции					8,0						8,0
<b>ГТЭС-48</b>											
1 ГТ-12	ПАО "Газпром"	Газ природный	новое строительство			12,0					12,0
2 ГТ-12		Газ природный	новое строительство			12,0					12,0
3 ГТ-12		Газ природный	новое строительство			12,0					12,0
4 ГТ-12		Газ природный	новое строительство			12,0					12,0
Всего по станции						48,0					48,0
<b>ГПЭС Сорковского м/р</b>											
1 КЭС газопоршневые	ПАО АНК "Башнефть"	Газ попутный	новое строительство	15,4							15,4
<b>ГТЭС Русского м/р</b>											
1 ГТ КЭС	АО "Тюменнефтегаз"	Газ попутный	новое строительство	175,0							175,0
<b>ГТЭС Верхнеколик-Еганского м/р</b>											
1 ГТЭС-5	АО "Варьеганнефтегаз"	Газ природный	новое строительство	4,8							4,8
2 ГТЭС-5		Газ природный	новое строительство	4,8							4,8
3 ГТЭС-5		Газ природный	новое строительство	4,8							4,8
4 ГТЭС-5		Газ природный	новое строительство	4,8							4,8
5 ГТЭС-5		Газ природный	новое строительство	4,8							4,8
Всего по станции				24,0							24,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
<b>ОЭС Урала, всего</b>											
Вводы мощности - всего				274,0	81,2	142,0					497,2
ТЭС				263,0	81,2	142,0					486,2
ВИЭ-всего				11,0							11,0
солнечные				11,0							11,0
<b>ОЭС Сибири</b>											
<b>Энергосистема Алтайского края и Республики Алтай</b>											
<b>Алтайская КЭС (Мунайская ТЭС)</b>	ООО "Алтайская КЭС"										
1 К-330-240		Уголь Мунайский	новое строительство							330,0	330,0
<b>Энергосистема Иркутской области</b>											
<b>Ленская ТЭС (газовая ТЭС в Усть-Куте)</b>	ПАО "Иркутскэнерго"										
1 ПГУ-230		Газ природный	новое строительство					230,0			230,0
<b>Энергосистема Красноярского края</b>											
<b>ТЭЦ АО "АНПЗ ВНК"</b>	АО "Ачинский НПЗ ВНК"										
3 Т-12-35		Газ природный	новое строительство				12,0				12,0
4 Т-12-35		Газ природный	новое строительство				12,0				12,0
Всего по станции							24,0				24,0
<b>Энергосистема Томской области</b>											
<b>Шингинская ГТЭС</b>	ООО "Газпромнефть-Восток"										
1 ГТ-6		Газ попутный	новое строительство	6,0							6,0
2 ГТ-6		Газ попутный	новое строительство	6,0							6,0
3 ГТ-6		Газ попутный	новое строительство	6,0							6,0
4 ГТ-6		Газ попутный	новое строительство	6,0							6,0
Всего по станции				24,0							24,0
<b>ОЭС Востока</b>											
<b>Энергосистема Приморского края</b>											
<b>Артемовская ТЭЦ</b>	ПАО "РАОЭС 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
3 Кт-...-130		Уголь Приморский	новое строительство						215,0		215,0
4 Кт-...-130		Уголь Приморский	новое строительство							215,0	215,0
Всего по станции							240,0		215,0	215,0	670,0
<b>Владивостокская ТЭЦ-2</b>											
7 ПГУ(Т)	ПАО "РАОЭС Востока"	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
<b>Уссурийская ТЭЦ</b>											
1 ПГУ(Т)	ПАО "РАОЭС Востока"	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



Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
<b>ГТУ-ТЭЦ г. Артем</b>	ПАО "РАО ЭС Востока"										
1 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство			17,4					17,4
2 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство			17,4					17,4
3 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство			17,4					17,4
4 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство			17,4					17,4
Всего по станции						69,6					69,6
<b>ГТУ-ТЭЦ г. Владивосток</b>	ПАО "РАО ЭС Востока"										
1 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство			17,4					17,4
2 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство			17,4					17,4
3 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство			17,4					17,4
Всего по станции						52,2					52,2
<b>Энергосистема Хабаровского края</b>											
<b>Хабаровская ТЭЦ-4</b>	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
<b>Якутский центральный энергорайон</b>											
<b>Якутская ГРЭС-2</b>	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					145,2						145,2
<b>ОЭС Востока, всего</b>											
Вводы мощности - всего					145,2	293,8	852,0	210,0	215,0	215,0	1931,0
ТЭС					145,2	293,8	852,0	210,0	215,0	215,0	1931,0
<b>ЕЭС России - всего</b>											
Вводы мощности - всего				1105,5	757,7	2270,1	1748,6	495,8	885,0	575,0	7837,7
АЭС								55,8			55,8
ГЭС						10,5					10,5
ТЭС-всего				1084,5	568,7	2219,1	1674,6	440,0	885,0	575,0	7446,9
ВИЭ-всего				21,0	189,0	40,5	74,0				324,5
ветровые				10,0	189,0	40,5	74,0				313,5
солнечные				11,0							11,0

Приложение № 6  
к схеме и программе развития  
Единой энергетической системы  
России на 2016-2022 годы

**Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по  
ОЭС и ЕЭС России на 2016-2022 годы**

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
<b>ОЭС Северо-Запада</b>											
<b>Энергосистема Мурманской области</b>											
<b>Верхне-Тудомская ГЭС</b>	ОАО "ТЭК-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				73,0				73,0
			изменение				6,0				6,0
<b>ОЭС Северо-Запада, всего</b>											
До модернизации							67,0				67,0
ГЭС							67,0				67,0
После модернизации							73,0				73,0
ГЭС							73,0				73,0
Изменение мощности							6,0				6,0
ГЭС							6,0				6,0
<b>ОЭС Центра</b>											
<b>Энергосистема Ярославской области</b>											
<b>Рыбинская ГЭС</b>	ПАО "РусГидро"										
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
<b>ОЭС Центра, всего</b>											
До модернизации							55,0				55,0
ГЭС							55,0				55,0
После модернизации							65,0				65,0
ГЭС							65,0				65,0
Изменение мощности							10,0				10,0
ГЭС							10,0				10,0
<b>ОЭС Средней Волги</b>											
<b>Энергосистема Нижегородской области</b>											
<b>Нижегородская ГЭС</b>	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				68,0				68,0
			изменение				3,0				3,0
<b>Энергосистема Самарской области</b>											
<b>Жигулевская ГЭС</b>	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

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
			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
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
Всего по станции											
До модернизации				345,0	230,0	230,0					805,0
После модернизации				376,5	251,0	251,0					878,5
Изменение мощности				31,5	21,0	21,0					73,5
<b>Энергосистема Саратовской области</b>											
<b>Саратовская ГЭС</b>											
	ПАО "РусГидро"										
4 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации	60,0							60,0
4 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации	66,0							66,0
			изменение	6,0							6,0
8 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации	60,0							60,0
8 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации	66,0							66,0
			изменение	6,0							6,0
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
18 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации			60,0					60,0
18 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации			66,0					66,0
			изменение			6,0					6,0
21 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации		60,0						60,0
21 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации		66,0						66,0
			изменение		6,0						6,0
Всего по станции											
До модернизации				120,0	120,0	180,0					420,0
После модернизации				132,0	132,0	198,0					462,0
Изменение мощности				12,0	12,0	18,0					42,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
<b>ОЭС Средней Волги, всего</b>											
До модернизации				465,0	350,0	475,0					1290,0
ГЭС				465,0	350,0	475,0					1290,0
После модернизации				508,5	383,0	517,0					1408,5
ГЭС				508,5	383,0	517,0					1408,5
Изменение мощности				43,5	33,0	42,0					118,5
ГЭС				43,5	33,0	42,0					118,5
<b>ОЭС Юга</b>											
<b>Энергосистема Волгоградской области</b>											
<b>Волжская ГЭС</b>											
1 г/а пов.-лопаст. верт.	ПАО "РусГидро"	нет топлива	до модернизации			115,0					115,0
1 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации								125,5
			изменение								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
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
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
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
			изменение								10,5
Всего по станции											
До модернизации				115,0	230,0	230,0					575,0
После модернизации				125,5	251,0	251,0					627,5
Изменение мощности				10,5	21,0	21,0					52,5
<b>Энергосистема Ростовской области</b>											
<b>Ростовская ТЭЦ-2</b>											
1 ПТ-80-130	ООО "ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго"	Газ природный	до модернизации	80,0							80,0
1 ПТ-100-130		Газ природный	после модернизации	100,0							100,0
			изменение	20,0							20,0
<b>ОЭС Юга, всего</b>											
До модернизации				195,0	230,0	230,0					655,0
ГЭС				115,0	230,0	230,0					575,0
ТЭС				80,0							80,0
После модернизации				225,5	251,0	251,0					727,5
ГЭС				125,5	251,0	251,0					627,5
ТЭС				100,0							100,0
Изменение мощности				30,5	21,0	21,0					72,5
ГЭС				10,5	21,0	21,0					52,5
ТЭС				20,0							20,0
<b>ОЭС Урала</b>											
<b>Энергосистема Оренбургской области</b>											
<b>Ириклинская ГРЭС</b>											
2 К-300-240	АО "Интер РАО - Электрогенерация"	Газ природный	до модернизации	300,0							300,0
2 К-...-240		Газ природный	после модернизации		314,0						314,0
			изменение	14,0							14,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
<b>Энергосистема Пермского края</b>											
<b>Воткинская ГЭС</b>											
	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		115,0						115,0
			изменение		15,0						15,0
<b>Камская ГЭС</b>											
	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
<b>ОЭС Урала, всего</b>											
До модернизации				321,0	100,0						421,0
ГЭС				21,0	100,0						121,0
ТЭС				300,0							300,0
После модернизации				338,0	115,0						453,0
ГЭС				24,0	115,0						139,0
ТЭС				314,0							314,0
Изменение мощности				17,0	15,0						32,0
ГЭС				3,0	15,0						18,0
ТЭС				14,0							14,0
<b>ОЭС Сибири</b>											
<b>Энергосистема Красноярского края</b>											
<b>Красноярская ТЭЦ-1</b>											
	ООО "СГК"										
9 ПТ-60-90		Уголь	до модернизации		60,0						60,0
9 ПТ-65-90		Уголь	после модернизации		65,0						65,0
			изменение		5,0						5,0
<b>Энергосистема Новосибирской области</b>											
<b>Новосибирская ГЭС</b>											
	ПАО "РусГидро"										
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
Всего по станции											
До модернизации				65,0	65,0	65,0					195,0
После модернизации				70,0	70,0	70,0					210,0
Изменение мощности				5,0	5,0	5,0					15,0
<b>ОЭС Сибири, всего</b>											
До модернизации				65,0	125,0	65,0					255,0
ГЭС				65,0	65,0	65,0					195,0
ТЭС					60,0						60,0
После модернизации				70,0	135,0	70,0					275,0
ГЭС				70,0	70,0	70,0					210,0
ТЭС					65,0						65,0
Изменение мощности				5,0	10,0	5,0					20,0
ГЭС				5,0	5,0	5,0					15,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
ТЭС					5,0						5,0
<b>ЕЭС России - всего</b>											
До модернизации				1046,0	805,0	825,0	67,0				2743,0
ГЭС				666,0	745,0	825,0	67,0				2303,0
ТЭС				380,0	60,0						440,0
После модернизации				1142,0	884,0	903,0	73,0				3002,0
ГЭС				728,0	819,0	903,0	73,0				2523,0
ТЭС				414,0	65,0						479,0
Изменение мощности				96,0	79,0	78,0	6,0				259,0
ГЭС				62,0	74,0	78,0	6,0				220,0
ТЭС				34,0	5,0						39,0

Приложение № 7  
к схеме и программе развития  
Единой энергетической системы  
России на 2016-2022 годы

**Объемы и структура перемаркировки генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации  
по ОЭС и ЕЭС России на 2016-2022 годы**

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
<b>ОЭС Центра</b>											
<b>Энергосистема Вологодской области</b>											
<b>Вологодская ТЭЦ</b>											
	ОАО "ТГК-2"										
3 Р-10-35		Газ	до перемаркировки	10,0							10,0
3 Р-6-35		Газ	после перемаркировки	6,0							6,0
			изменение	-4,0							-4,0
<b>ОЭС Центра, всего</b>											
До перемаркировки				10,0							10,0
ТЭС				10,0							10,0
После перемаркировки				6,0							6,0
ТЭС				6,0							6,0
Изменение мощности				-4,0							-4,0
ТЭС				-4,0							-4,0
<b>ОЭС Средней Волги</b>											
<b>Энергосистема Республики Татарстан</b>											
<b>Нижнекамская ТЭЦ ШТК-2</b>											
	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"										
4 Р-...-130		Газ	до перемаркировки	70,0							70,0
4 Р-...-130		Газ	после перемаркировки	97,0							97,0
			изменение	27,0							27,0
<b>ОЭС Средней Волги, всего</b>											
До перемаркировки				70,0							70,0
ТЭС				70,0							70,0
После перемаркировки				97,0							97,0
ТЭС				97,0							97,0
Изменение мощности				27,0							27,0
ТЭС				27,0							27,0
<b>ОЭС Урала</b>											
<b>Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО</b>											
<b>Тюменская ТЭЦ-1</b>											
	ОАО "Фортум"										
6 Т-...-130		Газ	до перемаркировки		72,0						72,0
6 Т-...-130		Газ	после перемаркировки		94,0						94,0
			изменение		22,0						22,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
<b>ОС Урала, всего</b>											
До перемаркировки					72,0						72,0
ТЭС					72,0						72,0
После перемаркировки					94,0						94,0
ТЭС					94,0						94,0
Изменение мощности					22,0						22,0
ТЭС					22,0						22,0
<b>ОЭС Востока</b>											
<b>Энергосистема Приморского края</b>											
<b>Партизанская ГРЭС</b>	АО "ДГК"										
1 Т-80-90		Уголь Нерюнгринский	до перемаркировки		80,0						80,0
1 Т-97-90		Уголь Нерюнгринский	после перемаркировки		97,0						97,0
			изменение		17,0						17,0
2 К...-90		Уголь Нерюнгринский	до перемаркировки		82,0						82,0
2 К-100-90		Уголь Нерюнгринский	после перемаркировки		100,0						100,0
			изменение		18,0						18,0
Всего по станции											
До перемаркировки					162,0						162,0
После перемаркировки					197,0						197,0
Изменение мощности					35,0						35,0
<b>ОЭС Востока, всего</b>											
До перемаркировки					162,0						162,0
ТЭС					162,0						162,0
После перемаркировки					197,0						197,0
ТЭС					197,0						197,0
Изменение мощности					35,0						35,0
ТЭС					35,0						35,0
<b>ЕЭС России - всего</b>											
До перемаркировки				80,0	234,0						314,0
ТЭС				80,0	234,0						314,0
После перемаркировки				103,0	291,0						394,0
ТЭС				103,0	291,0						394,0
Изменение мощности				23,0	57,0						80,0
ТЭС				23,0	57,0						80,0



Приложение № 8  
к схеме и программе развития  
Единой энергетической системы  
России на 2016-2022 годы

**Информация о планах собственников по модернизации генерирующих объектов (не учитываемая при расчете режимно-балансовой ситуации) по ОЭС и ЭЭС России на 2016-2022 годы**

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
<b>ОЭС Северо-Запада</b>											
<b>Энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области</b>											
<b>ТЭЦ-15 Автовская</b>	ОАО "ТГК-1"										
7 Т-...-130		Газ природный	до модернизации				97,0				97,0
7 Т-100-130		Газ природный	после модернизации				100,0				100,0
			изменение				3,0				3,0
<b>Энергосистема Мурманской области</b>											
<b>Верхне-Тудомская ГЭС</b>	ОАО "ТГК-1"										
3 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации					67,0			67,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации					73,0			73,0
			изменение					6,0			6,0
<b>ОЭС Северо-Запада, всего</b>											
До модернизации							97,0	67,0			164,0
ГЭС								67,0			67,0
ТЭС							97,0				97,0
После модернизации							100,0	73,0			173,0
ГЭС								73,0			73,0
ТЭС							100,0				100,0
Изменение мощности							3,0	6,0			9,0
ГЭС								6,0			6,0
ТЭС							3,0				3,0
<b>ОЭС Центра</b>											
<b>Энергосистема г.Москвы и Московской области</b>											
<b>ТЭЦ-22 Мосэнерго</b>	ПАО "Мосэнерго"										
10 Т-240-240		Уголь	до модернизации							240,0	240,0
10 Т-...-240		Уголь	после модернизации							295,0	295,0
			изменение							55,0	55,0
11 Т-240-240		Уголь	до модернизации					240,0			240,0
11 Т-...-240		Уголь	после модернизации					295,0			295,0
			изменение					55,0			55,0
Всего по станции											
До модернизации								240,0		240,0	480,0
После модернизации								295,0		295,0	590,0
Изменение мощности								55,0		55,0	110,0
<b>Энергосистема Ярославской области</b>											
<b>Рыбинская ГЭС</b>	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

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
			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	110,0
После модернизации								65,0		65,0	130,0
Изменение мощности								10,0		10,0	20,0
<b>ОЭС Центра, всего</b>											
До модернизации								295,0		295,0	590,0
ГЭС								55,0		55,0	110,0
ТЭС								240,0		240,0	480,0
После модернизации								360,0		360,0	720,0
ГЭС								65,0		65,0	130,0
ТЭС								295,0		295,0	590,0
Изменение мощности								65,0		65,0	130,0
ГЭС								10,0		10,0	20,0
ТЭС								55,0		55,0	110,0
<b>ОЭС Средней Волги</b>											
<b>Энергосистема Нижегородской области</b>											
<b>Нижегородская ГЭС</b>	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
7 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации						65,0		65,0
7 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации						72,5		72,5
			изменение						7,5		7,5
Всего по станции											
До модернизации								65,0	65,0		130,0
После модернизации								68,0	72,5		140,5
Изменение мощности								3,0	7,5		10,5
<b>Энергосистема Самарской области</b>											
<b>Жигулевская ГЭС</b>	ПАО "РусГидро"										
20 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации				115,0				115,0
20 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации				125,5				125,5
			изменение				10,5				10,5
<b>Энергосистема Саратовской области</b>											
<b>Саратовская ГЭС</b>	ПАО "РусГидро"										
2 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации							60,0	60,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации							66,0	66,0
			изменение							6,0	6,0
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
5 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации						60,0		60,0
5 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

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
7 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации				66,0				66,0
			изменение				6,0				6,0
9 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации							60,0	60,0
9 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации							66,0	66,0
			изменение							6,0	6,0
15 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации						60,0		60,0
15 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации						66,0		66,0
			изменение						6,0		6,0
17 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации							60,0	60,0
17 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
<b>Всего по станции</b>											
До модернизации							120,0	180,0	120,0	180,0	600,0
После модернизации							132,0	198,0	132,0	198,0	660,0
Изменение мощности							12,0	18,0	12,0	18,0	60,0
<b>Энергосистема Республики Татарстан</b>											
<b>Занская ГРЭС</b>	ОАО "Генерирующая компания"										
12 К-200-130		Газ природный	до модернизации	200,0							200,0
12 К-215-130		Газ природный	после модернизации	215,0							215,0
			изменение	15,0							15,0
<b>ОЭС Средней Волги, всего</b>											
До модернизации				200,0			235,0	245,0	185,0	180,0	1045,0
ГЭС							235,0	245,0	185,0	180,0	845,0
ТЭС				200,0							200,0
После модернизации				215,0			257,5	266,0	204,5	198,0	1141,0
ГЭС							257,5	266,0	204,5	198,0	926,0
ТЭС				215,0							215,0
Изменение мощности				15,0			22,5	21,0	19,5	18,0	96,0
ГЭС							22,5	21,0	19,5	18,0	81,0
ТЭС				15,0							15,0
<b>ОЭС Юга</b>											
<b>Энергосистема Волгоградской области</b>											
<b>Волжская ГЭС</b>	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
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
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
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
<b>Всего по станции</b>											

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
До модернизации							230,0	230,0			460,0
После модернизации							251,0	251,0			502,0
Изменение мощности							21,0	21,0			42,0
<b>Энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея</b>											
<b>Белореченская ГЭС</b>	ООО "ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго"										
1 гидроагрегат		нет топлива	до модернизации			16,0					16,0
1 гидроагрегат		нет топлива	после модернизации			22,7					22,7
			изменение			6,7					6,7
2 гидроагрегат		нет топлива	до модернизации				16,0				16,0
2 гидроагрегат		нет топлива	после модернизации				22,0				22,0
			изменение				6,0				6,0
Всего по станции											
До модернизации						16,0	16,0				32,0
После модернизации						22,7	22,0				44,7
Изменение мощности						6,7	6,0				12,7
<b>Энергосистема Республики Северная Осетия - Алания</b>											
<b>Эминская ГЭС</b>	ПАО "РусГидро"										
1 г/а рад.-осевой		нет топлива	до модернизации						15,0		15,0
1 г/а рад.-осевой		нет топлива	после модернизации						19,5		19,5
			изменение						4,5		4,5
<b>Энергосистема Ставропольского края</b>											
<b>Кубанская ГЭС-2</b>	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
<b>Сенгилевская ГЭС</b>											
1 агрегаты малых ГЭС	ПАО "РусГидро"	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
<b>Кубанская ГАЭС</b>											
1 агрегаты малых ГЭС	ПАО "РусГидро"	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
			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

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
			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
<b>ОЭС Юга, всего</b>											
До модернизации						16,0	255,0	230,0	76,9		577,9
ГЭС						16,0	255,0	230,0	76,9		577,9
После модернизации						22,7	285,0	251,0	85,8		644,5
ГЭС						22,7	285,0	251,0	85,8		644,5
Изменение мощности						6,7	30,0	21,0	8,9		66,6
ГЭС						6,7	30,0	21,0	8,9		66,6
<b>ОЭС Урала</b>											
<b>Энергосистема Республики Башкортостан</b>											
<b>Кармановская ГРЭС</b>	ООО "БГК"										
1 К....-240		Газ природный	до модернизации				303,2				303,2
1 К....-240		Газ природный	после модернизации				324,7				324,7
			изменение				21,5				21,5
<b>Энергосистема Пермского края</b>											
<b>Воткинская ГЭС</b>	ПАО "РусГидро"										
5 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации				100,0				100,0
5 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации				115,0				115,0
			изменение				15,0				15,0
7 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации						100,0		100,0
7 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации						115,0		115,0
			изменение						15,0		15,0
Всего по станции											
До модернизации							100,0		100,0		200,0
После модернизации							115,0		115,0		230,0
Изменение мощности							15,0		15,0		30,0
<b>Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО</b>											
<b>Уренгойская ГРЭС</b>	АО "Интер РАО - Электрогенерация"										
3 ПГУ КЭС		Газ природный	до модернизации				474,4				474,4
3 ПГУ КЭС		Газ природный	после модернизации				496,4				496,4
			изменение				22,0				22,0
<b>Няганская ТЭС</b>	ОАО "Фортум"										
2 ПГУ КЭС		Газ природный	до модернизации	424,2							424,2
2 ПГУ КЭС		Газ природный	после модернизации	453,0							453,0
			изменение	28,8							28,8
3 ПГУ КЭС		Газ природный	до модернизации		424,6						424,6
3 ПГУ КЭС		Газ природный	после модернизации		453,0						453,0
			изменение		28,4						28,4

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
Всего по станции											
До модернизации				424,2	424,6						848,8
После модернизации				453,0	453,0						906,0
Изменение мощности				28,8	28,4						57,2
<b>Энергосистема Челябинской области</b>											
<b>Челябинская ТЭЦ-3</b>	ОАО "Фортум"										
3 ПГУ-220(Т)		Газ природный	до модернизации		220,0						220,0
3 ПГУ(Т)		Газ природный	после модернизации		247,5						247,5
			изменение		27,5						27,5
<b>ОЭС Урала, всего</b>											
До модернизации				424,2	1119,0		403,2		100,0		2046,4
ГЭС							100,0		100,0		200,0
ТЭС				424,2	1119,0		303,2				1846,4
После модернизации				453,0	1196,9		439,7		115,0		2204,6
ГЭС							115,0		115,0		230,0
ТЭС				453,0	1196,9		324,7				1974,6
Изменение мощности				28,8	77,9		36,5		15,0		158,2
ГЭС							15,0		15,0		30,0
ТЭС				28,8	77,9		21,5				128,2
<b>ОЭС Сибири</b>											
<b>Энергосистема Алтайского края и Республики Алтай</b>											
<b>Бийская ТЭЦ-1</b>	ОАО "Бийскэнерго"										
6 Т-110-130		Уголь	до модернизации	110,0							110,0
6 Т-115-130		Уголь	после модернизации	114,9							114,9
			изменение	4,9							4,9

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
<b>Энергосистема Иркутской области</b>											
<b>Иркутская ГЭС</b>	ПАО "Иркутскэнерго"										
1 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации						82,8		82,8
1 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации						100,3		100,3
			изменение						17,5		17,5
2 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации					82,8			82,8
2 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации					100,3			100,3
			изменение					17,5			17,5
7 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации			82,8					82,8
7 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации			100,3					100,3
			изменение			17,5					17,5
8 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации				82,8				82,8
8 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации				100,3				100,3
			изменение				17,5				17,5
Всего по станции											
До модернизации						82,8	82,8	82,8	82,8		331,2
После модернизации						100,3	100,3	100,3	100,3		401,2
Изменение мощности						17,5	17,5	17,5	17,5		70,0
<b>Энергосистема Новосибирской области</b>											
<b>Новосибирская ГЭС</b>	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
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			130,0
После модернизации							70,0	70,0			140,0
Изменение мощности							5,0	5,0			10,0
<b>Энергосистема Омской области</b>											
<b>Омская ТЭЦ-4</b>	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
7 Т-100-130		Уголь	до модернизации					100,0			100,0
7 Т-113-130		Уголь	после модернизации					113,0			113,0
			изменение					13,0			13,0
Всего по станции											
До модернизации						100,0		100,0			200,0
После модернизации						113,0		113,0			226,0
Изменение мощности						13,0		13,0			26,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
<b>ОЭС Сибири, всего</b>											
До модернизации				110,0		182,8	147,8	247,8	82,8		771,2
ГЭС						82,8	147,8	147,8	82,8		461,2
ТЭС				110,0		100,0		100,0			310,0
После модернизации				114,9		213,3	170,3	283,3	100,3		882,1
ГЭС						100,3	170,3	170,3	100,3		541,2
ТЭС				114,9		113,0		113,0			340,9
Изменение мощности				4,9		30,5	22,5	35,5	17,5		110,9
ГЭС						17,5	22,5	22,5	17,5		80,0
ТЭС				4,9		13,0		13,0			30,9
<b>ОЭС Востока</b>											
<b>Энергосистема Амурской области</b>											
<b>Райчихинская ГРЭС</b>	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
<b>ОЭС Востока, всего</b>											
До модернизации					50,0						50,0
ТЭС					50,0						50,0
После модернизации					33,0						33,0
ТЭС					33,0						33,0
Изменение мощности					-17,0						-17,0
ТЭС					-17,0						-17,0
<b>ЕЭС России - всего</b>											
До модернизации				734,2	1169,0	198,8	1138,0	1084,8	444,7	475,0	5244,5
ГЭС						98,8	737,8	744,8	444,7	235,0	2261,1
ТЭС				734,2	1169,0	100,0	400,2	340,0		240,0	2983,4
После модернизации				782,9	1229,9	236,0	1252,5	1233,3	505,6	558,0	5798,2
ГЭС						123,0	827,8	825,3	505,6	263,0	2544,7
ТЭС				782,9	1229,9	113,0	424,7	408,0		295,0	3253,5
Изменение мощности				48,7	60,9	37,2	114,5	148,5	60,9	83,0	553,7
ГЭС						24,2	90,0	80,5	60,9	28,0	283,6
ТЭС				48,7	60,9	13,0	24,5	68,0		55,0	270,1



Приложение № 9  
к схеме и программе развития  
Единой энергетической системы  
России на 2016-2022 годы

**Информация о планах собственников по перемаркировке генерирующих объектов (не учитываемая при расчете режимно-балансовой ситуации) по  
ОЭС и ЕЭС России на 2016-2022 годы**

МВт											
Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2016-2022 годы
<b>ОЭС Урала</b>											
<b>Энергосистема Челябинской области</b>											
*Магнитогорская ЦЭС	Электростанции промышленных предприятий										
5 Т-25-29		Газ	до перемаркировки						25,0		25,0
5 Т-40-29		Газ	после перемаркировки						40,0		40,0
			изменение						15,0		15,0
<b>ОЭС Урала, всего</b>											
До перемаркировки									25,0		25,0
ТЭС									25,0		25,0
После перемаркировки									40,0		40,0
ТЭС									40,0		40,0
Изменение мощности									15,0		15,0
ТЭС									15,0		15,0
<b>ЕЭС России - всего</b>											
До перемаркировки									25,0		25,0
ТЭС									25,0		25,0
После перемаркировки									40,0		40,0
ТЭС									40,0		40,0
Изменение мощности									15,0		15,0
ТЭС									15,0		15,0

Приложение № 10  
к схеме и программе развития  
Единой энергетической системы  
России на 2016 – 2022 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**

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

	Ед. измер.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
<b><u>СПРОС</u></b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	1015718,0	1032816,0	1040979,0	1048838,0	1056430,0	1061965,0	1067133,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,7	0,8	0,8	0,7	0,5	0,5
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2655,0	2655,0	3575,0	4495,0	4495,0	4495,0	4495,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	154116,0	157335,0	158642,0	159562,0	160484,0	161311,0	162011,0
Число часов использования максимума	час	6573	6548	6539	6545	6555	6555	6559
Экспорт мощности	тыс.кВт	3960,0	3960,0	3460,0	3460,0	3360,0	3360,0	3360,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	24971,0	25558,0	25781,0	25934,0	26097,0	26231,0	26343,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	16,2	16,2	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>183047,0</b>	<b>186853,0</b>	<b>187883,0</b>	<b>188956,0</b>	<b>189941,0</b>	<b>190902,0</b>	<b>191714,0</b>
<b><u>ПОКРЫТИЕ</u></b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	239421,9	246778,4	249679,0	251098,6	250663,6	252117,4	252117,4
АЭС	тыс.кВт	27924,4	30193,2	30388,6	31587,4	30587,4	32041,2	32041,2
ГЭС	тыс.кВт	48407,9	49871,0	50719,2	50775,0	50775,0	50775,0	50775,0
ТЭС	тыс.кВт	162622,4	165513,0	167070,0	166965,0	167530,0	167530,0	167530,0
ВИЭ	тыс.кВт	467,2	1201,2	1501,2	1771,2	1771,2	1771,2	1771,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	12798,0	13687,6	14305,5	14575,5	14889,5	14889,5	14889,5

	Ед. измер.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	1110,0	1920,7	940,0	24,9	251,0	2453,8	0,0
Невыдаваемая мощность	тыс.кВт	10134,0	10004,0	9913,0	9543,0	9195,0	9088,0	8683,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>215379,9</b>	<b>221166,2</b>	<b>224520,6</b>	<b>226955,3</b>	<b>226328,2</b>	<b>225686,2</b>	<b>228545,0</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>32332,9</b>	<b>34313,2</b>	<b>36637,6</b>	<b>37999,3</b>	<b>36387,2</b>	<b>34784,2</b>	<b>36831,0</b>

**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**

	Ед. измер.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
<b>СПРОС</b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	983360,0	994453,0	1001690,0	1008776,0	1016045,0	1019700,0	1024629,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,1	0,7	0,7	0,7	0,4	0,5
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2655,0	2655,0	3575,0	4495,0	4495,0	4495,0	4495,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	149370,0	151704,0	152796,0	153662,0	154363,0	155179,0	155860,0
Число часов использования максимума	час	6566	6538	6532	6536	6553	6542	6545
Экспорт мощности	тыс.кВт	3460,0	3460,0	2960,0	2960,0	2860,0	2860,0	2860,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	23927,0	24319,0	24495,0	24636,0	24750,0	24882,0	24990,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>176757,0</b>	<b>179483,0</b>	<b>180251,0</b>	<b>181258,0</b>	<b>181973,0</b>	<b>182921,0</b>	<b>183710,0</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	229779,9	235315,2	238074,8	239494,4	238494,4	239948,2	239948,2
АЭС	тыс.кВт	27924,4	30193,2	30388,6	31587,4	30587,4	32041,2	32041,2
ГЭС	тыс.кВт	44747,9	45253,5	46101,7	46157,5	46157,5	46157,5	46157,5
ТЭС	тыс.кВт	156640,4	158667,3	160083,3	159978,3	159978,3	159978,3	159978,3
ВИЭ	тыс.кВт	467,2	1201,2	1501,2	1771,2	1771,2	1771,2	1771,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	12784,7	13523,2	14110,1	14380,1	14380,1	14380,1	14380,1
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	790,0	1920,7	830,0	24,9	0,0	2453,8	0,0
Невыдаваемая мощность	тыс.кВт	10134,0	10004,0	9913,0	9543,0	9195,0	9088,0	8683,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>206071,2</b>	<b>209867,3</b>	<b>213221,8</b>	<b>215546,5</b>	<b>214919,4</b>	<b>214026,4</b>	<b>216885,2</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>29314,2</b>	<b>30384,3</b>	<b>32970,8</b>	<b>34288,5</b>	<b>32946,4</b>	<b>31105,4</b>	<b>33175,2</b>

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

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

	Ед. измер.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
<b><u>СПРОС</u></b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	777655,0	787549,0	793685,0	799731,0	805798,0	808649,0	812580,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,3	0,8	0,8	0,8	0,4	0,5
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2655,0	2655,0	3575,0	4495,0	4495,0	4495,0	4495,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	120055,0	122274,0	123189,0	123929,0	124532,0	125199,0	125734,0
Число часов использования максимума	час	6455	6419	6414	6417	6435	6423	6427
Экспорт мощности	тыс.кВт	3160,0	3160,0	2660,0	2660,0	2560,0	2560,0	2560,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	20409,0	20787,0	20942,0	21068,0	21170,0	21284,0	21375,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>143624,0</b>	<b>146221,0</b>	<b>146791,0</b>	<b>147657,0</b>	<b>148262,0</b>	<b>149043,0</b>	<b>149669,0</b>
<b><u>ПОКРЫТИЕ</u></b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	178004,1	183574,4	186096,0	187465,6	186465,6	187919,4	187919,4
АЭС	тыс.кВт	27924,4	30193,2	30388,6	31587,4	30587,4	32041,2	32041,2
ГЭС	тыс.кВт	19466,5	19967,1	20810,3	20866,1	20866,1	20866,1	20866,1
ТЭС	тыс.кВт	130171,2	132268,1	133556,1	133451,1	133451,1	133451,1	133451,1
ВИЭ	тыс.кВт	442,0	1146,0	1341,0	1561,0	1561,0	1561,0	1561,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	6628,1	7341,9	7823,8	8043,8	8043,8	8043,8	8043,8
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	670,0	1920,7	830,0	24,9	0,0	2453,8	0,0
Невыдаваемая мощность	тыс.кВт	3760,0	3691,0	3601,0	3333,0	3079,0	2976,0	2615,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>166946,0</b>	<b>170620,8</b>	<b>173841,2</b>	<b>176063,9</b>	<b>175342,8</b>	<b>174445,8</b>	<b>177260,6</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>23322,0</b>	<b>24399,8</b>	<b>27050,2</b>	<b>28406,9</b>	<b>27080,8</b>	<b>25402,8</b>	<b>27591,6</b>

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

	Ед. измер.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
<b>СПРОС</b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	90717,0	90998,0	91482,0	92002,0	92607,0	92911,0	93231,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,3	0,5	0,6	0,7	0,3	0,3
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	14733,0	14825,0	14890,0	14964,0	15014,0	15099,0	15151,0
Число часов использования максимума	час	6157	6138	6144	6148	6168	6153	6153
Экспорт мощности	тыс.кВт	1910,0	1910,0	1910,0	1910,0	1910,0	1910,0	1910,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	3061,0	3118,0	3141,0	3160,0	3176,0	3193,0	3206,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	20,8	21,0	21,1	21,1	21,2	21,1	21,2
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>19704,0</b>	<b>19853,0</b>	<b>19941,0</b>	<b>20034,0</b>	<b>20100,0</b>	<b>20202,0</b>	<b>20267,0</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	23341,2	24540,0	24308,0	25757,6	24757,6	25956,4	25956,4
АЭС	тыс.кВт	5760,0	6958,8	5958,8	7157,6	6157,6	7356,4	7356,4
ГЭС	тыс.кВт	2949,2	2949,2	2949,2	3005,0	3005,0	3005,0	3005,0
ТЭС	тыс.кВт	14625,6	14625,6	15393,6	15588,6	15588,6	15588,6	15588,6
ВИЭ	тыс.кВт	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1118,8	1118,8	1118,8	1118,8	1118,8	1118,8	1118,8
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	100,0	0,0	0,0	24,9	0,0	1198,8	0,0
Невыдаваемая мощность	тыс.кВт	2028,0	2017,0	2014,0	1814,0	1643,0	1634,0	1631,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>20094,4</b>	<b>21404,2</b>	<b>21175,2</b>	<b>22799,9</b>	<b>21995,8</b>	<b>22004,8</b>	<b>23206,6</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>390,4</b>	<b>1551,2</b>	<b>1234,2</b>	<b>2765,9</b>	<b>1895,8</b>	<b>1802,8</b>	<b>2939,6</b>

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

	Ед. измер.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
<b><u>СПРОС</u></b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	233587,0	233937,0	236257,0	238274,0	239845,0	240842,0	242296,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,1	1,0	0,9	0,7	0,4	0,6
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	37795,0	38149,0	38504,0	38696,0	38853,0	39068,0	39266,0
Число часов использования максимума	час	6112	6065	6045	6043	6059	6052	6058
Экспорт мощности	тыс.кВт	500,0	500,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	6531,0	6652,0	6701,0	6742,0	6774,0	6811,0	6840,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	17,3	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>44826,0</b>	<b>45301,0</b>	<b>45205,0</b>	<b>45438,0</b>	<b>45627,0</b>	<b>45879,0</b>	<b>46106,0</b>
<b><u>ПОКРЫТИЕ</u></b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	54130,5	53990,5	55660,9	55360,9	55360,9	55615,9	55615,9
АЭС	тыс.кВт	13612,4	13612,4	14807,8	14807,8	14807,8	15062,8	15062,8
ГЭС	тыс.кВт	1788,9	2208,9	2638,9	2638,9	2638,9	2638,9	2638,9
ТЭС	тыс.кВт	38684,3	38124,3	38154,3	37854,3	37854,3	37854,3	37854,3
ВИЭ	тыс.кВт	45,0	45,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	948,3	943,3	958,3	958,3	958,3	958,3	958,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	565,0	420,0	420,0	0,0	0,0	1255,0	0,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>52617,2</b>	<b>52627,2</b>	<b>54282,6</b>	<b>54402,6</b>	<b>54402,6</b>	<b>53402,6</b>	<b>54657,6</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>7791,2</b>	<b>7326,2</b>	<b>9077,6</b>	<b>8964,6</b>	<b>8775,6</b>	<b>7523,6</b>	<b>8551,6</b>

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

	Ед. измер.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
<b>СПРОС</b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	104725,0	105055,0	105686,0	106243,0	106967,0	106940,0	107108,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,3	0,6	0,5	0,7	0,0	0,2
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	16718,0	16838,0	16930,0	17005,0	17054,0	17079,0	17096,0
Число часов использования максимума	час	6264	6239	6243	6248	6272	6261	6265
Экспорт мощности	тыс.кВт	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	2245,0	2287,0	2304,0	2317,0	2329,0	2341,0	2351,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	13,4	13,6	13,6	13,6	13,7	13,7	13,8
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>18973,0</b>	<b>19135,0</b>	<b>19244,0</b>	<b>19332,0</b>	<b>19393,0</b>	<b>19430,0</b>	<b>19457,0</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	27205,7	27722,3	27997,3	27997,3	27997,3	27997,3	27997,3
АЭС	тыс.кВт	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ГЭС	тыс.кВт	6933,5	6966,5	7008,5	7008,5	7008,5	7008,5	7008,5
ТЭС	тыс.кВт	16140,2	16528,8	16721,8	16721,8	16721,8	16721,8	16721,8
ВИЭ	тыс.кВт	60,0	155,0	195,0	195,0	195,0	195,0	195,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1993,5	2088,5	2119,4	2119,4	2119,4	2119,4	2119,4
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	0,0	230,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>25212,2</b>	<b>25633,8</b>	<b>25647,9</b>	<b>25877,9</b>	<b>25877,9</b>	<b>25877,9</b>	<b>25877,9</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>6239,2</b>	<b>6498,8</b>	<b>6403,9</b>	<b>6545,9</b>	<b>6484,9</b>	<b>6447,9</b>	<b>6420,9</b>



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

	Ед. измер.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
<b>СПРОС</b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	89222,0	97219,0	98256,0	99704,0	100874,0	101617,0	102497,0
Рост потребления электрической энергии	%		9,0	1,1	1,5	1,2	0,7	0,9
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	14554,0	16034,0	16191,0	16412,0	16553,0	16702,0	16831,0
Число часов использования максимума	час	6125	6059	6064	6070	6089	6080	6085
Экспорт мощности	тыс.кВт	450,0	450,0	450,0	450,0	350,0	350,0	350,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	2041,0	2079,0	2094,0	2107,0	2117,0	2128,0	2138,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	14,0	13,0	12,9	12,8	12,8	12,7	12,7
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>17045,0</b>	<b>18563,0</b>	<b>18735,0</b>	<b>18969,0</b>	<b>19020,0</b>	<b>19180,0</b>	<b>19319,0</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	20809,1	23439,0	24690,2	24740,2	24740,2	24740,2	24740,2
АЭС	тыс.кВт	3000,0	4070,0	4070,0	4070,0	4070,0	4070,0	4070,0
ГЭС	тыс.кВт	5938,4	5971,0	6342,2	6342,2	6342,2	6342,2	6342,2
ТЭС	тыс.кВт	11656,3	12639,6	13469,6	13469,6	13469,6	13469,6	13469,6
ВИЭ	тыс.кВт	214,4	758,4	808,4	858,4	858,4	858,4	858,4
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1341,9	1914,3	2287,5	2337,5	2337,5	2337,5	2337,5
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	5,0	1080,7	180,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>19462,2</b>	<b>20444,0</b>	<b>22222,7</b>	<b>22402,7</b>	<b>22402,7</b>	<b>22402,7</b>	<b>22402,7</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>2417,2</b>	<b>1881,0</b>	<b>3487,7</b>	<b>3433,7</b>	<b>3382,7</b>	<b>3222,7</b>	<b>3083,7</b>

**Примечание:** с 2017 года в ОЭС Юга учитывается присоединение энергосистемы Республики Крым и г.Севастополя

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

	Ед. измер.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
<b>СПРОС</b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	259404,0	260340,0	262004,0	263508,0	265505,0	266339,0	267448,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,4	0,6	0,6	0,8	0,3	0,4
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	36255,0	36428,0	36674,0	36852,0	37058,0	37251,0	37390,0
Число часов использования максимума	час	7155	7147	7144	7150	7165	7150	7153
Экспорт мощности	тыс.кВт	290,0	290,0	290,0	290,0	290,0	290,0	290,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	6531,0	6651,0	6702,0	6742,0	6774,0	6811,0	6840,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	18,0	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>43076,0</b>	<b>43369,0</b>	<b>43666,0</b>	<b>43884,0</b>	<b>44122,0</b>	<b>44352,0</b>	<b>44520,0</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	52517,5	53882,5	53439,5	53609,5	53609,5	53609,5	53609,5
АЭС	тыс.кВт	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ГЭС	тыс.кВт	1856,5	1871,5	1871,5	1871,5	1871,5	1871,5	1871,5
ТЭС	тыс.кВт	49064,8	50349,8	49816,8	49816,8	49816,8	49816,8	49816,8
ВИЭ	тыс.кВт	116,2	181,2	271,2	441,2	441,2	441,2	441,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1225,5	1276,9	1339,7	1509,7	1509,7	1509,7	1509,7
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	420,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Невыдаваемая мощность	тыс.кВт	1732,0	1674,0	1587,0	1519,0	1436,0	1342,0	984,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>49560,0</b>	<b>50511,6</b>	<b>50512,8</b>	<b>50580,8</b>	<b>50663,8</b>	<b>50757,8</b>	<b>51115,8</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>6484,0</b>	<b>7142,6</b>	<b>6846,8</b>	<b>6696,8</b>	<b>6541,8</b>	<b>6405,8</b>	<b>6595,8</b>

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

	Ед. измер.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
<b><u>СПРОС</u></b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	205705,0	206904,0	208005,0	209045,0	210247,0	211051,0	212049,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,6	0,5	0,5	0,6	0,4	0,5
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	29315,0	29430,0	29607,0	29733,0	29831,0	29980,0	30126,0
Число часов использования максимума	час	7017	7030	7026	7031	7048	7040	7039
Экспорт мощности	тыс.кВт	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	3518,0	3532,0	3553,0	3568,0	3580,0	3598,0	3615,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>33133,0</b>	<b>33262,0</b>	<b>33460,0</b>	<b>33601,0</b>	<b>33711,0</b>	<b>33878,0</b>	<b>34041,0</b>
<b><u>ПОКРЫТИЕ</u></b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	51775,8	51740,8	51978,8	52028,8	52028,8	52028,8	52028,8
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	25281,4	25286,4	25291,4	25291,4	25291,4	25291,4	25291,4
ТЭС	тыс.кВт	26469,2	26399,2	26527,2	26527,2	26527,2	26527,2	26527,2
ВИЭ	тыс.кВт	25,2	55,2	160,2	210,2	210,2	210,2	210,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	6156,6	6181,3	6286,3	6336,3	6336,3	6336,3	6336,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	120,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Невыдаваемая мощность	тыс.кВт	6374,0	6313,0	6312,0	6210,0	6116,0	6112,0	6068,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>39125,3</b>	<b>39246,6</b>	<b>39380,6</b>	<b>39482,6</b>	<b>39576,6</b>	<b>39580,6</b>	<b>39624,6</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>5992,3</b>	<b>5984,6</b>	<b>5920,6</b>	<b>5881,6</b>	<b>5865,6</b>	<b>5702,6</b>	<b>5583,6</b>

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

	Ед. измер.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
<b>СПРОС</b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	205705,0	206904,0	208005,0	209045,0	210247,0	211051,0	212049,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,6	0,5	0,5	0,6	0,4	0,5
Собственный максимум	тыс.кВт	30414,0	30529,0	30704,0	30828,0	30922,0	31071,0	31223,0
Число часов использования максимума	час	6763	6777	6775	6781	6799	6793	6791
Экспорт мощности	тыс.кВт	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	3650,0	3663,0	3684,0	3699,0	3711,0	3729,0	3747,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>34364,0</b>	<b>34492,0</b>	<b>34688,0</b>	<b>34827,0</b>	<b>34933,0</b>	<b>35100,0</b>	<b>35270,0</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	51775,8	51740,8	51978,8	52028,8	52028,8	52028,8	52028,8
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	25281,4	25286,4	25291,4	25291,4	25291,4	25291,4	25291,4
ТЭС	тыс.кВт	26469,2	26399,2	26527,2	26527,2	26527,2	26527,2	26527,2
ВИЭ	тыс.кВт	25,2	55,2	160,2	210,2	210,2	210,2	210,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	6156,6	6181,3	6286,3	6336,3	6336,3	6336,3	6336,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	120,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Невыдаваемая мощность	тыс.кВт	5622,0	5556,0	5550,0	5442,0	5346,0	5340,0	5293,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>39877,3</b>	<b>40003,6</b>	<b>40142,6</b>	<b>40250,6</b>	<b>40346,6</b>	<b>40352,6</b>	<b>40399,6</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>5513,3</b>	<b>5511,6</b>	<b>5454,6</b>	<b>5423,6</b>	<b>5413,6</b>	<b>5252,6</b>	<b>5129,6</b>

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

	Ед. измер.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
<b>СПРОС</b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	32358,0	38363,0	39289,0	40062,0	40385,0	42265,0	42504,0
Рост потребления электрической энергии	%		18,6	2,4	2,0	0,8	4,7	0,6
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	4746,0	5631,0	5846,0	5900,0	6121,0	6132,0	6151,0
Число часов использования максимума	час	6818	6813	6721	6790	6598	6893	6910
Экспорт мощности	тыс.кВт	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	1044,0	1239,0	1286,0	1298,0	1347,0	1349,0	1353,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>6290,0</b>	<b>7370,0</b>	<b>7632,0</b>	<b>7698,0</b>	<b>7968,0</b>	<b>7981,0</b>	<b>8004,0</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	9642,0	11463,2	11604,2	11604,2	12169,2	12169,2	12169,2
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	3660,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	тыс.кВт	5982,0	6845,7	6986,7	6986,7	7551,7	7551,7	7551,7
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	13,3	164,4	195,4	195,4	509,4	509,4	509,4
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	320,0	0,0	110,0	0,0	251,0	0,0	0,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>9308,7</b>	<b>11298,8</b>	<b>11298,8</b>	<b>11408,8</b>	<b>11408,8</b>	<b>11659,8</b>	<b>11659,8</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>3018,7</b>	<b>3928,8</b>	<b>3666,8</b>	<b>3710,8</b>	<b>3440,8</b>	<b>3678,8</b>	<b>3655,8</b>

**Примечание:** с 2017 года в ОЭС Востока учитывается присоединение к Южному энергорайону Республики Саха (Якутия) Центрального и Западного энергорайонов

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

	Ед. измер.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
<b>СПРОС</b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	32358,0	38363,0	39289,0	40062,0	40385,0	42265,0	42504,0
Рост потребления электрической энергии	%		18,6	2,4	2,0	0,8	4,7	0,6
Собственный максимум	тыс.кВт	5532,0	6557,0	6810,0	6873,0	7138,0	7151,0	7173,0
Число часов использования максимума	час	5849	5851	5769	5829	5658	5910	5926
Экспорт мощности	тыс.кВт	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	1217,0	1443,0	1498,0	1512,0	1570,0	1573,0	1578,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>7249,0</b>	<b>8500,0</b>	<b>8808,0</b>	<b>8885,0</b>	<b>9208,0</b>	<b>9224,0</b>	<b>9251,0</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	9642,0	11463,2	11604,2	11604,2	12169,2	12169,2	12169,2
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	3660,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	тыс.кВт	5982,0	6845,7	6986,7	6986,7	7551,7	7551,7	7551,7
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	13,3	164,4	195,4	195,4	509,4	509,4	509,4
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	320,0	0,0	110,0	0,0	251,0	0,0	0,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>9308,7</b>	<b>11298,8</b>	<b>11298,8</b>	<b>11408,8</b>	<b>11408,8</b>	<b>11659,8</b>	<b>11659,8</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>2059,7</b>	<b>2798,8</b>	<b>2490,8</b>	<b>2523,8</b>	<b>2200,8</b>	<b>2435,8</b>	<b>2408,8</b>

**Примечание:** с 2017 года в ОЭС Востока учитывается присоединение к Южному энергорайону Республики Саха (Якутия) Центрального и Западного энергорайонов













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.

МВт

ОЭС Средней Волги	2015 г. факт	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>ПОТРЕБНОСТЬ:</b>								
<b>Максимум ОЭС, совмещенный с ЕЭС</b>	<b>16302,0</b>	<b>16718,0</b>	<b>16838,0</b>	<b>16930,0</b>	<b>17005,0</b>	<b>17054,0</b>	<b>17079,0</b>	<b>17096,0</b>
<b>ОЭС Республики Марий-Эл</b>								
Потребность (собственный максимум)	521,0	521,0	523,0	524,0	525,0	525,0	526,0	527,0
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								
<b>ОЭС Республики Мордовия</b>								
Потребность (собственный максимум)	517,0	548,0	549,0	551,0	553,0	555,0	557,0	558,0
Покрытие (установленная мощность)	388,0	388,0	388,0	388,0	388,0	388,0	388,0	388,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	388,0	388,0	388,0	388,0	388,0	388,0	388,0	388,0
ВИЭ								
<b>ОЭС Нижегородской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	3250,0	3418,0	3432,0	3445,0	3454,0	3461,0	3468,0	3475,0
Покрытие (установленная мощность)	2782,3	2782,3	2782,3	2785,3	2785,3	2785,3	2785,3	2785,3
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	520,0	520,0	520,0	523,0	523,0	523,0	523,0	523,0
ТЭС	2262,3	2262,3	2262,3	2262,3	2262,3	2262,3	2262,3	2262,3
ВИЭ								
<b>ОЭС Пензенской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	828,0	886,0	890,0	894,0	895,0	895,0	895,0	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								
<b>ОЭС Самарской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	3643,0	3654,0	3666,0	3671,0	3677,0	3680,0	3687,0	3686,0
Покрытие (установленная мощность)	5994,8	6051,3	6097,3	6118,3	6118,3	6118,3	6118,3	6118,3
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	2404,0	2435,5	2456,5	2477,5	2477,5	2477,5	2477,5	2477,5
ТЭС	3590,8	3590,8	3590,8	3565,8	3565,8	3565,8	3565,8	3565,8
ВИЭ		25,0	50,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0
<b>ОЭС Саратовской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	2084,0	2084,0	2092,0	2102,0	2109,0	2122,0	2128,0	2130,0
Покрытие (установленная мощность)	6702,0	6641,0	6678,0	6699,0	6699,0	6699,0	6699,0	6699,0
в том числе:								
АЭС	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0
ГЭС	1391,0	1403,0	1415,0	1433,0	1433,0	1433,0	1433,0	1433,0
ТЭС	1311,0	1238,0	1238,0	1226,0	1226,0	1226,0	1226,0	1226,0
ВИЭ			25,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0



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

МВт

ОЭС Юга	2015 г. факт	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>ПОТРЕБНОСТЬ:</b>								
<b>Максимум ОЭС, совмещенный с ЕЭС</b>	<b>13459,0</b>	<b>14554,0</b>	<b>16034,0</b>	<b>16191,0</b>	<b>16412,0</b>	<b>16553,0</b>	<b>16702,0</b>	<b>16831,0</b>
<b>ЭС Астраханской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	757,0	786,0	791,0	793,0	793,0	793,0	795,0	797,0
Покрытие (установленная мощность)	744,0	849,0	864,0	864,0	864,0	864,0	864,0	864,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	744,0	744,0	744,0	744,0	744,0	744,0	744,0	744,0
ВИЭ		105,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0
<b>ЭС Волгоградской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	2397,0	2405,0	2430,0	2440,0	2467,0	2487,0	2497,0	2512,0
Покрытие (установленная мощность)	4057,1	4046,6	4112,6	4158,6	4158,6	4158,6	4158,6	4158,6
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	2672,0	2682,5	2703,5	2724,5	2724,5	2724,5	2724,5	2724,5
ТЭС	1385,1	1334,1	1334,1	1334,1	1334,1	1334,1	1334,1	1334,1
ВИЭ		30,0	75,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
<b>ЭС Республики Дагестан</b>								
Потребность (собственный максимум)	1153,0	1228,0	1240,0	1253,0	1266,0	1273,0	1284,0	1297,0
Покрытие (установленная мощность)	1904,1	1914,1	1914,1	1914,1	1914,1	1914,1	1914,1	1914,1
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1886,1	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
<b>ЭС Республики Ингушетия</b>								
Потребность (собственный максимум)	137,0	144,0	145,0	146,0	147,0	148,0	149,0	150,0
Покрытие (установленная мощность)								
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС								
ВИЭ								
<b>ЭС Кабардино-Балкарской Республики</b>								
Потребность (собственный максимум)	286,0	311,0	312,0	313,0	315,0	316,0	318,0	318,0
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								
<b>ЭС Республики Калмыкия</b>								
Потребность (собственный максимум)	99,0	110,0	114,0	115,0	119,0	122,0	123,0	123,0
Покрытие (установленная мощность)	21,4	72,4	117,4	117,4	142,4	142,4	142,4	142,4
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
ВИЭ	3,4	54,4	99,4	99,4	124,4	124,4	124,4	124,4

ОЭС Юга	2015 г. факт	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>ЭС Карачаево-Черкесской Республики</b>								
Потребность (собственный максимум)	207,0	220,0	220,0	221,0	221,0	222,0	222,0	223,0
Покрытие (установленная мощность)	187,8	329,0	334,6	334,6	334,6	334,6	334,6	334,6
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	161,8	163,0	168,6	168,6	168,6	168,6	168,6	168,6
ГАЭС		140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0
ТЭС	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0
ВИЭ								
<b>ЭС Краснодарского края и Республики Адыгея</b>								
Потребность (собственный максимум)	4348,0	4520,0	4662,0	4713,0	4776,0	4813,0	4861,0	4899,0
Покрытие (установленная мощность)	2447,4	2447,4	2447,4	2447,4	2447,4	2447,4	2447,4	2447,4
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	86,7	86,7	86,7	86,7	86,7	86,7	86,7	86,7
ТЭС	2360,7	2360,7	2360,7	2360,7	2360,7	2360,7	2360,7	2360,7
ВИЭ								
<b>ЭС Республики Крым и города Севастополь</b>								
Потребность (собственный максимум)			1408,0	1440,0	1481,0	1522,0	1560,0	1583,0
Покрытие (установленная мощность)			1372,3	1842,3	1842,3	1842,3	1842,3	1842,3
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС			983,3	1453,3	1453,3	1453,3	1453,3	1453,3
ВИЭ			389,0	389,0	389,0	389,0	389,0	389,0
<b>ЭС Ростовской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	2859,0	3074,0	3092,0	3120,0	3173,0	3195,0	3220,0	3245,0
Покрытие (установленная мощность)	5837,7	6187,7	7257,7	7257,7	7257,7	7257,7	7257,7	7257,7
в том числе:								
АЭС	3000,0	3000,0	4070,0	4070,0	4070,0	4070,0	4070,0	4070,0
ГЭС	211,5	211,5	211,5	211,5	211,5	211,5	211,5	211,5
ТЭС	2626,2	2976,2	2976,2	2976,2	2976,2	2976,2	2976,2	2976,2
ВИЭ								
<b>ЭС Республики Северная Осетия - Алания</b>								
Потребность (собственный максимум)	376,0	409,0	414,0	420,0	426,0	432,0	438,0	445,0
Покрытие (установленная мощность)	106,9	106,9	106,9	448,9	448,9	448,9	448,9	448,9
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	100,9	100,9	100,9	442,9	442,9	442,9	442,9	442,9
ТЭС	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
ВИЭ								
<b>ЭС Ставропольского края</b>								
Потребность (собственный максимум)	1539,0	1643,0	1652,0	1659,0	1665,0	1673,0	1685,0	1694,0
Покрытие (установленная мощность)	4631,0	4646,0	4702,0	4735,2	4760,2	4760,2	4760,2	4760,2
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	479,5	479,5	485,5	493,7	493,7	493,7	493,7	493,7
ТЭС	4151,5	4151,5	4151,5	4151,5	4151,5	4151,5	4151,5	4151,5
ВИЭ		15,0	65,0	90,0	115,0	115,0	115,0	115,0
<b>ЭС Чеченской Республики</b>								
Потребность (собственный максимум)	473,0	503,0	507,0	519,0	539,0	541,0	544,0	546,0
Покрытие (установленная мощность)				360,0	360,0	360,0	360,0	360,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС				360,0	360,0	360,0	360,0	360,0
ВИЭ								

\* С 2017 года энергосистема Республики Крым и города Севастополь учитывается в составе ОЭС Юга





ОЭС Урала	2015 г. факт	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>ЭС Тюменской области, ЯНАО, ХМАО</b>								
Потребность (собственный максимум)	12234,0	12567,0	12625,0	12767,0	12842,0	12925,0	13037,0	13102,0
Покрытие (установленная мощность)	16732,7	16732,7	16754,7	16754,7	16754,7	16754,7	16754,7	16754,7
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	16732,7	16732,7	16754,7	16754,7	16754,7	16754,7	16754,7	16754,7
ВИЭ								
<b>ЭС Удмуртской Республики</b>								
Потребность (собственный максимум)	1537,0	1558,0	1560,0	1561,0	1561,0	1563,0	1566,0	1571,0
Покрытие (установленная мощность)	807,8	807,8	807,8	807,8	807,8	807,8	807,8	807,8
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	807,8	807,8	807,8	807,8	807,8	807,8	807,8	807,8
ВИЭ								
<b>ЭС Челябинской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	5158,0	5228,0	5247,0	5271,0	5293,0	5318,0	5335,0	5344,0
Покрытие (установленная мощность)	5368,7	6566,2	6457,2	6357,2	6357,2	6357,2	6357,2	6357,2
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	5368,7	6566,2	6442,2	6297,2	6297,2	6297,2	6297,2	6297,2
ВИЭ			15,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0





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

МВт

ОЭС Востока	2015 г. факт	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>ПОТРЕБНОСТЬ:</b>								
<b>Максимум ОЭС, совмещенный с ЕЭС</b>	<b>4446,0</b>	<b>4746,0</b>	<b>5631,0</b>	<b>5846,0</b>	<b>5900,0</b>	<b>6121,0</b>	<b>6132,0</b>	<b>6151,0</b>
<b>ЭС Амурской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	1373,0	1388,0	1399,0	1414,0	1430,0	1434,0	1435,0	1443,0
Покрытие (установленная мощность)	3842,0	4162,0	4162,0	4162,0	4162,0	4162,0	4162,0	4162,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	3340,0	3660,0	3660,0	3660,0	3660,0	3660,0	3660,0	3660,0
ТЭС	502,0	502,0	502,0	502,0	502,0	502,0	502,0	502,0
ВИЭ								
<b>ЭС Приморского края</b>								
Потребность (собственный максимум)	2191,0	2278,0	2330,0	2486,0	2500,0	2760,0	2768,0	2770,0
Покрытие (установленная мощность)	2616,8	2756,3	2750,3	2891,3	2891,3	3456,3	3456,3	3456,3
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2616,8	2756,3	2750,3	2891,3	2891,3	3456,3	3456,3	3456,3
ВИЭ								
<b>ЭС Хабаровского края и ЕАО</b>								
Потребность (собственный максимум)	1623,0	1679,0	1691,0	1707,0	1723,0	1727,0	1728,0	1733,0
Покрытие (установленная мощность)	2105,7	2105,7	2225,7	2225,7	2225,7	2225,7	2225,7	2225,7
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2105,7	2105,7	2225,7	2225,7	2225,7	2225,7	2225,7	2225,7
ВИЭ								
<b>ЭС Республики Саха (Якутия)*</b>								
Потребность (собственный максимум)	279,0	282,0	1277,0	1348,0	1366,0	1366,0	1369,0	1377,0
Покрытие (установленная мощность)	618,0	618,0	2325,2	2325,2	2325,2	2325,2	2325,2	2325,2
в том числе:								
АЭС								
ГЭС			957,5	957,5	957,5	957,5	957,5	957,5
ТЭС	618,0	618,0	1367,7	1367,7	1367,7	1367,7	1367,7	1367,7
ВИЭ								

\* С 2017 года учитывается присоединение к Южному энергорайону Республики Саха (Якутия) Центрального и Западного энергорайонов

Приложение № 12  
к схеме и программе развития  
Единой энергетической системы  
России на 2016 – 2022 годы

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

**Баланс мощности ЕЭС России с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации,  
модернизации, реконструкции и перемаркировке**

	Ед. измер.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
<b>СПРОС</b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт·ч	1015718,0	1032816,0	1040979,0	1048838,0	1056430,0	1061965,0	1067133,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,7	0,8	0,8	0,7	0,5	0,5
Заряд ГАЭС	млн.кВт·ч	2655,0	2655,0	3575,0	4495,0	4495,0	4495,0	4495,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	154116,0	157335,0	158642,0	159562,0	160484,0	161311,0	162011,0
Число часов использования максимума	час	6573	6548	6539	6545	6555	6555	6559
Экспорт мощности	тыс.кВт	3960,0	3960,0	3460,0	3460,0	3360,0	3360,0	3360,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	24971,0	25558,0	25781,0	25934,0	26097,0	26231,0	26343,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	16,2	16,2	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>183047,0</b>	<b>186853,0</b>	<b>187883,0</b>	<b>188956,0</b>	<b>189941,0</b>	<b>190902,0</b>	<b>191714,0</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	239474,8	247088,4	252048,8	254565,6	254439,9	256139,6	256797,6
АЭС	тыс.кВт	27924,4	30193,2	30388,6	31147,4	30203,2	31657,0	31657,0
ГЭС	тыс.кВт	48405,1	49868,2	50751,1	50896,9	50977,4	51038,3	51066,3
ТЭС	тыс.кВт	162657,1	165615,8	169157,3	170425,5	171163,5	171348,5	171978,5
ВИЭ	тыс.кВт	488,2	1411,2	1751,7	2095,7	2095,7	2095,7	2095,7
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	12614,6	13687,7	14272,7	14569,4	14883,4	14850,8	14850,8
Вводы мощности после прохождения	тыс.кВт	1907,0	2256,4	2950,6	1495,5	691,0	3338,8	545,0

	Ед. измер.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
максимума								
Невыдаваемая мощность	тыс.кВт	10330,0	10567,0	10389,0	9604,0	9318,0	9458,0	9054,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>214623,2</b>	<b>220577,3</b>	<b>224436,5</b>	<b>228896,7</b>	<b>229547,5</b>	<b>228492,0</b>	<b>232347,8</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>31576,2</b>	<b>33724,3</b>	<b>36553,5</b>	<b>39940,7</b>	<b>39606,5</b>	<b>37590,0</b>	<b>40633,8</b>

**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**

	Ед. измер.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
<b>СПРОС</b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт·ч	983360,0	994453,0	1001690,0	1008776,0	1016045,0	1019700,0	1024629,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,1	0,7	0,7	0,7	0,4	0,5
Заряд ГАЭС	млн.кВт·ч	2655,0	2655,0	3575,0	4495,0	4495,0	4495,0	4495,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	149370,0	151704,0	152796,0	153662,0	154363,0	155179,0	155860,0
Число часов использования максимума	час	6566	6538	6532	6536	6553	6542	6545
Экспорт мощности	тыс.кВт	3460,0	3460,0	2960,0	2960,0	2860,0	2860,0	2860,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	23927,0	24319,0	24495,0	24636,0	24750,0	24882,0	24990,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>176757,0</b>	<b>179483,0</b>	<b>180251,0</b>	<b>181258,0</b>	<b>181973,0</b>	<b>182921,0</b>	<b>183710,0</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	229832,8	235590,0	240279,5	242160,3	241594,6	243794,3	244237,3
АЭС	тыс.кВт	27924,4	30193,2	30388,6	31147,4	30203,2	31657,0	31657,0
ГЭС	тыс.кВт	44745,1	45250,7	46133,6	46279,4	46359,9	46420,8	46448,8
ТЭС	тыс.кВт	156675,1	158734,8	162005,6	162637,8	162935,8	163620,8	164035,8
ВИЭ	тыс.кВт	488,2	1411,2	1751,7	2095,7	2095,7	2095,7	2095,7
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	12601,3	13523,3	14147,3	14482,3	14482,3	14484,7	14484,7
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	1587,0	2111,2	2546,8	643,5	230,0	3123,8	330,0
Невыдаваемая мощность	тыс.кВт	10330,0	10567,0	10389,0	9604,0	9318,0	9458,0	9054,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>205314,5</b>	<b>209388,5</b>	<b>213196,5</b>	<b>217430,6</b>	<b>217564,4</b>	<b>216727,9</b>	<b>220368,7</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>28557,5</b>	<b>29905,5</b>	<b>32945,5</b>	<b>36172,6</b>	<b>35591,4</b>	<b>33806,9</b>	<b>36658,7</b>

**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**

	Ед. измер.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
<b>СПРОС</b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт·ч	777655,0	787549,0	793685,0	799731,0	805798,0	808649,0	812580,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,3	0,8	0,8	0,8	0,4	0,5
Заряд ГАЭС	млн.кВт·ч	2655,0	2655,0	3575,0	4495,0	4495,0	4495,0	4495,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	120055,0	122274,0	123189,0	123929,0	124532,0	125199,0	125734,0
Число часов использования максимума	час	6455	6419	6414	6417	6435	6423	6427
Экспорт мощности	тыс.кВт	3160,0	3160,0	2660,0	2660,0	2560,0	2560,0	2560,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	20409,0	20787,0	20942,0	21068,0	21170,0	21284,0	21375,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>143624,0</b>	<b>146221,0</b>	<b>146791,0</b>	<b>147657,0</b>	<b>148262,0</b>	<b>149043,0</b>	<b>149669,0</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	178028,0	183842,2	188285,8	190120,1	189288,9	191471,1	191584,1
АЭС	тыс.кВт	27924,4	30193,2	30388,6	31147,4	30203,2	31657,0	31657,0
ГЭС	тыс.кВт	19463,7	19964,3	20824,7	20948,0	21006,0	21049,4	21077,4
ТЭС	тыс.кВт	130177,0	132328,7	135481,0	136139,2	136194,2	136879,2	136964,2
ВИЭ	тыс.кВт	463,0	1356,0	1591,5	1885,5	1885,5	1885,5	1885,5
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	6444,7	7342,0	7861,0	8146,0	8146,0	8148,4	8148,4
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	1443,0	2111,2	2546,8	643,5	0,0	3123,8	0,0
Невыдаваемая мощность	тыс.кВт	3956,0	4276,0	4185,0	3525,0	3271,0	3168,0	2808,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>166184,3</b>	<b>170113,0</b>	<b>173693,1</b>	<b>177805,6</b>	<b>177871,9</b>	<b>177030,9</b>	<b>180627,7</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>22560,3</b>	<b>23892,0</b>	<b>26902,1</b>	<b>30148,6</b>	<b>29609,9</b>	<b>27987,9</b>	<b>30958,7</b>



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

	Ед. измер.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
<b>СПРОС</b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт·ч	90717,0	90998,0	91482,0	92002,0	92607,0	92911,0	93231,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,3	0,5	0,6	0,7	0,3	0,3
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	14733,0	14825,0	14890,0	14964,0	15014,0	15099,0	15151,0
Число часов использования максимума	час	6157	6138	6144	6148	6168	6153	6153
Экспорт мощности	тыс.кВт	1910,0	1910,0	1910,0	1910,0	1910,0	1910,0	1910,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	3061,0	3118,0	3141,0	3160,0	3176,0	3193,0	3206,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	20,8	21,0	21,1	21,1	21,2	21,1	21,2
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>19704,0</b>	<b>19853,0</b>	<b>19941,0</b>	<b>20034,0</b>	<b>20100,0</b>	<b>20202,0</b>	<b>20267,0</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	23460,7	24791,3	24876,3	26071,0	25077,0	26275,8	26275,8
АЭС	тыс.кВт	5760,0	6958,8	5958,8	6717,6	5717,6	6916,4	6916,4
ГЭС	тыс.кВт	2949,2	2949,2	2959,7	3015,5	3021,5	3021,5	3021,5
ТЭС	тыс.кВт	14745,1	14876,9	15951,4	16331,5	16331,5	16331,5	16331,5
ВИЭ	тыс.кВт	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1112,8	1108,8	1108,8	1105,8	1105,8	1105,8	1105,8
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	100,0	92,3	317,0	254,9	0,0	1198,8	0,0
Невыдаваемая мощность	тыс.кВт	2195,0	2284,0	2281,0	1641,0	1470,0	1461,0	1458,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>20052,9</b>	<b>21306,2</b>	<b>21169,5</b>	<b>23069,3</b>	<b>22501,2</b>	<b>22510,2</b>	<b>23712,0</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>348,9</b>	<b>1453,2</b>	<b>1228,5</b>	<b>3035,3</b>	<b>2401,2</b>	<b>2308,2</b>	<b>3445,0</b>

**Баланс мощности ОЭС Центра с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке**

	Ед. измер.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
<b>СПРОС</b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт·ч	233587,0	233937,0	236257,0	238274,0	239845,0	240842,0	242296,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,1	1,0	0,9	0,7	0,4	0,6
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	37795,0	38149,0	38504,0	38696,0	38853,0	39068,0	39266,0
Число часов использования максимума	час	6112	6065	6045	6043	6059	6052	6058
Экспорт мощности	тыс.кВт	500,0	500,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	6531,0	6652,0	6701,0	6742,0	6774,0	6811,0	6840,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	17,3	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>44826,0</b>	<b>45301,0</b>	<b>45205,0</b>	<b>45438,0</b>	<b>45627,0</b>	<b>45879,0</b>	<b>46106,0</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	54291,5	54196,5	56010,7	55860,7	55925,7	56180,7	56275,7
АЭС	тыс.кВт	13612,4	13612,4	14807,8	14807,8	14807,8	15062,8	15062,8
ГЭС	тыс.кВт	1788,9	2208,9	2638,9	2638,9	2648,9	2648,9	2658,9
ТЭС	тыс.кВт	38845,3	38330,3	38504,0	38354,0	38409,0	38409,0	38494,0
ВИЭ	тыс.кВт	45,0	45,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	889,1	884,1	899,1	899,1	899,1	899,1	899,1
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	921,0	420,0	438,8	0,0	0,0	1255,0	0,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>52481,4</b>	<b>52892,4</b>	<b>54672,8</b>	<b>54961,6</b>	<b>55026,6</b>	<b>54026,6</b>	<b>55376,6</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>7655,4</b>	<b>7591,4</b>	<b>9467,8</b>	<b>9523,6</b>	<b>9399,6</b>	<b>8147,6</b>	<b>9270,6</b>

**Баланс мощности ОЭС Средней Волги с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке**

	Ед. измер.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
<b>СПРОС</b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт·ч	104725,0	105055,0	105686,0	106243,0	106967,0	106940,0	107108,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,3	0,6	0,5	0,7	0,0	0,2
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	16718,0	16838,0	16930,0	17005,0	17054,0	17079,0	17096,0
Число часов использования максимума	час	6264	6239	6243	6248	6272	6261	6265
Экспорт мощности	тыс.кВт	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	2245,0	2287,0	2304,0	2317,0	2329,0	2341,0	2351,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	13,4	13,6	13,6	13,6	13,7	13,7	13,8
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>18973,0</b>	<b>19135,0</b>	<b>19244,0</b>	<b>19332,0</b>	<b>19393,0</b>	<b>19430,0</b>	<b>19457,0</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	27228,7	27725,3	28905,3	29334,4	29411,2	30100,7	30118,7
АЭС	тыс.кВт	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4127,8	4127,8	4127,8
ГЭС	тыс.кВт	6933,5	6966,5	7008,5	7031,0	7052,0	7071,5	7089,5
ТЭС	тыс.кВт	16163,2	16531,8	17629,8	18036,4	18036,4	18706,4	18706,4
ВИЭ	тыс.кВт	60,0	155,0	195,0	195,0	195,0	195,0	195,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1993,5	2088,5	2116,0	2110,0	2110,0	2110,0	2110,0
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	25,0	25,0	1196,0	388,6	0,0	670,0	0,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>25210,2</b>	<b>25611,8</b>	<b>25593,3</b>	<b>26835,8</b>	<b>27301,2</b>	<b>27320,7</b>	<b>28008,7</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>6237,2</b>	<b>6476,8</b>	<b>6349,3</b>	<b>7503,8</b>	<b>7908,2</b>	<b>7890,7</b>	<b>8551,7</b>

**Баланс мощности ОЭС Юга с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке**

	Ед. измер.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
<b>СПРОС</b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт·ч	89222,0	97219,0	98256,0	99704,0	100874,0	101617,0	102497,0
Рост потребления электрической энергии	%		9,0	1,1	1,5	1,2	0,7	0,9
Заряд ГАЭС	млн.кВт·ч	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	14554,0	16034,0	16191,0	16412,0	16553,0	16702,0	16831,0
Число часов использования максимума	час	6125	6059	6064	6070	6089	6080	6085
Экспорт мощности	тыс.кВт	450,0	450,0	450,0	450,0	350,0	350,0	350,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	2041,0	2079,0	2094,0	2107,0	2117,0	2128,0	2138,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	14,0	13,0	12,9	12,8	12,8	12,7	12,7
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>17045,0</b>	<b>18563,0</b>	<b>18735,0</b>	<b>18969,0</b>	<b>19020,0</b>	<b>19180,0</b>	<b>19319,0</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	20945,3	23689,2	25354,6	25508,6	25529,6	25538,5	25538,5
АЭС	тыс.кВт	3000,0	4070,0	4070,0	4070,0	4070,0	4070,0	4070,0
ГЭС	тыс.кВт	5935,6	5968,2	6346,1	6376,1	6397,1	6406,0	6406,0
ТЭС	тыс.кВт	11785,3	12693,6	13890,6	13890,6	13890,6	13890,6	13890,6
ВИЭ	тыс.кВт	224,4	957,4	1047,9	1171,9	1171,9	1171,9	1171,9
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1349,1	2110,5	2524,2	2648,2	2648,2	2650,6	2650,6
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	158,0	1080,7	547,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>19438,2</b>	<b>20498,0</b>	<b>22283,4</b>	<b>22860,4</b>	<b>22881,4</b>	<b>22887,9</b>	<b>22887,9</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>2393,2</b>	<b>1935,0</b>	<b>3548,4</b>	<b>3891,4</b>	<b>3861,4</b>	<b>3707,9</b>	<b>3568,9</b>

**Примечание:** с 2017 года в ОЭС Юга учитывается присоединение энергосистемы Республики Крым и г.Севастополя

**Баланс мощности ОЭС Урала с учетом дополнительных вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке**

	Ед. измер.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
<b>СПРОС</b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт·ч	259404,0	260340,0	262004,0	263508,0	265505,0	266339,0	267448,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,4	0,6	0,6	0,8	0,3	0,4
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	36255,0	36428,0	36674,0	36852,0	37058,0	37251,0	37390,0
Число часов использования максимума	час	7155	7147	7144	7150	7165	7150	7153
Экспорт мощности	тыс.кВт	290,0	290,0	290,0	290,0	290,0	290,0	290,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	6531,0	6651,0	6702,0	6742,0	6774,0	6811,0	6840,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	18,0	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>43076,0</b>	<b>43369,0</b>	<b>43666,0</b>	<b>43884,0</b>	<b>44122,0</b>	<b>44352,0</b>	<b>44520,0</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	52101,8	53439,9	53138,9	53345,4	53345,4	53375,4	53375,4
АЭС	тыс.кВт	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ГЭС	тыс.кВт	1856,5	1871,5	1871,5	1886,5	1886,5	1901,5	1901,5
ТЭС	тыс.кВт	48638,0	49896,1	49505,1	49526,6	49526,6	49541,6	49541,6
ВИЭ	тыс.кВт	127,2	192,2	282,2	452,2	452,2	452,2	452,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1100,1	1150,0	1212,8	1382,8	1382,8	1382,8	1382,8
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	239,0	493,2	48,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Невыдаваемая мощность	тыс.кВт	1761,0	1992,0	1904,0	1884,0	1801,0	1707,0	1350,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>49001,6</b>	<b>49804,6</b>	<b>49974,0</b>	<b>50078,5</b>	<b>50161,5</b>	<b>50285,5</b>	<b>50642,5</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>5925,6</b>	<b>6435,6</b>	<b>6308,0</b>	<b>6194,5</b>	<b>6039,5</b>	<b>5933,5</b>	<b>6122,5</b>

**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**

	Ед. измер.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
<b>СПРОС</b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт·ч	205705,0	206904,0	208005,0	209045,0	210247,0	211051,0	212049,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,6	0,5	0,5	0,6	0,4	0,5
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	29315,0	29430,0	29607,0	29733,0	29831,0	29980,0	30126,0
Число часов использования максимума	час	7017	7030	7026	7031	7048	7040	7039
Экспорт мощности	тыс.кВт	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	3518,0	3532,0	3553,0	3568,0	3580,0	3598,0	3615,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>33133,0</b>	<b>33262,0</b>	<b>33460,0</b>	<b>33601,0</b>	<b>33711,0</b>	<b>33878,0</b>	<b>34041,0</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	51804,7	51747,7	51993,7	52040,2	52305,7	52323,2	52653,2
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	25281,4	25286,4	25308,9	25331,4	25353,9	25371,4	25371,4
ТЭС	тыс.кВт	26498,1	26406,1	26524,6	26498,6	26741,6	26741,6	27071,6
ВИЭ	тыс.кВт	25,2	55,2	160,2	210,2	210,2	210,2	210,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	6156,6	6181,3	6286,3	6336,3	6336,3	6336,3	6336,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	144,0	0,0	0,0	0,0	230,0	0,0	330,0
Невыдаваемая мощность	тыс.кВт	6374,0	6291,0	6204,0	6079,0	6047,0	6290,0	6246,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>39130,2</b>	<b>39275,5</b>	<b>39503,5</b>	<b>39625,0</b>	<b>39692,5</b>	<b>39697,0</b>	<b>39741,0</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>5997,2</b>	<b>6013,5</b>	<b>6043,5</b>	<b>6024,0</b>	<b>5981,5</b>	<b>5819,0</b>	<b>5700,0</b>

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

	Ед. измер.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
<b>СПРОС</b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт·ч	205705,0	206904,0	208005,0	209045,0	210247,0	211051,0	212049,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,6	0,5	0,5	0,6	0,4	0,5
Собственный максимум	тыс.кВт	30414,0	30529,0	30704,0	30828,0	30922,0	31071,0	31223,0
Число часов использования максимума	час	6763	6777	6775	6781	6799	6793	6791
Экспорт мощности	тыс.кВт	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	3650,0	3663,0	3684,0	3699,0	3711,0	3729,0	3747,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>34364,0</b>	<b>34492,0</b>	<b>34688,0</b>	<b>34827,0</b>	<b>34933,0</b>	<b>35100,0</b>	<b>35270,0</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	51804,7	51747,7	51993,7	52040,2	52305,7	52323,2	52653,2
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	25281,4	25286,4	25308,9	25331,4	25353,9	25371,4	25371,4
ТЭС	тыс.кВт	26498,1	26406,1	26524,6	26498,6	26741,6	26741,6	27071,6
ВИЭ	тыс.кВт	25,2	55,2	160,2	210,2	210,2	210,2	210,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	6156,6	6181,3	6286,3	6336,3	6336,3	6336,3	6336,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	144,0	0,0	0,0	0,0	230,0	0,0	330,0
Невыдаваемая мощность	тыс.кВт	5622,0	5534,0	5442,0	5311,0	5277,0	5518,0	5471,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>39882,2</b>	<b>40032,5</b>	<b>40265,5</b>	<b>40393,0</b>	<b>40462,5</b>	<b>40469,0</b>	<b>40516,0</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>5518,2</b>	<b>5540,5</b>	<b>5577,5</b>	<b>5566,0</b>	<b>5529,5</b>	<b>5369,0</b>	<b>5246,0</b>

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

	Ед. измер.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
<b>СПРОС</b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт·ч	32358,0	38363,0	39289,0	40062,0	40385,0	42265,0	42504,0
Рост потребления электрической энергии	%		18,6	2,4	2,0	0,8	4,7	0,6
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	4746,0	5631,0	5846,0	5900,0	6121,0	6132,0	6151,0
Число часов использования максимума	час	6818	6813	6721	6790	6598	6893	6910
Экспорт мощности	тыс.кВт	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	1044,0	1239,0	1286,0	1298,0	1347,0	1349,0	1353,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>6290,0</b>	<b>7370,0</b>	<b>7632,0</b>	<b>7698,0</b>	<b>7968,0</b>	<b>7981,0</b>	<b>8004,0</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	9642,0	11498,4	11769,2	12405,2	12845,2	12345,2	12560,2
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	3660,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	тыс.кВт	5982,0	6880,9	7151,7	7787,7	8227,7	7727,7	7942,7
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	13,3	164,4	125,4	87,1	401,1	366,1	366,1
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	320,0	145,2	403,8	852,0	461,0	215,0	215,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>9308,7</b>	<b>11188,8</b>	<b>11240,0</b>	<b>11466,1</b>	<b>11983,1</b>	<b>11764,1</b>	<b>11979,1</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>3018,7</b>	<b>3818,8</b>	<b>3608,0</b>	<b>3768,1</b>	<b>4015,1</b>	<b>3783,1</b>	<b>3975,1</b>

**Примечание:** с 2017 года в ОЭС Востока учитывается присоединение к Южному энергорайону Республики Саха (Якутия) Центрального и Западного энергорайонов



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

	Ед. измер.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
<b>СПРОС</b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт·ч	32358,0	38363,0	39289,0	40062,0	40385,0	42265,0	42504,0
Рост потребления электрической энергии	%		18,6	2,4	2,0	0,8	4,7	0,6
Собственный максимум	тыс.кВт	5532,0	6557,0	6810,0	6873,0	7138,0	7151,0	7173,0
Число часов использования максимума	час	5849	5851	5769	5829	5658	5910	5926
Экспорт мощности	тыс.кВт	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	1217,0	1443,0	1498,0	1512,0	1570,0	1573,0	1578,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>7249,0</b>	<b>8500,0</b>	<b>8808,0</b>	<b>8885,0</b>	<b>9208,0</b>	<b>9224,0</b>	<b>9251,0</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	9642,0	11498,4	11769,2	12405,2	12845,2	12345,2	12560,2
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	3660,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	тыс.кВт	5982,0	6880,9	7151,7	7787,7	8227,7	7727,7	7942,7
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	13,3	164,4	125,4	87,1	401,1	366,1	366,1
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	320,0	145,2	403,8	852,0	461,0	215,0	215,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>9308,7</b>	<b>11188,8</b>	<b>11240,0</b>	<b>11466,1</b>	<b>11983,1</b>	<b>11764,1</b>	<b>11979,1</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>2059,7</b>	<b>2688,8</b>	<b>2432,0</b>	<b>2581,1</b>	<b>2775,1</b>	<b>2540,1</b>	<b>2728,1</b>

**Примечание:** с 2017 года в ОЭС Востока учитывается присоединение к Южному энергорайону Республики Саха (Якутия) Центрального и Западного энергорайонов

**Приложение № 13**  
**к схеме и программе развития**  
**Единой энергетической системы**  
**России на 2016 – 2022 годы**

**Перспективные балансы электрической энергии по ОЭС и ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2016-2022 годы**

**Баланс электрической энергии ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации**

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Потребление электрической энергии	млрд.кВт·ч	1015,718	1032,816	1040,979	1048,838	1056,430	1061,965	1067,133
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт·ч	2,655	2,655	3,575	4,495	4,495	4,495	4,495
Экспорт	млрд.кВт·ч	15,515	15,839	13,854	13,858	13,780	13,780	13,780
Импорт	млрд.кВт·ч	1,140	1,140	1,390	1,330	1,330	1,330	1,330
Передача электрической энергии в энергосистему Республики Крым и города Севастополь	млрд.кВт·ч	4,554						
<b>Потребность</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>1034,647</b>	<b>1047,515</b>	<b>1053,443</b>	<b>1061,366</b>	<b>1068,880</b>	<b>1074,415</b>	<b>1079,583</b>
<b>Производство электрической энергии - всего</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>1034,647</b>	<b>1047,515</b>	<b>1053,443</b>	<b>1061,366</b>	<b>1068,880</b>	<b>1074,415</b>	<b>1079,583</b>
ГЭС	млрд.кВт·ч	162,115	184,911	187,367	188,137	188,237	188,237	188,237
АЭС	млрд.кВт·ч	195,315	198,660	210,670	214,720	220,390	220,912	225,333
ТЭС	млрд.кВт·ч	677,091	662,545	653,321	655,720	657,287	662,300	663,047
ВИЭ	млрд.кВт·ч	0,126	1,399	2,085	2,789	2,966	2,966	2,966
<b>Установленная мощность - всего</b>	<b>МВт</b>	<b>239421,9</b>	<b>246778,4</b>	<b>249679,0</b>	<b>251098,6</b>	<b>250663,6</b>	<b>252117,4</b>	<b>252117,4</b>
ГЭС	МВт	48407,9	49871,0	50719,2	50775,0	50775,0	50775,0	50775,0
АЭС	МВт	27924,4	30193,2	30388,6	31587,4	30587,4	32041,2	32041,2
ТЭС	МВт	162622,4	165513,0	167070,0	166965,0	167530,0	167530,0	167530,0
ВИЭ	МВт	467,2	1201,2	1501,2	1771,2	1771,2	1771,2	1771,2

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Число часов использования установленной мощности</b>	час/год							
АЭС	час/год	6994	6580	6933	6798	7205	6895	7033
ТЭС	час/год	4164	4003	3910	3927	3923	3953	3958
ВИЭ	час/год	270	1165	1389	1575	1675	1675	1675

### Баланс электрической энергии ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Потребление электрической энергии	млрд.кВт·ч	983,360	994,453	1001,690	1008,776	1016,045	1019,700	1024,629
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт·ч	2,655	2,655	3,575	4,495	4,495	4,495	4,495
Экспорт	млрд.кВт·ч	12,515	12,539	10,554	10,558	10,480	10,480	10,480
Импорт	млрд.кВт·ч	1,140	1,140	1,390	1,330	1,330	1,330	1,330
Передача электрической энергии в энергосистему Республики Крым и города Севастополь	млрд.кВт·ч	4,554						
<b>Потребность</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>999,289</b>	<b>1005,852</b>	<b>1010,854</b>	<b>1018,004</b>	<b>1025,195</b>	<b>1028,850</b>	<b>1033,779</b>
<b>Производство электрической энергии - всего</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>999,289</b>	<b>1005,852</b>	<b>1010,854</b>	<b>1018,004</b>	<b>1025,195</b>	<b>1028,850</b>	<b>1033,779</b>
ГЭС	млрд.кВт·ч	151,775	169,381	170,887	171,657	171,757	171,757	171,757
АЭС	млрд.кВт·ч	195,315	198,660	210,670	214,720	220,390	220,912	225,333
ТЭС	млрд.кВт·ч	652,073	636,412	627,212	628,838	630,082	633,215	633,723
ВИЭ	млрд.кВт·ч	0,126	1,399	2,085	2,789	2,966	2,966	2,966
<b>Установленная мощность - всего</b>	<b>МВт</b>	<b>229779,9</b>	<b>235315,2</b>	<b>238074,8</b>	<b>239494,4</b>	<b>238494,4</b>	<b>239948,2</b>	<b>239948,2</b>
ГЭС	МВт	44747,9	45253,5	46101,7	46157,5	46157,5	46157,5	46157,5
АЭС	МВт	27924,4	30193,2	30388,6	31587,4	30587,4	32041,2	32041,2
ТЭС	МВт	156640,4	158667,3	160083,3	159978,3	159978,3	159978,3	159978,3
ВИЭ	МВт	467,2	1201,2	1501,2	1771,2	1771,2	1771,2	1771,2
<b>Число часов использования установленной мощности</b>	<b>час/год</b>							
АЭС	час/год	6994	6580	6933	6798	7205	6895	7033
ТЭС	час/год	4163	4011	3918	3931	3939	3958	3961
ВИЭ	час/год	270	1165	1389	1575	1675	1675	1675

### Баланс электрической энергии Европейской части ЕЭС с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Потребление электрической энергии	млрд.кВт·ч	777,655	787,549	793,685	799,731	805,798	808,649	812,580
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт·ч	2,655	2,655	3,575	4,495	4,495	4,495	4,495
Экспорт	млрд.кВт·ч	12,035	12,039	10,044	10,048	9,970	9,970	9,970
Импорт	млрд.кВт·ч	0,110	0,110	0,360	0,300	0,300	0,300	0,300
Передача электрической энергии в энергосистему Республики Крым и города Севастополь	млрд.кВт·ч	4,554						
Передача электрической энергии в ОЭС Сибири	млрд.кВт·ч	4,300	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800
<b>Потребность</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>798,434</b>	<b>801,278</b>	<b>805,169</b>	<b>811,279</b>	<b>817,268</b>	<b>820,119</b>	<b>824,050</b>
<b>Производство электрической энергии - всего</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>798,434</b>	<b>801,278</b>	<b>805,169</b>	<b>811,279</b>	<b>817,268</b>	<b>820,119</b>	<b>824,050</b>
ГЭС	млрд.кВт·ч	59,085	62,004	63,510	64,280	64,380	64,380	64,380
АЭС	млрд.кВт·ч	195,315	198,660	210,670	214,720	220,390	220,912	225,333
ТЭС	млрд.кВт·ч	543,921	539,260	529,003	529,778	529,910	532,239	531,749
ВИЭ	млрд.кВт·ч	0,113	1,354	1,986	2,501	2,588	2,588	2,588
<b>Установленная мощность - всего</b>	<b>МВт</b>	<b>178004,1</b>	<b>183574,4</b>	<b>186096,0</b>	<b>187465,6</b>	<b>186465,6</b>	<b>187919,4</b>	<b>187919,4</b>
ГЭС	МВт	19466,5	19967,1	20810,3	20866,1	20866,1	20866,1	20866,1
АЭС	МВт	27924,4	30193,2	30388,6	31587,4	30587,4	32041,2	32041,2
ТЭС	МВт	130171,2	132268,1	133556,1	133451,1	133451,1	133451,1	133451,1
ВИЭ	МВт	442,0	1146,0	1341,0	1561,0	1561,0	1561,0	1561,0
<b>Число часов использования установленной мощности</b>	<b>час/год</b>							
АЭС	час/год	6994	6580	6933	6798	7205	6895	7033
ТЭС	час/год	4179	4077	3961	3970	3971	3988	3985
ВИЭ	час/год	255	1182	1481	1602	1658	1658	1658

### Баланс электрической энергии ОЭС Северо-Запада с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Потребление электрической энергии в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт·ч	90,717	90,998	91,482	92,002	92,607	92,911	93,231
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт·ч	8,110	8,110	8,110	8,110	8,110	8,110	8,110
в Балтию	млрд.кВт·ч	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000
в Норвегию (приграничный)	млрд.кВт·ч	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150
в Финляндию	млрд.кВт·ч	4,400	4,400	4,400	4,400	4,400	4,400	4,400
в Финляндию (приграничный)	млрд.кВт·ч	0,560	0,560	0,560	0,560	0,560	0,560	0,560
Импорт из Финляндии	млрд.кВт·ч	0,050	0,050	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300
Передача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт·ч	3,900	3,300	7,500	9,100	5,300	5,400	10,000
Получение электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт·ч	0,200						
<b>Потребность</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>102,477</b>	<b>102,358</b>	<b>106,792</b>	<b>108,912</b>	<b>105,717</b>	<b>106,121</b>	<b>111,041</b>
<b>Производство электрической энергии - всего</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>102,477</b>	<b>102,358</b>	<b>106,792</b>	<b>108,912</b>	<b>105,717</b>	<b>106,121</b>	<b>111,041</b>
ГЭС	млрд.кВт·ч	12,401	12,429	12,429	12,529	12,629	12,629	12,629
АЭС	млрд.кВт·ч	38,407	38,070	42,520	44,400	41,100	41,510	46,680
ТЭС	млрд.кВт·ч	51,666	51,856	51,840	51,980	51,985	51,979	51,729
ВИЭ	млрд.кВт·ч	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
<b>Установленная мощность - всего</b>	<b>МВт</b>	<b>23341,2</b>	<b>24540,0</b>	<b>24308,0</b>	<b>25757,6</b>	<b>24757,6</b>	<b>25956,4</b>	<b>25956,4</b>
ГЭС	МВт	2949,2	2949,2	2949,2	3005,0	3005,0	3005,0	3005,0
АЭС	МВт	5760	6959	5959	7158	6158	7356	7356
ТЭС	МВт	14625,6	14625,6	15393,6	15588,6	15588,6	15588,6	15588,6
ВИЭ	МВт	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
<b>Число часов использования установленной мощности</b>	<b>час/год</b>							
АЭС	час/год	6668	5471	7136	6203	6675	5643	6345
ТЭС	час/год	3533	3546	3368	3334	3335	3334	3318
ВИЭ	час/год	455	517	517	517	517	517	517



### Баланс электрической энергии ОЭС Юга с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Потребление электрической энергии	млрд.кВт·ч	89,222	97,219	98,256	99,704	100,874	101,617	102,497
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт·ч	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт·ч	0,415	0,419	0,424	0,428	0,360	0,360	0,360
в Грузию	млрд.кВт·ч	0,240	0,240	0,240	0,240	0,150	0,150	0,150
в Южную Осетию	млрд.кВт·ч	0,145	0,149	0,154	0,158	0,170	0,170	0,170
в Казахстан	млрд.кВт·ч	0,030	0,030	0,030	0,030	0,040	0,040	0,040
Импорт из Азербайджана	млрд.кВт·ч	0,060	0,060	0,060				
Передача электрической энергии в энергосистему Республики Крым и города Севастополь	млрд.кВт·ч	4,554						
Получение электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт·ч		3,500	2,500			2,000	3,000
<b>Потребность</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>94,131</b>	<b>94,078</b>	<b>96,120</b>	<b>100,132</b>	<b>101,234</b>	<b>99,977</b>	<b>99,857</b>
<b>Производство электрической энергии - всего</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>94,131</b>	<b>94,078</b>	<b>96,120</b>	<b>100,132</b>	<b>101,234</b>	<b>99,977</b>	<b>99,857</b>
ГЭС	млрд.кВт·ч	19,082	20,894	21,730	21,730	21,730	21,730	21,730
АЭС	млрд.кВт·ч	24,000	25,000	27,990	31,900	33,310	31,150	31,110
ТЭС	млрд.кВт·ч	51,029	47,276	45,170	45,184	44,831	45,734	45,654
ВИЭ	млрд.кВт·ч	0,020	0,908	1,230	1,318	1,363	1,363	1,363
<b>Установленная мощность- всего</b>	<b>МВт</b>	<b>20809,1</b>	<b>23439,0</b>	<b>24690,2</b>	<b>24740,2</b>	<b>24740,2</b>	<b>24740,2</b>	<b>24740,2</b>
ГЭС	МВт	5938,4	5971,0	6342,2	6342,2	6342,2	6342,2	6342,2
АЭС	МВт	3000,0	4070,0	4070,0	4070,0	4070,0	4070,0	4070,0
ТЭС	МВт	11656,3	12639,6	13469,6	13469,6	13469,6	13469,6	13469,6
ВИЭ	МВт	214,4	758,4	808,4	858,4	858,4	858,4	858,4
<b>Число часов использования установленной мощности</b>	<b>час/год</b>							
АЭС	час/год	8000	6143	6877	7838	8184	7654	7644
ТЭС	час/год	4378	3740	3353	3355	3328	3395	3389
ВИЭ	час/год	92	1197	1522	1535	1587	1587	1587



### Баланс электрической энергии ОЭС Средней Волги с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Потребление электрической энергии	млрд.кВт·ч	104,725	105,055	105,686	106,243	106,967	106,940	107,108
Экспорт в Казахстан	млрд.кВт·ч	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030
Импорт	млрд.кВт·ч							
Передача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт·ч	6,000	5,000	8,900	7,600	6,600	7,100	8,500
Получение электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт·ч	6,800	6,300	9,200	9,100	7,500	8,500	10,000
<b>Потребность</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>103,955</b>	<b>103,785</b>	<b>105,416</b>	<b>104,773</b>	<b>106,097</b>	<b>105,570</b>	<b>105,638</b>
<b>Производство электрической энергии - всего</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>103,955</b>	<b>103,785</b>	<b>105,416</b>	<b>104,773</b>	<b>106,097</b>	<b>105,570</b>	<b>105,638</b>
ГЭС	млрд.кВт·ч	19,375	20,310	20,310	20,310	20,310	20,310	20,310
АЭС	млрд.кВт·ч	32,780	30,860	31,800	30,430	31,800	31,280	31,280
ТЭС	млрд.кВт·ч	51,800	52,455	52,966	53,666	53,620	53,613	53,681
ВИЭ	млрд.кВт·ч		0,160	0,340	0,367	0,367	0,367	0,367
<b>Установленная мощность - всего</b>	<b>МВт</b>	<b>27205,7</b>	<b>27722,3</b>	<b>27997,3</b>	<b>27997,3</b>	<b>27997,3</b>	<b>27997,3</b>	<b>27997,3</b>
ГЭС	МВт	6933,5	6966,5	7008,5	7008,5	7008,5	7008,5	7008,5
АЭС	МВт	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ТЭС	МВт	16140,2	16528,8	16721,8	16721,8	16721,8	16721,8	16721,8
ВИЭ	МВт	60,0	155,0	195,0	195,0	195,0	195,0	195,0
<b>Число часов использования установленной мощности</b>	<b>час/год</b>							
АЭС	час/год	8050	7579	7809	7473	7809	7682	7682
ТЭС	час/год	3209	3174	3167	3209	3207	3206	3210
ВИЭ	час/год		1032	1744	1882	1882	1882	1882

### Баланс электрической энергии ОЭС Урала с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Потребление электрической энергии в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт·ч	259,404	260,340	262,004	263,508	265,505	266,339	267,448
Экспорт в Казахстан	млрд.кВт·ч	1,480	1,480	1,480	1,480	1,470	1,470	1,470
Импорт из Казахстана	млрд.кВт·ч							
Передача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт·ч	4,300	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800
Получение электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт·ч	6,000	2,500	6,400	7,600	6,600	5,100	5,500
<b>Потребность</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>259,184</b>	<b>261,120</b>	<b>258,884</b>	<b>259,188</b>	<b>262,175</b>	<b>264,509</b>	<b>265,218</b>
<b>Производство электрической энергии - всего</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>259,184</b>	<b>261,120</b>	<b>258,884</b>	<b>259,188</b>	<b>262,175</b>	<b>264,509</b>	<b>265,218</b>
ГЭС	млрд.кВт·ч	5,081	4,966	4,966	4,966	4,966	4,966	4,966
АЭС	млрд.кВт·ч	7,770	10,340	10,370	10,300	10,540	10,510	10,840
ТЭС	млрд.кВт·ч	246,243	245,612	243,243	243,217	245,922	248,286	248,665
ВИЭ	млрд.кВт·ч	0,090	0,202	0,305	0,705	0,747	0,747	0,747
<b>Установленная мощность - всего</b>	<b>МВт</b>	<b>52517,5</b>	<b>53882,5</b>	<b>53439,5</b>	<b>53609,5</b>	<b>53609,5</b>	<b>53609,5</b>	<b>53609,5</b>
ГЭС	МВт	1856,5	1871,5	1871,5	1871,5	1871,5	1871,5	1871,5
АЭС	МВт	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ТЭС	МВт	49064,8	50349,8	49816,8	49816,8	49816,8	49816,8	49816,8
ВИЭ	МВт	116,2	181,2	271,2	441,2	441,2	441,2	441,2
<b>Число часов использования установленной мощности</b>	<b>час/год</b>							
АЭС	час/год	5250	6986	7007	6959	7122	7101	7324
ТЭС	час/год	5019	4878	4883	4882	4937	4984	4992
ВИЭ	час/год	776	1115	1125	1597	1693	1693	1693

**Баланс электрической энергии ОЭС Сибири с учетом вводов с высокой вероятностью реализации**

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Потребление электрической энергии	млрд.кВт·ч	205,705	206,904	208,005	209,045	210,247	211,051	212,049
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт·ч							
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт·ч	0,480	0,500	0,510	0,510	0,510	0,510	0,510
в Казахстан	млрд.кВт·ч	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110
в Монголию	млрд.кВт·ч	0,370	0,390	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400
Импорт, всего в т.ч	млрд.кВт·ч	1,030	1,030	1,030	1,030	1,030	1,030	1,030
из Казахстана	млрд.кВт·ч	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
из Монголии	млрд.кВт·ч	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030
Получение электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт·ч	4,300	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800
<b>Потребность</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>200,855</b>	<b>204,574</b>	<b>205,685</b>	<b>206,725</b>	<b>207,927</b>	<b>208,731</b>	<b>209,729</b>
<b>Производство электрической энергии - всего</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>200,855</b>	<b>204,574</b>	<b>205,685</b>	<b>206,725</b>	<b>207,927</b>	<b>208,731</b>	<b>209,729</b>
ГЭС	млрд.кВт·ч	92,690	107,377	107,377	107,377	107,377	107,377	107,377
ТЭС	млрд.кВт·ч	108,152	97,152	98,209	99,060	100,172	100,976	101,974
ВИЭ	млрд.кВт·ч	0,013	0,045	0,099	0,288	0,378	0,378	0,378
<b>Установленная мощность - всего</b>	<b>МВт</b>	<b>51775,8</b>	<b>51740,8</b>	<b>51978,8</b>	<b>52028,8</b>	<b>52028,8</b>	<b>52028,8</b>	<b>52028,8</b>
ГЭС	МВт	25281,4	25286,4	25291,4	25291,4	25291,4	25291,4	25291,4
ТЭС	МВт	26469,2	26399,2	26527,2	26527,2	26527,2	26527,2	26527,2
ВИЭ	МВт	25,2	55,2	160,2	210,2	210,2	210,2	210,2
<b>Число часов использования установленной мощности</b>	<b>час/год</b>							
ТЭС	час/год	4086	3680	3702	3734	3776	3807	3844
ВИЭ	час/год	523	822	620	1372	1800	1800	1800

**Баланс электрической энергии ОЭС Востока с учетом вводов с высокой вероятностью реализации**

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Потребление электрической энергии	млрд.кВт·ч	32,358	38,363	39,289	40,062	40,385	42,265	42,504
Экспорт в Китай	млрд.кВт·ч	3,000	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300
<b>Потребность</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>35,358</b>	<b>41,663</b>	<b>42,589</b>	<b>43,362</b>	<b>43,685</b>	<b>45,565</b>	<b>45,804</b>
<b>Производство электрической энергии - всего</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>35,358</b>	<b>41,663</b>	<b>42,589</b>	<b>43,362</b>	<b>43,685</b>	<b>45,565</b>	<b>45,804</b>
ГЭС	млрд.кВт·ч	10,340	15,530	16,480	16,480	16,480	16,480	16,480
ТЭС	млрд.кВт·ч	25,018	26,133	26,109	26,882	27,205	29,085	29,324
ВИЭ	млрд.кВт·ч							
<b>Установленная мощность- всего</b>	<b>МВт</b>	<b>9642,0</b>	<b>11463,2</b>	<b>11604,2</b>	<b>11604,2</b>	<b>12169,2</b>	<b>12169,2</b>	<b>12169,2</b>
ГЭС	МВт	3660,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	МВт	5982,0	6845,7	6986,7	6986,7	7551,7	7551,7	7551,7
ВИЭ	МВт							
<b>Число часов использования установленной мощности</b>	<b>час/год</b>							
ТЭС	час/год	4182	3817	3737	3848	3602	3851	3883

**Баланс электрической энергии ОЭС Сибири для маловодного года с учетом вводов с высокой вероятностью реализации**

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Потребление электрической энергии	млрд.кВт·ч	205,705	206,904	208,005	209,045	210,247	211,051	212,049
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт·ч							
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт·ч	0,480	0,500	0,510	0,510	0,510	0,510	0,510
в Казахстан	млрд.кВт·ч	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110
в Монголию	млрд.кВт·ч	0,370	0,390	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400
Импорт, всего в т.ч	млрд.кВт·ч	1,030	1,030	1,030	1,030	1,030	1,030	1,030
из Казахстана	млрд.кВт·ч	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
из Монголии	млрд.кВт·ч	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030
Получение электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт·ч	4,300	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800
<b>Потребность</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>200,855</b>	<b>204,574</b>	<b>205,685</b>	<b>206,725</b>	<b>207,927</b>	<b>208,731</b>	<b>209,729</b>
<b>Производство электрической энергии - всего</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>200,855</b>	<b>204,574</b>	<b>205,685</b>	<b>206,725</b>	<b>207,927</b>	<b>208,731</b>	<b>209,729</b>
ГЭС	млрд.кВт·ч	92,690	95,673	95,673	95,673	95,673	95,673	95,673
ТЭС	млрд.кВт·ч	108,152	108,856	109,913	110,764	111,876	112,680	113,678
ВИЭ	млрд.кВт·ч	0,013	0,045	0,099	0,288	0,378	0,378	0,378
<b>Установленная мощность - всего</b>	<b>МВт</b>	<b>51775,8</b>	<b>51740,8</b>	<b>51978,8</b>	<b>52028,8</b>	<b>52028,8</b>	<b>52028,8</b>	<b>52028,8</b>
ГЭС	МВт	25281,4	25286,4	25291,4	25291,4	25291,4	25291,4	25291,4
ТЭС	МВт	26469,2	26399,2	26527,2	26527,2	26527,2	26527,2	26527,2
ВИЭ	МВт	25,2	55,2	160,2	210,2	210,2	210,2	210,2
<b>Число часов использования установленной мощности</b>	<b>час/год</b>							
ТЭС	час/год	4086	4123	4143	4175	4217	4248	4285
ВИЭ	час/год	523	822	620	1372	1800	1800	1800

**Баланс электрической энергии ОЭС Востока для маловодного года с учетом вводов с высокой вероятностью реализации**

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Потребление электрической энергии	млрд.кВт·ч	32,358	38,363	39,289	40,062	40,385	42,265	42,504
Экспорт в Китай	млрд.кВт·ч	3,000	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300
<b>Потребность</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>35,358</b>	<b>41,663</b>	<b>42,589</b>	<b>43,362</b>	<b>43,685</b>	<b>45,565</b>	<b>45,804</b>
<b>Производство электрической энергии - всего</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>35,358</b>	<b>41,663</b>	<b>42,589</b>	<b>43,362</b>	<b>43,685</b>	<b>45,565</b>	<b>45,804</b>
ГЭС	млрд.кВт·ч	10,340	11,670	12,470	12,470	12,470	12,470	12,470
ТЭС	млрд.кВт·ч	25,018	29,993	30,119	30,892	31,215	33,095	33,334
ВИЭ	млрд.кВт·ч							
<b>Установленная мощность- всего</b>	<b>МВт</b>	<b>9642,0</b>	<b>11463,2</b>	<b>11604,2</b>	<b>11604,2</b>	<b>12169,2</b>	<b>12169,2</b>	<b>12169,2</b>
ГЭС	МВт	3660,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	МВт	5982,0	6845,7	6986,7	6986,7	7551,7	7551,7	7551,7
ВИЭ	МВт							
<b>Число часов использования установленной мощности</b>	<b>час/год</b>							
ТЭС	час/год	4182	4381	4311	4422	4133	4382	4414

**Приложение № 14**  
к схеме и программе развития  
Единой энергетической системы  
России на 2016 – 2022 годы

**Региональная структура перспективных балансов электрической энергии учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2016 – 2022 годы.**

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Северо-Запада с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2016 – 2022 годы.

млрд.кВт·ч

<b>ОЭС Северо-Запада</b>	<b>2015 факт</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
<b>ПОТРЕБНОСТЬ:</b>								
Потребление электрической энергии ОЭС	90,2970	90,717	90,998	91,482	92,002	92,607	92,911	93,231
<b>Покрытие</b>	<b>101,2794</b>	<b>102,477</b>	<b>102,358</b>	<b>106,792</b>	<b>108,912</b>	<b>105,717</b>	<b>106,121</b>	<b>111,041</b>
<b>в том числе:</b>								
АЭС	36,9914	38,407	38,070	42,520	44,400	41,100	41,510	46,680
ГЭС	12,6703	12,401	12,429	12,429	12,529	12,629	12,629	12,629
ТЭС	51,6157	51,666	51,856	51,840	51,980	51,985	51,979	51,729
ВИЭ	0,0020	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
<b>Сальдо перетоков электрической энергии*</b>	<b>-10,9824</b>	<b>-11,760</b>	<b>-11,360</b>	<b>-15,310</b>	<b>-16,910</b>	<b>-13,110</b>	<b>-13,210</b>	<b>-17,810</b>
<b>ЭС Архангельской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	7,2800	7,293	7,272	7,282	7,297	7,329	7,328	7,347
Покрытие (производство электрической энергии)	6,1912	6,193	6,372	6,282	6,297	6,329	6,328	6,347
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	6,1912	6,193	6,372	6,282	6,297	6,329	6,328	6,347
ВИЭ								
<b>Сальдо перетоков электрической энергии*</b>	<b>1,0888</b>	<b>1,100</b>	<b>0,900</b>	<b>1,000</b>	<b>1,000</b>	<b>1,000</b>	<b>1,000</b>	<b>1,000</b>
<b>ЭС Калининградской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	4,3730	4,403	4,417	4,432	4,446	4,471	4,475	4,490
Покрытие (производство электрической энергии)	6,2004	6,282	6,416	6,932	7,446	7,471	7,474	7,490
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС	0,0073	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
ТЭС	6,1911	6,270	6,404	6,919	7,433	7,458	7,462	7,477
ВИЭ	0,0020	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
<b>Сальдо перетоков электрической энергии*</b>	<b>-1,8274</b>	<b>-1,879</b>	<b>-1,999</b>	<b>-2,500</b>	<b>-3,000</b>	<b>-3,000</b>	<b>-2,999</b>	<b>-3,000</b>
<b>ЭС Республики Карелия</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	7,7170	7,737	7,732	7,669	7,695	7,739	7,745	7,760
Покрытие (производство электрической энергии)	4,9468	4,392	4,455	4,419	4,479	4,574	4,576	4,582
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС	3,1036	2,684	2,718	2,718	2,818	2,918	2,918	2,918
ТЭС	1,8432	1,708	1,738	1,702	1,661	1,656	1,658	1,664
ВИЭ								
<b>Сальдо перетоков электрической энергии*</b>	<b>2,7702</b>	<b>3,345</b>	<b>3,277</b>	<b>3,250</b>	<b>3,217</b>	<b>3,165</b>	<b>3,169</b>	<b>3,178</b>
<b>ЭС Мурманской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	12,2340	12,288	12,283	12,295	12,311	12,360	12,364	12,369
Покрытие (производство электрической энергии)	16,5484	17,467	17,306	17,306	17,306	17,306	17,086	17,086
<b>в том числе:</b>								
АЭС	9,5016	10,505	10,500	10,500	10,500	10,500	10,280	10,280
ГЭС	6,5956	6,445	6,289	6,289	6,289	6,289	6,289	6,289
ТЭС	0,4512	0,517	0,517	0,517	0,517	0,517	0,517	0,517
ВИЭ		0,0000	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004
<b>Сальдо перетоков электрической энергии*</b>	<b>-4,3144</b>	<b>-5,179</b>	<b>-5,023</b>	<b>-5,011</b>	<b>-4,995</b>	<b>-4,946</b>	<b>-4,722</b>	<b>-4,717</b>

ОЭС Северо-Запада	2015 факт	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>ЭС Республики Коми</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	8,8440	8,839	8,829	8,842	8,855	8,890	8,881	8,894
Покрытие (производство электрической энергии)	9,7201	9,739	9,729	9,842	9,855	9,890	9,881	9,894
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	9,7201	9,739	9,729	9,842	9,855	9,890	9,881	9,894
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-0,8761	-0,900	-0,900	-1,000	-1,000	-1,000	-1,000	-1,000
<b>ЭС Ленинградской области и города Санкт-Петербург</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	43,5220	43,813	44,082	44,495	44,877	45,248	45,531	45,769
Покрытие (производство электрической энергии)	55,4136	56,102	55,709	59,736	61,353	57,981	58,610	63,519
в том числе:								
АЭС	27,4898	27,902	27,570	32,020	33,900	30,600	31,230	36,400
ГЭС	2,9558	3,249	3,400	3,400	3,400	3,400	3,400	3,400
ТЭС	24,9680	24,951	24,739	24,315	24,053	23,981	23,980	23,719
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-11,8916	-12,289	-11,627	-15,241	-16,476	-12,733	-13,079	-17,750
<b>ЭС Новгородской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	4,1870	4,198	4,221	4,284	4,327	4,358	4,372	4,381
Покрытие (производство электрической энергии)	1,6308	1,303	1,342	1,282	1,226	1,220	1,220	1,196
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1,6308	1,303	1,342	1,282	1,226	1,220	1,220	1,196
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	2,5562	2,895	2,879	3,002	3,101	3,138	3,152	3,185
<b>ЭС Псковской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	2,1400	2,146	2,162	2,183	2,194	2,212	2,215	2,221
Покрытие (производство электрической энергии)	0,6281	0,997	1,029	0,993	0,950	0,945	0,945	0,926
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,0080	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013
ТЭС	0,6201	0,985	1,016	0,980	0,937	0,932	0,932	0,913
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,5119	1,149	1,133	1,190	1,244	1,267	1,270	1,295

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



Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Центра с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2016 – 2022 годы.

млрд.кВт·ч

ОЭС Центра	2015 факт	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>ПОТРЕБНОСТЬ:</b>								
Потребление электрической энергии ОЭС	231,7710	233,587	233,937	236,257	238,274	239,845	240,842	242,296
Покрытие	236,9739	238,687	239,937	237,957	238,274	242,045	243,942	242,296
в том числе:								
АЭС	100,1713	92,358	94,390	97,990	97,690	103,640	106,462	105,423
ГЭС	0,9939	1,297	1,521	1,521	1,521	1,521	1,521	1,521
ГАЭС	1,8415	1,849	1,884	2,554	3,224	3,224	3,224	3,224
ТЭС	133,9672	143,183	142,061	135,784	135,731	133,552	132,627	132,020
ВИЭ	0,0000	0,000	0,081	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108
Сальдо перетоков электрической энергии*	-5,2029	-5,100	-6,000	-1,700	0,000	-2,200	-3,100	0,000
<b>ЭС Белгородской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	14,8900	14,950	15,005	15,090	15,112	15,170	15,200	15,265
Покрытие (производство электрической энергии)	0,7409	0,822	0,821	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0,7409	0,822	0,821	0,820	0,820	0,820	0,820	0,820
ВИЭ				0,027	0,027	0,027	0,027	0,027
Сальдо перетоков электрической энергии*	14,1491	14,128	14,184	14,243	14,265	14,323	14,353	14,418
<b>ЭС Брянской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	4,4780	4,488	4,485	4,490	4,514	4,569	4,600	4,632
Покрытие (производство электрической энергии)	0,0282	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0,0282	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	4,4498	4,488	4,485	4,490	4,514	4,569	4,600	4,632
<b>ЭС Владимирской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	6,8820	6,913	6,922	6,941	6,955	6,980	6,974	6,986
Покрытие (производство электрической энергии)	2,1376	2,337	2,240	2,042	2,021	1,946	1,914	1,894
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2,1376	2,337	2,240	2,042	2,021	1,946	1,914	1,894
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	4,7444	4,576	4,682	4,899	4,934	5,034	5,060	5,092
<b>ЭС Вологодской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	13,6110	13,657	13,644	13,651	13,541	13,661	13,729	13,832
Покрытие (производство электрической энергии)	10,6407	9,146	8,992	8,639	8,594	8,460	8,400	8,366
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,1031	0,095	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127
ТЭС	10,5376	9,051	8,865	8,512	8,467	8,333	8,273	8,239
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	2,9703	4,511	4,652	5,012	4,947	5,201	5,329	5,466

ОЭС Центра	2015 факт	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>ЭС Воронежской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	10,4700	11,105	11,000	11,286	11,703	11,753	11,712	11,718
Покрытие (производство электрической энергии)	14,1805	17,547	19,041	24,536	29,573	30,616	29,952	30,034
в том числе:								
АЭС	12,8374	16,371	16,970	22,560	27,610	28,690	28,042	28,133
ГЭС								
ТЭС	1,3431	1,176	2,071	1,976	1,963	1,926	1,910	1,901
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-3,7105	-6,442	-8,041	-13,250	-17,870	-18,863	-18,240	-18,316
<b>ЭС Ивановской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	3,4570	3,457	3,457	3,463	3,473	3,481	3,473	3,473
Покрытие (производство электрической энергии)	1,5993	1,787	1,721	1,612	1,612	1,612	1,624	1,624
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1,5993	1,787	1,721	1,612	1,612	1,612	1,624	1,624
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,8577	1,670	1,736	1,851	1,861	1,869	1,849	1,849
<b>ЭС Калужской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	6,2990	6,348	6,400	6,474	6,565	6,778	7,038	7,161
Покрытие (производство электрической энергии)	0,2120	0,301	0,282	0,243	0,239	0,225	0,218	0,215
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0,2120	0,301	0,282	0,243	0,239	0,225	0,218	0,215
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	6,0870	6,047	6,118	6,231	6,326	6,553	6,820	6,946
<b>ЭС Костромской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	3,5790	3,591	3,598	3,606	3,606	3,615	3,606	3,606
Покрытие (производство электрической энергии)	14,9843	16,406	15,181	12,943	12,629	11,769	11,387	11,161
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	14,9843	16,406	15,181	12,943	12,629	11,769	11,387	11,161
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-11,4053	-12,815	-11,583	-9,337	-9,023	-8,154	-7,781	-7,555
<b>ЭС Курской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	8,6090	8,625	8,657	8,793	8,876	8,908	8,979	9,324
Покрытие (производство электрической энергии)	30,7973	27,181	27,524	25,498	24,658	23,628	29,668	27,088
в том числе:								
АЭС	29,7098	25,934	25,890	23,890	23,050	22,020	28,060	25,480
ГЭС								
ТЭС	1,0875	1,247	1,634	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-22,1883	-18,556	-18,867	-16,705	-15,782	-14,720	-20,689	-17,764
<b>ЭС Липецкой области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	12,2550	12,311	12,290	12,316	12,347	12,413	12,404	12,437
Покрытие (производство электрической энергии)	5,3318	5,350	5,338	5,154	5,132	5,126	5,114	5,114
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	5,3318	5,350	5,257	5,073	5,051	5,045	5,033	5,033
ВИЭ		0,000	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081
Сальдо перетоков электрической энергии*	6,9232	6,961	6,952	7,162	7,215	7,287	7,290	7,323

ОЭС Центра	2015 факт	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>ЭС Московской области и города Москва</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	101,9820	103,037	103,321	104,569	106,098	106,805	107,163	107,793
Покрытие (производство электрической энергии)	69,5041	73,061	73,384	74,654	76,124	76,324	76,424	76,424
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,1629	0,212	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200
ГАЭС	1,8415	1,849	1,884	2,554	3,224	3,224	3,224	3,224
ТЭС	67,4997	71,000	71,300	71,900	72,700	72,900	73,000	73,000
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	32,4779	29,976	29,937	29,915	29,974	30,481	30,739	31,369
<b>ЭС Орловской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	2,7930	2,799	2,796	2,801	2,805	2,823	2,822	2,829
Покрытие (производство электрической энергии)	1,0824	1,203	1,116	0,950	0,930	0,896	0,893	0,891
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1,0824	1,203	1,116	0,950	0,930	0,896	0,893	0,891
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,7106	1,596	1,680	1,851	1,875	1,927	1,929	1,938
<b>ЭС Рязанской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	6,4290	6,430	6,440	6,478	6,516	6,573	6,580	6,611
Покрытие (производство электрической энергии)	6,4099	9,033	8,510	7,504	7,380	6,997	6,829	6,729
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	6,4099	9,033	8,510	7,504	7,380	6,997	6,829	6,729
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,0191	-2,603	-2,070	-1,026	-0,864	-0,424	-0,249	-0,118
<b>ЭС Смоленской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	6,3420	6,312	6,230	6,385	6,276	6,318	6,428	6,437
Покрытие (производство электрической энергии)	27,2932	24,844	22,298	20,902	23,138	22,082	21,464	22,873
в том числе:								
АЭС	24,1822	21,853	19,530	18,540	20,830	19,930	19,380	20,830
ГЭС								
ТЭС	3,1110	2,991	2,768	2,362	2,308	2,152	2,084	2,043
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-20,9512	-18,532	-16,068	-14,517	-16,862	-15,764	-15,036	-16,436
<b>ЭС Тамбовской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	3,4130	3,426	3,417	3,417	3,417	3,426	3,417	3,417
Покрытие (производство электрической энергии)	0,9980	1,082	0,945	0,895	0,893	0,876	0,868	0,863
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0,9980	1,082	0,945	0,895	0,893	0,876	0,868	0,863
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	2,4150	2,344	2,472	2,522	2,524	2,550	2,549	2,554

ОЭС Центра	2015 факт	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>ЭС Тверской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	8,3450	8,207	8,272	8,411	8,316	8,323	8,372	8,302
Покрытие (производство электрической энергии)	42,3882	39,003	42,030	41,674	34,689	40,999	38,757	38,625
в том числе:								
АЭС	33,4419	28,200	32,000	33,000	26,200	33,000	30,980	30,980
ГЭС	0,0053	0,004	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
ТЭС	8,9410	10,799	10,022	8,666	8,481	7,991	7,769	7,637
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-34,0432	-30,796	-33,758	-33,263	-26,373	-32,676	-30,385	-30,323
<b>ЭС Тульской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	9,8380	9,791	9,793	9,862	9,917	9,978	10,081	10,196
Покрытие (производство электрической энергии)	5,6831	6,238	5,197	4,842	4,809	4,677	4,619	4,585
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	5,6831	6,238	5,197	4,842	4,809	4,677	4,619	4,585
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	4,1549	3,553	4,596	5,020	5,108	5,301	5,462	5,611
<b>ЭС Ярославской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	8,0990	8,140	8,210	8,224	8,237	8,271	8,264	8,277
Покрытие (производство электрической энергии)	2,9624	3,344	5,316	5,020	5,005	4,965	4,962	4,961
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,7226	0,986	1,186	1,186	1,186	1,186	1,186	1,186
ТЭС	2,2398	2,358	4,130	3,834	3,819	3,779	3,776	3,775
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	5,1366	4,796	2,894	3,204	3,232	3,306	3,302	3,316

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

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Средней Волги с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2016 – 2022 годы.

млрд.кВт·ч

ОЭС Средней Волги	2015 факт	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>ПОТРЕБНОСТЬ:</b>								
Потребление электрической энергии ОЭС	104,2570	104,725	105,055	105,686	106,243	106,967	106,940	107,108
<b>Покрытие</b>								
в том числе:	105,3670	103,955	103,785	105,416	104,773	106,097	105,570	105,638
АЭС	33,0046	32,780	30,860	31,800	30,430	31,800	31,280	31,280
ГЭС	20,9514	19,375	20,310	20,310	20,310	20,310	20,310	20,310
ТЭС	51,4110	51,800	52,455	52,966	53,666	53,620	53,613	53,681
ВИЭ	0,0000	0,000	0,160	0,340	0,367	0,367	0,367	0,367
Сальдо перетоков электрической энергии*	-1,1100	0,770	1,270	0,270	1,470	0,870	1,370	1,470
<b>ЭС Республики Марий-Эл</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	2,5880	2,593	2,604	2,609	2,614	2,625	2,624	2,629
Покрытие (производство электрической энергии)	0,9094	0,894	0,897	0,891	0,881	0,880	0,880	0,881
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0,9094	0,894	0,897	0,891	0,881	0,880	0,880	0,881
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,6786	1,700	1,707	1,718	1,734	1,745	1,744	1,749
<b>ЭС Республики Мордовия</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	3,1500	3,166	3,171	3,182	3,194	3,213	3,216	3,227
Покрытие (производство электрической энергии)	1,3376	1,386	1,380	1,363	1,347	1,346	1,346	1,348
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1,3376	1,386	1,380	1,363	1,347	1,346	1,346	1,348
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,8124	1,780	1,791	1,819	1,847	1,867	1,870	1,879
<b>ЭС Нижегородской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	19,6950	19,776	19,817	19,903	19,966	20,064	20,056	20,098
Покрытие (производство электрической энергии)	9,4009	8,377	8,487	8,416	8,379	8,372	8,371	8,380
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1,1686	1,361	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510
ТЭС	8,2323	7,016	6,977	6,906	6,869	6,862	6,861	6,870
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	10,2941	11,399	11,330	11,487	11,587	11,692	11,685	11,718
<b>ЭС Пензенской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	4,9250	4,935	4,946	4,969	4,983	4,998	4,988	4,991
Покрытие (производство электрической энергии)	1,1741	1,114	1,154	1,147	1,139	1,138	1,138	1,139
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1,1741	1,114	1,154	1,147	1,139	1,138	1,138	1,139
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	3,7509	3,821	3,792	3,822	3,844	3,860	3,850	3,852

ОЭС Средней Волги	2015 факт	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>ЭС Самарской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	23,2650	23,259	23,285	23,336	23,384	23,475	23,462	23,516
Покрытие (производство электрической энергии)	22,8417	21,332	21,716	21,512	21,392	21,377	21,376	21,394
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	10,3983	9,241	9,600	9,600	9,600	9,600	9,600	9,600
ТЭС	12,4434	12,091	12,026	11,777	11,657	11,642	11,641	11,659
ВИЭ		0,000	0,090	0,135	0,135	0,135	0,135	0,135
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,4233	1,927	1,569	1,824	1,992	2,098	2,086	2,122
<b>ЭС Саратовской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	12,7130	12,825	12,848	12,908	12,951	13,070	13,074	13,099
Покрытие (производство электрической энергии)	42,0761	41,020	39,349	40,258	38,897	40,269	39,749	39,753
в том числе:								
АЭС	32,7480	32,480	30,560	31,500	30,130	31,500	30,980	30,980
ГЭС	5,5603	5,145	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400
ТЭС	3,7678	3,395	3,389	3,313	3,295	3,297	3,297	3,301
ВИЭ			0,000	0,045	0,072	0,072	0,072	0,072
Сальдо перетоков электрической энергии*	-29,3631	-28,195	-26,501	-27,350	-25,946	-27,199	-26,675	-26,654
<b>ЭС Республики Татарстан</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	27,0250	27,191	27,351	27,691	28,007	28,323	28,328	28,335
Покрытие (производство электрической энергии)	20,9241	22,634	23,451	24,456	25,420	25,401	25,399	25,423
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	2,1916	1,634	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700
ТЭС	18,7325	21,000	21,751	22,756	23,720	23,701	23,699	23,723
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	6,1009	4,557	3,900	3,235	2,587	2,922	2,929	2,912
<b>ЭС Ульяновской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	5,9170	5,959	5,990	6,038	6,087	6,122	6,121	6,135
Покрытие (производство электрической энергии)	2,6832	2,797	2,865	2,924	2,891	2,888	2,888	2,892
в том числе:								
АЭС	0,2566	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300
ГЭС								
ТЭС	2,4266	2,497	2,495	2,464	2,431	2,428	2,428	2,432
ВИЭ		0,000	0,070	0,160	0,160	0,160	0,160	0,160
Сальдо перетоков электрической энергии*	3,2338	3,162	3,125	3,114	3,196	3,234	3,233	3,243
<b>ЭС Чувашской Республики</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	4,9790	5,021	5,043	5,050	5,057	5,077	5,071	5,078
Покрытие (производство электрической энергии)	4,0199	4,402	4,486	4,448	4,428	4,424	4,424	4,429
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1,6326	1,994	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100
ТЭС	2,3873	2,408	2,386	2,348	2,328	2,324	2,324	2,329
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,9591	0,619	0,557	0,602	0,629	0,653	0,647	0,649

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

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Юга с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2016 – 2022 годы.

млрд.кВт·ч

ОЭС Юга	2015 факт	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>ПОТРЕБНОСТЬ:</b>								
Потребление электрической энергии ОЭС	87,8830	89,222	97,219	98,256	99,704	100,874	101,617	102,497
<b>Покрытие</b>	<b>88,5562</b>	<b>94,131</b>	<b>94,078</b>	<b>96,120</b>	<b>100,132</b>	<b>101,234</b>	<b>99,977</b>	<b>99,857</b>
<b>в том числе:</b>								
АЭС	20,5093	24,000	25,000	27,990	31,900	33,310	31,150	31,110
ГЭС	18,4221	19,016	20,829	21,665	21,665	21,665	21,665	21,665
ГАЭС	0,0000	0,066	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065
ТЭС	49,6210	51,029	47,276	45,170	45,184	44,831	45,734	45,654
ВИЭ	0,0038	0,020	0,908	1,230	1,318	1,363	1,363	1,363
Сальдо перетоков электрической энергии*	-0,6732	-4,909	3,141	2,136	-0,428	-0,360	1,640	2,640
<b>ОЭС Астраханской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	4,3840	4,421	4,446	4,459	4,481	4,494	4,495	4,506
Покрытие (производство электрической энергии)	4,3367	4,183	3,670	3,288	3,142	3,100	3,173	3,165
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	4,3367	4,183	3,478	3,066	2,920	2,878	2,951	2,943
ВИЭ		0,000	0,192	0,222	0,222	0,222	0,222	0,222
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,0473	0,238	0,776	1,171	1,339	1,394	1,322	1,341
<b>ОЭС Волгоградской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	15,0600	15,188	15,312	15,377	15,551	15,720	15,744	15,839
Покрытие (производство электрической энергии)	15,6947	15,102	15,255	14,999	14,918	14,869	14,916	14,909
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС	11,1735	10,801	11,642	11,642	11,642	11,642	11,642	11,642
ТЭС	4,5212	4,301	3,562	3,229	3,106	3,057	3,104	3,097
ВИЭ		0,000	0,051	0,128	0,170	0,170	0,170	0,170
Сальдо перетоков электрической энергии*	-0,6347	0,086	0,057	0,378	0,633	0,851	0,828	0,930
<b>ОЭС Чеченской Республики</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	2,5980	2,630	2,646	2,714	2,807	2,838	2,854	2,877
Покрытие (производство электрической энергии)	0,0000	0,000	0,000	0,360	1,404	1,404	1,440	1,440
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС				0,360	1,404	1,404	1,440	1,440
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	2,5980	2,630	2,646	2,354	1,403	1,434	1,414	1,437
<b>ОЭС Республики Дагестан</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	6,1760	6,263	6,318	6,397	6,476	6,570	6,609	6,675
Покрытие (производство электрической энергии)	4,2636	4,837	5,287	5,287	5,287	5,287	5,287	5,287
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС	4,2087	4,776	5,208	5,208	5,208	5,208	5,208	5,208
ТЭС	0,0549	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061
ВИЭ		0,000	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,9124	1,426	1,031	1,110	1,189	1,283	1,322	1,388

ОЭС Юга	2015 факт	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>ЭС Республики Ингушетия</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	0,6820	0,692	0,702	0,713	0,723	0,735	0,743	0,754
Покрытие (производство электрической энергии)	0,0000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС								
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,6820	0,692	0,702	0,713	0,723	0,735	0,743	0,754
<b>ЭС Кабардино-Балкарской Республики</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	1,6310	1,646	1,649	1,658	1,663	1,673	1,674	1,679
Покрытие (производство электрической энергии)	0,4879	0,541	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,4787	0,532	0,691	0,691	0,691	0,691	0,691	0,691
ТЭС	0,0092	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,1431	1,105	0,949	0,958	0,963	0,973	0,974	0,979
<b>ЭС Республики Калмыкия</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	0,5310	0,575	0,611	0,630	0,636	0,642	0,645	0,649
Покрытие (производство электрической энергии)	0,0092	0,010	0,098	0,179	0,179	0,224	0,224	0,224
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0,0054	0,003	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
ВИЭ	0,0038	0,008	0,096	0,177	0,177	0,222	0,222	0,222
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,5218	0,565	0,513	0,451	0,457	0,418	0,421	0,425
<b>ЭС Карачаево-Черкесской Республики</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	1,2820	1,325	1,345	1,348	1,351	1,357	1,357	1,360
Покрытие (производство электрической энергии)	0,4088	0,507	0,540	0,559	0,559	0,559	0,559	0,559
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,3435	0,381	0,426	0,445	0,445	0,445	0,445	0,445
ГАЭС		0,066	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065
ТЭС	0,0653	0,059	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,8732	0,818	0,805	0,789	0,792	0,798	0,798	0,801
<b>ЭС Краснодарского края и Республики Адыгея</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	25,5000	26,096	26,545	26,860	27,306	27,624	27,877	28,113
Покрытие (производство электрической энергии)	11,5446	12,374	10,734	9,687	9,325	9,235	9,438	9,419
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,3256	0,274	0,383	0,383	0,383	0,383	0,383	0,383
ТЭС	11,2190	12,100	10,351	9,304	8,941	8,852	9,055	9,035
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	13,9554	13,722	15,811	17,173	17,981	18,389	18,439	18,694



ОЭС Юга	2015 факт	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>ЭС Республики Крым и г.Севастополя **</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)			7,181	7,344	7,553	7,762	7,956	8,075
Покрытие (производство электрической энергии)			3,735	5,633	6,103	6,103	6,103	6,103
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС			3,212	5,109	5,579	5,579	5,579	5,579
ВИЭ			0,524	0,524	0,524	0,524	0,524	0,524
Сальдо перетоков электрической энергии*			3,446	1,711	1,450	1,659	1,853	1,972
<b>ЭС Ростовской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	17,9710	18,148	18,146	18,341	18,666	18,870	18,995	19,196
Покрытие (производство электрической энергии)	31,9697	37,919	37,593	39,458	42,979	44,292	42,348	42,287
в том числе:								
АЭС	20,5093	24,000	25,000	27,990	31,900	33,310	31,150	31,110
ГЭС	0,3154	0,535	0,611	0,611	0,611	0,611	0,611	0,611
ТЭС	11,1450	13,384	11,982	10,857	10,468	10,371	10,587	10,566
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-13,9987	-19,771	-19,447	-21,117	-24,313	-25,422	-23,353	-23,091
<b>ЭС Республики Северная Осетия-Алания</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	2,1120	2,152	2,180	2,214	2,248	2,288	2,315	2,348
Покрытие (производство электрической энергии)	0,2777	0,348	0,356	1,136	1,136	1,136	1,136	1,136
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,2777	0,348	0,356	1,136	1,136	1,136	1,136	1,136
ТЭС								
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,8343	1,804	1,825	1,079	1,113	1,153	1,180	1,213
<b>ЭС Ставропольского края</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	9,9560	10,086	10,138	10,201	10,243	10,301	10,353	10,426
Покрытие (производство электрической энергии)	19,5633	18,309	16,111	14,835	14,402	14,326	14,653	14,628
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1,2990	1,367	1,513	1,550	1,550	1,550	1,550	1,550
ТЭС	18,2643	16,930	14,571	13,124	12,645	12,569	12,897	12,871
ВИЭ		0,012	0,027	0,162	0,207	0,207	0,207	0,207
Сальдо перетоков электрической энергии*	-9,6073	-8,223	-5,973	-4,634	-4,159	-4,025	-4,300	-4,202

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

\*\* С 2017 года энергосистема Республики Крым и города Севастополь учитывается в составе ОЭС Юга

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Урала с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2016 – 2022 годы.

млрд.кВт·ч

ОЭС Урала	2015 факт	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>ПОТРЕБНОСТЬ:</b>								
Потребление электрической энергии ОЭС	258,2960	259,404	260,340	262,004	263,508	265,505	266,339	267,448
<b>Покрытие</b>	<b>257,7290</b>	<b>259,184</b>	<b>261,120</b>	<b>258,884</b>	<b>259,188</b>	<b>262,175</b>	<b>264,509</b>	<b>265,218</b>
<b>в том числе:</b>								
АЭС	4,5778	7,770	10,340	10,370	10,300	10,540	10,510	10,840
ГЭС	6,9064	5,081	4,966	4,966	4,966	4,966	4,966	4,966
ТЭС	246,2436	246,243	245,612	243,243	243,217	245,922	248,286	248,665
ВИЭ	0,0012	0,090	0,202	0,305	0,705	0,747	0,747	0,747
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,5670	0,220	-0,780	3,120	4,320	3,330	1,830	2,230
<b>ЭС Республики Башкортостан</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	26,4380	26,563	26,727	26,843	26,991	27,188	27,260	27,360
Покрытие (производство электрической энергии)	22,0659	21,179	21,584	22,273	22,144	22,444	22,704	22,707
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС	1,0319	0,714	0,746	0,746	0,746	0,746	0,746	0,746
ТЭС	21,0335	20,407	20,771	21,459	21,297	21,597	21,857	21,860
ВИЭ	0,0005	0,058	0,067	0,067	0,101	0,101	0,101	0,101
Сальдо перетоков электрической энергии*	4,3721	5,384	5,143	4,570	4,847	4,744	4,556	4,653
<b>ЭС Кировской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	7,3750	7,397	7,383	7,393	7,399	7,427	7,409	7,429
Покрытие (производство электрической энергии)	4,7982	4,801	4,586	4,364	4,347	4,411	4,471	4,472
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	4,7982	4,801	4,586	4,364	4,347	4,411	4,471	4,472
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	2,5768	2,596	2,797	3,029	3,053	3,016	2,938	2,957
<b>ЭС Курганской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	4,3900	4,406	4,395	4,395	4,395	4,406	4,413	4,431
Покрытие (производство электрической энергии)	3,2679	2,815	2,588	2,361	2,336	2,361	2,378	2,380
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	3,2679	2,815	2,588	2,361	2,336	2,361	2,378	2,380
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,1221	1,591	1,807	2,034	2,059	2,045	2,035	2,051
<b>ЭС Оренбургской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	15,6310	15,676	15,639	15,690	15,759	15,857	15,868	15,910
Покрытие (производство электрической энергии)	14,9972	16,655	15,725	14,636	14,802	14,936	14,994	14,995
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС	0,0459	0,047	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075
ТЭС	14,9506	16,576	15,514	14,348	14,225	14,317	14,375	14,376
ВИЭ	0,0007	0,032	0,135	0,213	0,502	0,544	0,544	0,544
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,6338	-0,979	-0,086	1,054	0,957	0,921	0,874	0,915

ОЭС Урала	2015 факт	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>ЭС Пермского края</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	23,4280	23,623	23,800	24,049	24,296	24,598	24,728	24,965
Покрытие (производство электрической энергии)	32,0703	32,591	31,455	33,072	32,862	33,193	33,466	33,470
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	5,7979	4,299	4,125	4,125	4,125	4,125	4,125	4,125
ТЭС	26,2724	28,291	27,330	28,947	28,737	29,068	29,341	29,345
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-8,6423	-8,968	-7,655	-9,023	-8,566	-8,595	-8,738	-8,505
<b>ЭС Свердловской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	42,9410	42,927	42,974	43,147	43,221	43,459	43,455	43,540
Покрытие (производство электрической энергии)	46,8846	49,854	50,410	48,379	48,045	48,768	49,153	49,481
в том числе:								
АЭС	4,5778	7,770	10,340	10,370	10,300	10,540	10,510	10,840
ГЭС	0,0307	0,021	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019
ТЭС	42,2761	42,063	40,051	37,990	37,726	38,209	38,624	38,622
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-3,9436	-6,927	-7,436	-5,232	-4,824	-5,309	-5,698	-5,941
<b>ЭС Тюменской области, ЯНАО, ХМАО</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	92,8890	93,538	94,118	95,003	95,803	96,659	97,249	97,733
Покрытие (производство электрической энергии)	102,9312	99,730	100,130	101,060	101,930	102,830	103,650	104,010
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	102,9312	99,730	100,130	101,060	101,930	102,830	103,650	104,010
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-10,0422	-6,192	-6,012	-6,057	-6,127	-6,171	-6,401	-6,277
<b>ЭС Удмуртской Республики</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	9,5080	9,545	9,554	9,568	9,571	9,609	9,607	9,641
Покрытие (производство электрической энергии)	4,0774	3,975	3,788	3,539	3,517	3,582	3,641	3,642
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	4,0774	3,975	3,788	3,539	3,517	3,582	3,641	3,642
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	5,4306	5,570	5,766	6,029	6,054	6,027	5,966	5,999
<b>ЭС Челябинской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	35,6960	35,729	35,750	35,916	36,073	36,302	36,350	36,439
Покрытие (производство электрической энергии)	26,6363	27,586	30,853	29,201	29,205	29,648	30,052	30,061
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	26,6363	27,586	30,853	29,175	29,103	29,546	29,950	29,959
ВИЭ			0,000	0,026	0,102	0,102	0,102	0,102
Сальдо перетоков электрической энергии*	9,0597	8,143	4,897	6,715	6,868	6,654	6,298	6,378

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

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Сибири с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2016 – 2022 годы.

млрд.кВт·ч

ОЭС Сибири	2015 факт	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>ПОТРЕБНОСТЬ:</b>								
Потребление электрической энергии ОЭС	203,5250	205,705	206,904	208,005	209,045	210,247	211,051	212,049
<b>Покрытие</b>	<b>201,2075</b>	<b>200,855</b>	<b>204,574</b>	<b>205,685</b>	<b>206,725</b>	<b>207,927</b>	<b>208,731</b>	<b>209,729</b>
<b>в том числе:</b>								
АЭС	0,0000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ГЭС	88,2740	92,690	107,377	107,377	107,377	107,377	107,377	107,377
ТЭС	112,9271	108,152	97,152	98,209	99,060	100,172	100,976	101,974
ВИЭ	0,0064	0,013	0,045	0,099	0,288	0,378	0,378	0,378
Сальдо перетоков электрической энергии*	2,3175	4,850	2,330	2,320	2,320	2,320	2,320	2,320
<b>ЭС Республики Алтай и Алтайского края</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	10,6820	10,686	10,688	10,702	10,715	10,755	10,757	10,764
Покрытие (производство электрической энергии)	7,4925	6,392	5,686	5,722	5,758	5,861	5,908	5,968
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	7,4867	6,385	5,650	5,686	5,722	5,789	5,836	5,896
ВИЭ	0,0058	0,007	0,036	0,036	0,036	0,072	0,072	0,072
Сальдо перетоков электрической энергии*	3,1895	4,294	5,002	4,980	4,957	4,894	4,849	4,796
<b>ЭС Республики Бурятия</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	5,3640	5,387	5,383	5,406	5,413	5,428	5,425	5,435
Покрытие (производство электрической энергии)	5,7459	5,247	4,822	4,859	4,983	5,038	5,064	5,098
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	5,7459	5,247	4,822	4,841	4,857	4,912	4,938	4,972
ВИЭ			0,000	0,018	0,126	0,126	0,126	0,126
Сальдо перетоков электрической энергии*	-0,3819	0,140	0,561	0,547	0,430	0,390	0,361	0,337
<b>ЭС Иркутской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	52,4670	52,664	52,740	53,143	53,737	54,169	54,447	54,673
Покрытие (производство электрической энергии)	47,9509	49,443	56,744	56,790	56,867	56,921	56,986	57,056
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС	35,9229	38,242	46,360	46,360	46,360	46,360	46,360	46,360
ТЭС	12,0280	11,202	10,384	10,430	10,480	10,534	10,599	10,669
ВИЭ				0,000	0,027	0,027	0,027	0,027
Сальдо перетоков электрической энергии*	4,5161	3,221	-4,004	-3,647	-3,130	-2,752	-2,539	-2,383
<b>ЭС Красноярского края</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	42,9940	44,675	45,945	46,278	46,409	46,723	47,081	47,521
Покрытие (производство электрической энергии)	58,8328	63,088	64,423	65,095	65,498	65,797	66,006	66,273
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС	29,6326	31,898	35,990	35,990	35,990	35,990	35,990	35,990
ТЭС	29,2002	31,189	28,433	29,105	29,508	29,807	30,016	30,283
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-15,8388	-18,413	-18,478	-18,817	-19,089	-19,074	-18,925	-18,752

<b>ОЭС Сибири</b>	<b>2015 факт</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
<b>ЭС Кемеровской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	31,7800	31,810	31,521	31,616	31,634	31,698	31,803	31,926
Покрытие (производство электрической энергии)	25,6928	21,725	19,324	19,449	19,584	19,834	20,011	20,231
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	25,6928	21,725	19,324	19,449	19,584	19,834	20,011	20,231
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	6,0872	10,085	12,197	12,167	12,050	11,864	11,792	11,695
<b>ЭС Новосибирской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	15,6300	15,723	15,802	15,863	15,915	15,997	16,035	16,102
Покрытие (производство электрической энергии)	14,1157	13,564	12,321	12,334	12,379	12,480	12,552	12,644
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	2,0925	1,950	1,687	1,687	1,687	1,687	1,687	1,687
ТЭС	12,0232	11,615	10,634	10,647	10,692	10,794	10,866	10,958
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,5143	2,159	3,481	3,529	3,536	3,517	3,483	3,458
<b>ЭС Омской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	10,8810	10,925	10,938	10,976	11,011	11,061	11,069	11,120
Покрытие (производство электрической энергии)	7,1946	6,867	5,657	5,734	5,806	5,977	6,061	6,166
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	7,1946	6,867	5,657	5,716	5,788	5,905	5,989	6,094
ВИЭ			0,000	0,018	0,018	0,072	0,072	0,072
Сальдо перетоков электрической энергии*	3,6864	4,058	5,281	5,242	5,205	5,084	5,008	4,954
<b>ЭС Республики Тыва</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	0,7770	0,801	0,823	0,876	0,994	1,089	1,093	1,097
Покрытие (производство электрической энергии)	0,0364	0,043	0,040	0,040	0,041	0,041	0,041	0,041
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0,0364	0,043	0,040	0,040	0,041	0,041	0,041	0,041
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,7406	0,758	0,783	0,836	0,953	1,048	1,052	1,056
<b>ЭС Томской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	8,5520	8,596	8,612	8,625	8,643	8,666	8,676	8,701
Покрытие (производство электрической энергии)	3,7585	4,620	3,923	3,957	3,998	4,064	4,112	4,172
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	3,7585	4,620	3,923	3,957	3,998	4,064	4,112	4,172
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	4,7935	3,976	4,689	4,668	4,645	4,602	4,564	4,529

<b>ОЭС Сибири</b>	<b>2015 факт</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
<b>ЭС Республики Хакасская</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	16,6450	16,643	16,638	16,643	16,648	16,682	16,681	16,701
Покрытие (производство электрической энергии)	23,1629	22,620	25,168	25,179	25,189	25,209	25,228	25,246
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	20,6260	20,600	23,340	23,340	23,340	23,340	23,340	23,340
ТЭС	2,5363	2,013	1,819	1,829	1,840	1,860	1,878	1,897
ВИЭ	0,0006	0,006	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
Сальдо перетоков электрической энергии*	-6,5179	-5,977	-8,530	-8,536	-8,541	-8,527	-8,547	-8,545
<b>ЭС Забайкальского края</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	7,7530	7,795	7,814	7,877	7,926	7,979	7,984	8,009
Покрытие (производство электрической энергии)	7,2245	7,246	6,467	6,526	6,623	6,704	6,761	6,833
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	7,2245	7,246	6,467	6,508	6,551	6,632	6,689	6,761
ВИЭ			0,000	0,018	0,072	0,072	0,072	0,072
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,5285	0,549	1,347	1,351	1,303	1,275	1,223	1,176

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

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Востока с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2016 – 2022 годы.

млрд.кВт·ч

ОЭС Востока	2015 факт	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>ПОТРЕБНОСТЬ:</b>								
Потребление электрической энергии ОЭС	32,2230	32,358	38,363	39,289	40,062	40,385	42,265	42,504
<b>Покрытие</b>	<b>35,7642</b>	<b>35,358</b>	<b>41,663</b>	<b>42,589</b>	<b>43,362</b>	<b>43,685</b>	<b>45,565</b>	<b>45,804</b>
<b>в том числе:</b>								
АЭС	0,0000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ГЭС	10,1110	10,340	15,530	16,480	16,480	16,480	16,480	16,480
ТЭС	25,6532	25,018	26,133	26,109	26,882	27,205	29,085	29,324
ВИЭ	0,0000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Сальдо перетоков электрической энергии*	-3,5412	-3,000	-3,300	-3,300	-3,300	-3,300	-3,300	-3,300
<b>ЭС Амурской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	8,0690	8,095	8,127	8,202	8,317	8,405	8,414	8,445
Покрытие (производство электрической энергии)	12,0812	12,881	14,388	15,295	15,303	15,316	15,393	15,420
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС	10,1110	10,340	11,950	12,900	12,900	12,900	12,900	12,900
ТЭС	1,9702	2,541	2,438	2,395	2,403	2,416	2,493	2,520
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-4,0122	-4,786	-6,261	-7,093	-6,986	-6,911	-6,979	-6,975
<b>ЭС Хабаровского края и ЕАО</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	9,6530	9,731	9,773	9,872	9,985	10,071	10,065	10,095
Покрытие (производство электрической энергии)	8,9467	8,200	7,960	8,211	8,196	8,254	8,537	8,609
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	8,9467	8,200	7,960	8,211	8,196	8,254	8,537	8,609
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,7063	1,531	1,813	1,661	1,789	1,817	1,528	1,486
<b>ЭС Приморского края</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	12,7780	12,797	13,020	13,433	13,836	13,939	15,790	15,968
Покрытие (производство электрической энергии)	11,5052	11,184	11,053	10,861	11,655	11,879	13,267	13,379
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	11,5052	11,184	11,053	10,861	11,655	11,879	13,267	13,379
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,2728	1,613	1,967	2,572	2,181	2,060	2,523	2,589
<b>ЭС Республики Саха (Якутия)</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	1,7220	1,735	7,443	7,782	7,924	7,970	7,996	7,996
Покрытие (производство электрической энергии)	3,2311	3,092	8,262	8,222	8,207	8,236	8,368	8,397
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС			3,580	3,580	3,580	3,580	3,580	3,580
ТЭС	3,2311	3,092	4,682	4,642	4,627	4,656	4,788	4,817
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-1,5091	-1,357	-0,819	-0,440	-0,283	-0,266	-0,372	-0,401

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

\* С 2017 года учитывается присоединение к Южному энергорайону Республики Саха (Якутия) Центрального и Западного энергорайонов

**ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2016 - 2022 ГОДОВ ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА**

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта  ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																												Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			Итого							
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
<b>Для выдачи мощности электростанций</b>																																	
<b>АЭС</b>																																	
<b>750 кВ</b>																																	
1	ШП 750 кВ на ПС 750 кВ Ленинградская	Ленинградская	2017	330 Мвар																							0	0	330	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение выдачи мощности блока № 1 Ленинградской АЭС-2 (1x1170 МВт)		
2	Установка АТ 750/330 кВ на ПС 750 кВ Копорская		2019		1000 МВА									1000														0	1000	0	ГК "Росатом"	Обеспечение выдачи мощности блока № 2 и № 3 Ленинградской АЭС-2 (1x1170 МВт) (технические решения подлежат уточнению)	
3	Установка АТ 750/330 кВ в ОРУ 750 кВ ЛАЭС				1000 МВА									1000														0	1000	0			
4	Заходы существующей ВЛ 750 кВ Ленинградская АЭС - Ленинградская на ПС 750 кВ Копорская				2x4,5 км									9,0															9,0	0	0		ПАО "ФСК ЕЭС"
5	ВЛ 750 кВ ПС Копорская - ЛАЭС				5,1									5,1															5,1	0	0		ПАО "ФСК ЕЭС"
6	Установка второго АТ 750/330 кВ на ПС 750 кВ Копорская		2019		1000 МВА									1000														0	1000	0	ГК "Росатом"		
<b>330 кВ</b>																																	
7	ВЛ 330 кВ Копорская - Гатчинская	Ленинградская	2016	94,6 км	94,6																						94,6	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение выдачи мощности блока № 1 Ленинградской АЭС-2 (1x1170 МВт)		
8	ВЛ 330 кВ Копорская - Кингисеппская		2016	82,1 км	82,1																							82,1	0	0		ПАО "ФСК ЕЭС"	
9	Заходы ВЛ 330 кВ Ленинградская - Балти на ПС Кингисеппская		2016	2x0,5 км	1																							1	0	0		ПАО "ФСК ЕЭС"	
10	КВЛ 330 кВ Копорская - Пулковская - Южная		2017	ВЛ 90 км, КЛ 25 км					115																				115	0		0	ПАО "ФСК ЕЭС"
	Установка ШП на ПС 330 кВ Пулковская		2017	100 Мвар, 50 Мвар							150																		0	0		150	
	Установка ШП на ПС 330 кВ Южная	2017	100 Мвар							100																		0	0	100			
<b>Итого по 750 кВ для выдачи мощности АЭС</b>					0	0	0	0	0	330	0	0	0	14,1	3000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14	3000	330			
<b>Итого по 330 кВ для выдачи мощности АЭС</b>					177,7	0,0	0,0	115,0	0,0	250,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	292,7	0,0	250,0			
<b>ГЭС</b>																																	
<b>220 кВ</b>																																	
11	ПС 220 кВ Белый Порог (РУ 220 кВ Белопорожской ГЭС) с заходами ВЛ 220 кВ Кривопорожская ГЭС - ПС Костомукшский ГОК № 1 и 2 на ПС 220 кВ Белый Порог	Карельская	2019	4x8 км										32														32	0	0	Инвестор	Выдача мощности Белопорожской ГЭС	
<b>Итого по 220 кВ для выдачи мощности ГЭС</b>					0	0	0	0	0	0	0	0	0	32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	32	0	0			
<b>ТЭС</b>																																	
<b>330 кВ</b>																																	
11	Двухцепные заходы ВЛ 330 кВ Ленинградская - Колпино 1 цепь на ОРУ 330 кВ Киришской ГРЭС	Ленинградская	2022	2x95 км																								190	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Для усиления выдачи мощности Киришской ГРЭС при ее расширении блоком ПГУ-800	
12	ВЛ 330 кВ Прегольская ТЭС – Северная	Калининградская	2018	41 км								41																41	0	0	ООО "Калининградская генерация"	Обеспечение выдачи мощности Прегольской ТЭС (4x114 МВт)	
13	Заходы ВЛ 330 кВ Центральная – Советск-330 на РУ 330 кВ Прегольской ТЭС		2018	2x4,5 км								9																9	0	0			
<b>Итого по 330 кВ для выдачи мощности ТЭС</b>					0	0	0	0	0	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	190	0	0	240	0	0					
<b>Итого по 750 кВ для выдачи мощности электростанций</b>					0	0	0	0	0	330	0	0	0	14	3000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14	3000	330			



№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта  ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																												Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			Итого							
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
	<b>Итого по 330 кВ для выдачи мощности электростанций</b>				177,7	0	0	115,0	0	250	50,0	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	190,0	0	0	532,7	0	250					
	<b>Итого по 220 кВ для выдачи мощности электростанций</b>				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	32,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	32,0	0,0	0,0					
<b>Межсистемные линии электропередачи</b>																																	
<b>750 кВ</b>																																	
14	ВЛ 750 кВ Ленинградская - Белозерская	Ленинградская Новгородская Вологодская	2017	450 км			450																			450	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Усиление межсистемной связи ОЭС Северо-Запада - ОЭС Центра			
	Установка ШП на ПС 750 кВ Ленинградская	Ленинградская		330 Мвар						330																		0			0	330	
	Установка ШП на ПС 750 кВ Белозерская	Вологодская		330 Мвар							330																				0	0	330
<b>330 кВ</b>																																	
15	ВЛ 330 кВ Новосokolьники - Талашкино	Псковская Смоленская	2017	271,5 км			271,5																				271,5	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Усиление межсистемной связи ОЭС Северо-Запада - ОЭС Центра		
	<b>Итого по межсистемным объектам 750 кВ</b>				0	0	0	450	0	660	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	450	0	660				
	<b>Итого по межсистемным объектам 330 кВ</b>				0	0	0	271,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	271,5	0	0				
<b>Для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</b>																																	
<b>330 кВ</b>																																	
16	ПС 330 кВ Ручей	Новгородская	2022	2x125 МВА																						250	0	250	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения Бабинновской промзоны в Чудовском районе Новгородской области		
	Заходы ВЛ 330 кВ Ленинградская - Чудово на ПС Ручей			2x1 км																							2	2	0			0	
17	ПС 330 кВ Пулковская (установка третьего АТ)	Ленинградская	2017	200 МВА			200																				0	200	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей северных энергорайонов г. Санкт-Петербурга		
18	ПС 330 кВ Усть-Луга	Ленинградская	2020	2x200 МВА													400										0	400	0	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			2x1 км													2											2	0			0	
	<b>Итого по 330 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</b>				0	0	0	0	200	0	0	0	0	0	0	0	2	400	0	0	0	0	2	250	0	4	850	0					



№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта  ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Год																					Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта				
					2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.									
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар				км	МВА	Мвар	
<b>220 кВ</b>																																
28	ВЛ 220 кВ Печорская ГРЭС - Ухта - Микунь (2012 г. - Ухта - Микунь)	Республики Коми	2018	294,3 км							294,3																	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																										0	0	75
<i>Итого по 330 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей</i>					0	0	0	178	650	0	0	450	0	298	200	280	562	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1039	1300	280	
<i>Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей</i>					0	0	0	0	0	0	294,3	0	75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	294,3	0	75	
<b>Объекты реконструкции и реновации с увеличением трансформаторной мощности</b>																																
<b>330 кВ</b>																																
29	ПС 330 кВ Ржевская установка третьего АТ 330 кВ	Ленинградская	2019	200 МВА																								0	200	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей
<b>220 кВ</b>																																
30	ПС 220 кВ Сортавальская	Республики Карелия	2019	БСК 30 Мвар																								0	0	30	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение допустимых уровней напряжения в сети 110 - 220 кВ в послеаварийных режимах при отключении ВЛ 220 кВ Суоярви - Ляскеля и Ляскеля - Сортавала
31	ПС 220 кВ Пикалевская	Ленинградская	2018	1x125 МВА																								0	125	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Ленинградской энергосистемы
32	ПС 220 кВ Древянка	Республика Карелия	2022	2x200 МВА																								0	400	0	Инвестор	Повышение надежности электроснабжения потребителей энергосистемы Республики Карелия
<i>Итого по объектам реновации 330 кВ</i>					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	0		
<i>Итого по объектам реновации 220 кВ</i>					0	0	0	0	0	0	125	0	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	0	0	525	30		

	Год																								Итого
	2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.						
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	
<b>ВСЕГО, в т.ч.</b>	177,7	0	0	1014,9	850	1240	344,3	575	75	344,1	3400	310	564,2	400	0	0	0	0	192	650	0	2637,15	5875	1625	
<i>по 750 кВ</i>	0	0	0	450,0	0	990	0	0	0	14,1	3000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	464,1	3000	990	
<i>по 330 кВ</i>	177,7	0	0	564,9	850	250	50,0	450	0	298,0	400	280	564,2	400	0	0,0	0	0	192,0	250	0	1846,75	2350	530	
<i>по 220 кВ</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	294,3	125,0	75,0	32,0	0,0	30,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	400,0	0,0	105,0	

**ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2016 - 2022 ГОДОВ ОЭС ЦЕНТРА (без МОСКОВСКОЙ ЭС)**

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта  ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																												Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			Итого							
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
<b>Объекты для выдачи мощности электростанций</b>																																	
<b>АЭС</b>																																	
<b>500 и 220 кВ</b>																																	
1	ВЛ 220 кВ Донская - Бутурлиновка с ПС 220 кВ Бутурлиновка	Воронежская	2018	125 км, 125 МВА						125	125																	125	125	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение выдачи мощности блока №2 (1150 МВт) Нововоронежской АЭС-2	
2	ВЛ 500 кВ Донская - Старый Оскол № 2 с реконструкцией ПС 500 кВ Старый Оскол	Воронежская, Белгородская	2018	92 км						92																		92	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение выдачи мощности блока №2 (1150 МВт) Нововоронежской АЭС-2	
3	Реконструкция ВЛ 220 кВ Ярославская Тутаев, ВЛ 220 кВ Ярославская - Тверицкая. Заходы на Ярославскую ТЭС (Худянь-Тенинскую ТЭЦ)	Ярославская	2016	12 км, 2х23 км	58																						58	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение выдачи мощности Ярославской ТЭС (Худянь-Тенинской ТЭС, 450 МВт)		
	<i>Итого по 500 кВ для выдачи мощности АЭС</i>				0	0	0	0	0	92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	92	0	0			
	<i>Итого по 220 кВ для выдачи мощности АЭС</i>				58	0	0	0	0	125	125	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	183	125	0				
	<i>Итого по 500 кВ для выдачи мощности электростанций</i>				0	0	0	0	0	92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	92	0	0				
	<i>Итого по 220 кВ для выдачи мощности электростанций</i>				58	0	0	0	0	125	125	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	183	125	0					
<b>Межсистемные линии электропередачи</b>																																	
<b>750 кВ</b>																																	
4	ВЛ 750 кВ Ленинградская - Белозерская (объемы учтены в ОЭС Северо-Запада)	Ленинградская Вологодская	2017	450 км 2хШПР- 330																											ПАО "ФСК ЕЭС"	Усиление межсистемной связи ОЭС Северо-Запада - ОЭС Центра и компенсационное мероприятия при отделении энергосистем стран Балтии от ЕЭС России	
<b>330 кВ</b>																																	
5	ВЛ 330 кВ Новосokolьники - Талашкино (объемы учтены в ОЭС Северо-Запада)	Псковская, Смоленская	2017	271,5 км																											ПАО "ФСК ЕЭС"	Усиление межсистемной связи ОЭС Северо-Запада - ОЭС Центра	
	<i>Итого по межсистемным объектам 750 кВ</i>				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
	<i>Итого по межсистемным объектам 330 кВ</i>				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
<b>Объекты для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</b>																																	
<b>500 кВ</b>																																	
6	Установка третьего автотрансформатора 500/110 кВ мощностью 250 МВА на ПС 500 кВ Старый Оскол	Белгородская	2017	250 МВА					250																		0	250	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения Стойленского ГОК		
7	Строительство ПС 500 кВ Белобережская с заходами ВЛ 500 кВ Новобрянская - Елецкая,	Брянская	2016	2х501 МВА, ВЛ 500 кВ - 3,15 км	3,15	1002																					3,15	1002	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей Брянской области		
	ВЛ 220 кВ Белобережская - Цементная, ВЛ 220 кВ Белобережская - Машзавод и ВЛ 220 кВ Белобережская - Брянская			ВЛ 220 кВ - 104 км, КЛ 220 кВ 0,35 км	104,4																							104,35	0			0	
8	ПС 500 кВ Обнинская с ВЛ 500 кВ Калужская - Обнинская	Калужская	2019	501 МВА, 200 МВА 14,2 км									14,2	701													14,2	701	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей в северной части Калужской области (Индустиальный парк		
9	две ВЛ 220 кВ Обнинск - Созвездие		2019	2х20 км										40													40	0	0				

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта  ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																												Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			Итого							
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
<b>330 кВ</b>																																	
10	Установка третьего АТ 330/110 кВ на ПС 330 кВ Губкин	Белгородская	2017	200 МВА																								0	200	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение пропускной способности автотрансформаторов 330/110 кВ ПС 330 кВ Губкин при демонтаже ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Губкин в рамках комплексной реконструкции ПС 330 кВ Губкин	
<b>220 кВ</b>																																	
11	ВЛ 220 кВ Правобережная - Борино (Сокол)	Липецкая	2021	12 км																								12	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей г. Липецка	
12	Строительство заходов двух цепей ВЛ 220 кВ Липецкая – Металлургическая на ПС 220 кВ Казинка	Липецкая	2016	4x1 км	4																							4	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения ОАО "ОЭЗ ППТ "Липецк"	
13	ПС 220 кВ Казинка	Липецкая	2016	2x250 МВА		500																						0	500	0	Инвестор		
14	Строительство ПС 220 кВ Сталь с сооружением ЛЭП 220 кВ Металлургическая – Сталь I, II цепь	Тульская	2017	1x63 МВА 2x80/125 МВА 2x3 км			6	263																				6	263	0	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения ООО "Тулачермет-Сталь"	
15	Расширение ПС 220 кВ Машзавод с установкой второго АТ 220/110/10 кВ	Брянская	2018	125 МВА							125																	0	125	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей Брянской области	
16	ПС 220 кВ Созвездие (Ворсино), установка АТ-2	Калужская	2017	250 МВА					250																			0	250	0	ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	Обеспечение технологического присоединения потребителей в северной части Калужской области	
17	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Мирная - Метзавод (Кедрово) на ПС 220 кВ Созвездие		2016	1,25 км 2,48 км	3,73																							3,73	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"		
18	Установка трансформатора 220/35 кВ на ПС 220 кВ Метзавод	Калужская	2021	1x180 МВА																								180	0	180	0	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения ООО "НЛМК - Калуга"
<b>Итого по 500 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</b>					3,15	1002	0	0	250	0	0	0	0	14,2	701	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17,35	1953	0			
<b>Итого по 330 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</b>					0	0	0	0	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	0			
<b>Итого по 220 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</b>					112,08	500	0	6	513	0	0	125	0	40	0	0	0	0	0	0	12	180	0	0	0	0	0	170,08	1318	0			
<b>Для снятия сетевых ограничений (повышения пропускной способности электрической сети) и повышение надежности электроснабжения существующих потребителей</b>																																	
<b>500 кВ</b>																																	
19	ВЛ 500 кВ Дорохово - Обнинск (объемы учтены в Московской энергосистеме)	Московская, Калужская	2022	110 км																											ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Московской и Калужской областей	



№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта  ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																												Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта							
					2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			Итого														
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар									
30	ПС 220 кВ Орловская Районная	Орловская	2020	2х125(один из них существующий)+ 2х40 МВА +2х26 Мвар																																0	205	52	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
31	ПС 220 кВ Южная (Воронеж)	Воронежская	2022	2х250+2х40 +10 МВА 54,5 Мвар																															0	590	54,5	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей	
<b>Итого по объектам реновации 330 кВ</b>																																				0	0	0		
<b>Итого по объектам реновации 220 кВ</b>																																				0	376	0		

	2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 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
<b>ВСЕГО, в т.ч.</b>	<b>173,23</b>	<b>1878</b>	<b>0</b>	<b>6</b>	<b>1203</b>	<b>0</b>	<b>217</b>	<b>250</b>	<b>0</b>	<b>54,2</b>	<b>1201</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>505</b>	<b>52</b>	<b>12</b>	<b>680</b>	<b>0</b>	<b>140</b>	<b>1370</b>	<b>54,5</b>	<b>602,43</b>	<b>7087</b>	<b>106,5</b>
<b>по 500 кВ</b>	<b>3,15</b>	<b>1002</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>250</b>	<b>0</b>	<b>92</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>14,2</b>	<b>701</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>109,35</b>	<b>1953</b>	<b>0</b>
<b>по 330 кВ</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>200</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>500</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>700</b>	<b>0</b>
<b>по 220 кВ</b>	<b>170,08</b>	<b>876</b>	<b>0</b>	<b>6</b>	<b>753</b>	<b>0</b>	<b>125</b>	<b>250</b>	<b>0</b>	<b>40</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>505</b>	<b>52</b>	<b>12</b>	<b>680</b>	<b>0</b>	<b>140</b>	<b>1370</b>	<b>54,5</b>	<b>493,08</b>	<b>4434</b>	<b>106,5</b>









35	ПС 110 кВ Бабушкин (перевод на 220 кВ)	Московская	2016	4x63 МВА	252																				0	252	0	ПАО "МОЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей		
36	ПС 220 кВ Ока, замена АТ 220/110 кВ	Московская	2016	2x200+2x63 МВА							526														0	526	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей		
37	ПС 220 кВ Центральная	Московская	2016	2x80 МВА (один введен в 2015)	80																				0	80	0	ПАО "МОЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей		
38	ПС 220 кВ Свиблово, замена АТ 220/110 кВ	Московская	2017	2x250 МВА							500														0	500	0	ПАО "МОЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей		
39	ПС 220 кВ Гольяново, замена трансформаторов	Московская	2017	2x100 МВА							200														0	200	0	ПАО "МОЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей		
40	ПС 220/110/10 кВ Пресня, установка дополнительно двух Т 220/20 кВ	Московская	2017	2x100 МВА							200														0	200	0	ПАО "МОЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей		
41	ПС 220/110 кВ Красногорская, установка дополнительно двух трансформаторов 220/20 кВ	Московская	2018	2x100 МВА							200														0	200	0	ПАО "МОЭСК"	Обеспечение технологического присоединения ЗАО "Рублево-Архангельское".		
42	ПС 220 кВ Темпы, замена АТ 220/110 кВ	Московская	2019	2x200+2x40 МВА												480									0	480	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей		
43	ПС 220 кВ Чертаново	Московская	2019	2x63 МВА												126									0	126	0	ПАО "МОЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей		
44	ПС 220 кВ Луч, замена АТ 220/110 кВ	Московская	2020	2x200+2x125+2x25 МВА																					0	700	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей		
45	Реконструкция ПС 220/10 кВ Владыкино, сооружение КРУЭ (замена Т 2x63 МВА на 2x80 МВА)	Московская	2020	2x80 МВА																					0	160	0	ПАО "МОЭСК"	Для присоединения новых потребителей в р-не Отрадное, Останкинский.		
46	Реконструкция ПС 220/110 кВ Бутырки - 1 этап сооружение КРУЭ 220 кВ (замена Т 2x63 МВА на 2x100 МВА)	Московская	2020	2x100 МВА																					0	200	0	ПАО "МОЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей		
47	ПС 220/110/10 кВ Сабурово, замена АТ 220/110 кВ мощностью по 200 МВА	Московская	2021	2x250 МВА																					0	500	0	ПАО "МОЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей		
48	ПС 220/110 кВ Баскаково (замена АТ 220/110 кВ 2x200 МВА на 2x250 МВА)	Московская	2022	2x250 МВА																					0	500	0	ПАО "МОЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей		
<b>Итого по объектам реновации 220 кВ</b>								0	332	0	0	900	0	0	726	0	0	606	0	0	1060	0	0	500	0	0	500	0	0	4624	0

	2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 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
<b>ВСЕГО, в т.ч.</b>	139	3234	0	62	7060	0	20	2926	0	30	2306	0	10	1060	0	25	2100	0	188	700	0	473	19386	0
<b>по 500 кВ</b>	62	2002	0	0	2000	0	0	0	0	0	1000	0	0	0	0	0	0	0	110	0	0	172	5002	0
<b>по 220 кВ</b>	77	1232	0	62	5060	0	20	2926	0	30	1306	0	10	1060	0	25	2100	0	78	700	0	301	14384	0

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2016 - 2022 ГОДОВ ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта																												Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 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	км	МВА		
<b>Объекты для выдачи мощности электростанций</b>																																	
<b>ТЭС</b>																																	
<b>220 кВ</b>																																	
1	Строительство заходов от ВЛ 220 кВ Киндери – Зеленодольская на Казанскую ТЭЦ-3	Татарстан	2017	2x6,7				13,4																				13,4	0	0		Обеспечение выдачи мощности блока № 7 (388,6 МВт) Казанской ТЭЦ-3	
	<i>Итого по 220 кВ для выдачи мощности ТЭС</i>				0	0	0	13,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13,4	0	0			
	<i>Итого по 220 кВ для выдачи мощности электростанций</i>				0	0	0	13,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13,4	0	0				
<b>Для снятия сетевых ограничений (повышения пропускной способности электрической сети) и повышение надежности электроснабжения существующих потребителей</b>																																	
<b>500 кВ</b>																																	
2	ПС 500 кВ Луч, установка АТ 500/110 кВ	Нижегородская	2017	250 МВА				250																			0	250	0		ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения, обеспечение возможности присоединения новых потребителей в Нижегородском энергоузле	
<b>220 кВ</b>																																	
3	ПС 220 кВ Бегешиво	Татарская	2016	2x125 МВА		250																					0	250	0		ОАО "Сетевая Компания"	Обеспечение технологического присоединения промышленного комплекса ОАО «ТАИФ- НК» г. Нижнекамск	
4	ВЛ 220 кВ Нижнекамская - Бегешиво	Татарская	2016	2x2 км	4																						4	0	0		ОАО "Сетевая компания"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Закамского района	
5	КВЛ 220 кВ Бегешиво - ТАНЕКО	Татарская	2016	9,2 км	9,2																						9,2	0	0		ОАО "Сетевая компания"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Закамского района	
6	КВЛ 220 кВ Щелоков - Бегешиво	Татарская	2016	53 км	53																						53	0	0		ОАО "Сетевая компания"	Обеспечение технологического присоединения промышленного комплекса ОАО «ТАИФ- НК» г. Нижнекамск	

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта																												Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта		
					2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 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	км	МВА			Мвар	
7	ГПП-5 ООО "ЛУКОЙЛ - Нижегороднефтеоргсинтез"	Нижегородская	2019	4x63 МВА																														ООО «ЛУКОЙЛ – Нижегороднефт еоргсинтез»	Осуществление технологического присоединения к электрическим сетям ПАО "ФСК ЕЭС" электрических установок ООО "ЛУКОЙЛ – Нижегороднефтеоргсинтез "»
8	ВЛ 220 кВ Кудьма - ГПП-5 ООО "ЛУКОЙЛ - Нижегороднефтеоргсинтез"	Нижегородская	2019	5 км									5																			ПАО "ФСК ЕЭС"			
9	ВЛ 220 кВ Нижегородская - ГПП-5 ООО "ЛУКОЙЛ- Нижегороднефтеоргсинтез"	Нижегородская	2019	17,5 км									17,5																				ПАО "ФСК ЕЭС"		
<b>Итого по 500 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</b>					0	0	0	0	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	0						
<b>Итого по 220 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</b>					66,2	250	0	0	0	0	0	0	0	22,5	252	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	88,7	502	0					
<b>Для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей 500 кВ</b>																																			
10	ПС 500 кВ Радуга, установка ШПР-180	Нижегородская	2022	ШПР-180																													ПАО "ФСК ЕЭС"	Нормализация уровней напряжения в сети 500 кВ	
<b>220 кВ</b>																																			
11	КВЛ 220 кВ Щелоков - Центральная I и II цепь	Татарская	2018	2x224 км									448																			ОАО "Сетевая компания"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Казанского энергоузла, обеспечение технологического присоединения новых потребителей в г. Казань		
<b>Итого по 500 кв. для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей</b>					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	180	0	0	180						
<b>Итого по 220 кв. для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей</b>					0	0	0	0	0	0	448	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	448	0	0					
<b>Объекты реконструкции и реновации с увеличением трансформаторной мощности 220 кв.</b>																																			
12	ПС 220 кВ Васильевская, замена АТ 220/110 кВ	Самарская	2016	2x250 МВА																												ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Самарской энергосистемы, обеспечение технологического присоединения новых потребителей		
13	ПС 220 кВ Солнечная, замена АТ 220/110 кВ 2x125 МВА на 2x200 МВА	Самарская	2017	2x200 МВА									400																			ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей в Советском и Промышленном районах г. Самары		



**ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2016 - 2022 ГОДОВ ОЭС ЮГА**

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта  ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																												Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			Итого							
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
<b>Для выдачи мощности электростанций</b>																																	
<b>АЭС</b>																																	
<b>500 кВ</b>																																	
1	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС - Ростовская	Ростовская	2017	300 км ШР-180				300		180																300	0	180	ПАО "ФСК ЕЭС"	Выдача мощности блока № 4 (1070 МВт) Ростовской АЭС.			
<b>Итого по 500 кВ для выдачи мощности АЭС</b>					0	0	0	300	0	180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	180					
<b>ГЭС</b>																																	
<b>330 кВ</b>																																	
2	Заходы ВЛ 330 кВ Нальчик - Владикавказ-2 на Зарамагскую ГЭС	Северокавказская	2018	2х30 км						60																60	0	0	Инвестор	Выдача мощности Зарамагской ГЭС (2х171 МВт).			
<b>220 кВ</b>																																	
3	ВЛ 220 кВ Аллюминиевая - Гумрак № 2	Волгоградская	2017	16,5 км				16,5																		16,5	0	0	Инвестор	Выдача мощности Волжской ГЭС в связи с ее реконструкцией.			
<b>Итого по 330 кВ для выдачи мощности ГЭС</b>					0	0	0	0	0	0	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60	0	0					
<b>Итого по 220 кВ для выдачи мощности ГЭС</b>					0	0	0	16,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16,5	0	0					
<b>Итого по 500 кВ для выдачи мощности электростанций</b>					0	0	0	300	0	180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	0	180					
<b>Итого по 330 кВ для выдачи мощности электростанций</b>					0	0	0	0	0	0	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60	0	0					
<b>Итого по 220 кВ для выдачи мощности электростанций</b>					0	0	0	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16,5	0	0					
<b>Для снятия сетевых ограничений (повышения пропускной способности электрической сети) и повышение надежности электроснабжения существующих потребителей</b>																																	
<b>500 кВ</b>																																	
3	ВЛ 500 кВ Кубанская - Тамань с ПС 500 кВ Тамань, расширение ПС 500 кВ Кубанская	Кубанская	2016	120 км 2х501 МВА ШР 180 Мвар СКРМ 3х16,7 Мвар	120																					120	0	0	ФГБУ "РЭА" Минэнерго России	Обеспечение передачи мощности в энергосистему Республики Крым и г. Севастополь			
						1002	230,1																0	1002	230,1								
4	Установка третьего АТ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Шахты	Ростовская	2019	501 МВА										501												0	501	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения металлургического комбината			
<b>330 кВ</b>																																	
5	Реконструкция ПС 500 кВ Невинномысск для электроснабжения индустриального парка г. Невинномысск.	Ставропольская	2017	2х125 МВА						250																0	250	0	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения РИТ-парка в районе г. Невинномысск			
<b>220 кВ</b>																																	
6	ВЛ 220 кВ Кубанская - Кирилловская №2	Кубанская	2017	20 км				20																		20	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения ЗАО НЦЗ Горный			
7	ПС 220 кВ НЦЗ Горный с отпайками от ВЛ 220 кВ Кубанская - Кирилловская № 1 и № 2		2016, 2017	2х15 км 2х40 МВА	15			15																		30	0	0	ЗАО "НЦЗ Горный"				
						40		40																		0	80	0					
8	ПС 220 кВ Восточная промзона с заходом ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ - Витаминкомбинат I и II цепь	Кубанская	2017	4х4 км 2х200 МВА				16																		16	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС", ОАО "Кубаньэнерго"	Обеспечение присоединения новых потребителей северо-восточной части г. Краснодара			
								400															0	400	0								

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта  ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																												Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			Итого							
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
9	Перезавод ВЛ 220 кВ, отходящих от ПС 220 кВ Кругликовская, на ПС 220 кВ Восточная Промзона с образованием двух новых ВЛ 220 кВ Восточная Промзона 1, 2 цепи восстановлением (спрямлением) ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат - Усть-Лабинск	Кубанская	2017	2х5 км				10																				10	0	0	ООО "КЭСЭК", ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения КЭСЭК ("Коммунальная энергетическая компания") г. Краснодар	
10	ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ - Восточная Промзона № 3	Кубанская	2020	13 км															13									13	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"		
11	ПС 220 кВ Генеральская с ВЛ 220 кВ Ростовская - Генеральская I и II цепь	Ростовская	2017	2х16 км 2х125 МВА				32																			32	0	0	ООО "КЭСЭК"	Обеспечение технологического присоединения КЭСЭК ("Коммунальная энерго- сервисная компания")		
									250																		0	250	0				
12	Две ВЛ 220 кВ Шахты - Красносулинский Metallургический Комбинат (КМК)	Ростовская	2017 2019	2х21 км 2017 - 1-ая и 2-ая ВЛ 220 кВ в габ. 330 кВ				42																			42	0	0	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения Красносулинского Metallургического Комбината.		
	ПС 220 кВ Красносулинский Metallургический 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				
13	ВЛ 220 кВ Бужора - Кирилловская	Кубанская	2016	40 км	40																						40	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей.		
14	ПС 220 кВ Ильская с заходами ВЛ 220 кВ Кубанская - Афицкая	Кубанская	2016	2х1,5 км	3																					3	0	0	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения ООО "Ильский НПЗ"			
				2х63 МВА		126																					0	126			0		
15	ПС 220 кВ Заявителя с двумя ВЛ 220 кВ Черемушки - ПС Заявителя	Кубанская	2016	1 км	1																					1	0	0	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения ООО "Экострой"			
				2х40 МВА		80																					0	80			0		
16	ПС 220 кВ Афицкий НПЗ с заходами ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ - Кирилловская	Кубанская	2016	2х0,6 км 2х250 МВА	1,2	500																				1,2	500	0	ООО "Афицкий НПЗ", ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения ООО "Афицкий НПЗ"			
17	ВЛ 220 кВ Афицкая - Афицкий НПЗ	Кубанская	2016	3 км	3																					3	0	0	ООО "Афицкий НПЗ", ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения ООО "Афицкий НПЗ"			
18	ПС 220 кВ Ново-Лабинская с заходами ВЛ 220 кВ	Кубанская	2018	2х125 МВА								125														0	125	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей и повышение надежности электрообеспечения существующих потребителей Усть- Лабинского энергоузла Кубанской энергосистемы			
19	ПС 220 кВ Вышестеблиевская. Установка третьего АТ 220/110 кВ мощностью 125 МВА	Кубанская	2018	125 МВА								125														0	125	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей Таманского полуострова			





№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта  ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																												Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта	
					2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			Итого								
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар			
27	ВЛ 330 кВ Артем - Дербент с расширением ОРУ 330 кВ ПС Дербент	Дагестанская	2017	175 км				175																			175	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей южной части энергосистемы Республики Дагестан			
28	Установка второго АТ на ПС 330 кВ Артем	Дагестанская	2018	125 МВА							125																0	125	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО"ДАГЦЕМКОМ")			
<b>220 кВ</b>																																		
29	Установка второго автотрансформатора мощностью 125 МВА на ПС 220 кВ Погорелово с расширением РУ 220 кВ и 110 кВ	Ростовская	2016	1x125 МВА				125																			0	125	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Усиление электрических связей северного и северо-восточного энергорайонов с остальной частью Ростовской энергосистемы за счет увеличения пропускной способности контролируемого сечения "СВЭС".			
<i>Итого по 500 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей</i>					0	0	0	765	1002	540	0	0	0	87,8	501	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	852,8	1503	540					
<i>Итого по 330 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей</i>					0,0	0,0	0,0	175,0	0,0	0,0	0,0	125,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	117,8	250,0	0,0	292,8	375,0	0,0		
<i>Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей</i>					0	125	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	125	0				
<b>Объекты реконструкции и реновации с увеличением трансформаторной мощности</b>																																		
<b>500 кВ</b>																																		
30	ПС 500 кВ Балашовская. Установка ШП	Волгоградская	2017	ШП-180 Мвар						180																0	0	180	ПАО "ФСК ЕЭС"	Нормализация уровней напряжения в сети 500 кВ.				
<b>330 кВ</b>																																		
31	ПС 330 кВ Прохладная - 2	Кабардино-Балкарская	2020	2x200 МВА													400									0	400	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Кабардино-Балкарской республики				
<b>220 кВ</b>																																		
32	ПС 220 кВ Гумрак	Волгоградская	2022	3x200 МВА																			600			0	600	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов и присоединение новых потребителей Волгоградской области.				
33	ПС 220 кВ Брюховецкая, установка АТ-3	Кубанская	2016	1x125 МВА				125																			0	125	0	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей - ООО "Тепличный комбинат Мичуринский".			
34	ПС 220 кВ Аллюминиевая	Волгоградская	2021	2x250 МВА																500						0	500	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежного электроснабжения потребителей Волгоградской области.				

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта  ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																												Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта								
					2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			Итого															
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар										
35	ПС 220 кВ Кировская	Волгоградская	2016	2x200 МВА		400																												0	400	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежного электроснабжения потребителей Волгоградской области.			
36	ПС 220 кВ Садовая, увеличение трансформаторной мощности	Волгоградская	2017	2x125 МВА					250																									0	250	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей и повышение надежности электроснабжения существующих потребителей Волгоградской области.			
37	ПС 220 кВ Волжская (Волгоград)	Волгоградская	2021	2x200 МВА																														400			0	400	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей.
<b>Итого по объектам реновации 500 кВ</b>					0	0	0	0	0	180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	180							
<b>Итого по объектам реновации 330 кВ</b>					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	0					
<b>Итого по объектам реновации 220 кВ</b>					0	525	0	0	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	900	0	0	0	600	0	0	0	2275	0											

	2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			Итого					
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар
<b>ВСЕГО, в т.ч.</b>	278,5	2398	230	1391,5	2638	900	60,8	375	0	87,8	1162	0	13	400	0	0	900	0	117,8	850	0	1949,4	8723	1130			
<b>по 500 кВ</b>	120,0	1002	230	1065	1002	900	0	0	0	87,8	1002	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1272,8	3006	1130			
<b>по 330 кВ</b>	0	0	0	175	250	0	60	125	0	0	0	0	0	400	0	0	0	0	118	250	0	352,8	1025	0			
<b>по 220 кВ</b>	158,5	1396	0	151,5	1386	0	1	250	0	0	160	0	13	0	0	0	900	0	0	600	0	323,8	4692	0			

Примечание

В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций

\* - строительство ВЛ определить по результатам проектирования внешнего 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)																												Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта				
					2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2021 г.			Итого											
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар						
<b>Мероприятия для обеспечения надежности энергосистемы полуострова Крым</b>																																					
<b>Для выдачи мощности электростанций</b>																																					
<b>ТЭС</b>																																					
<b>330 кВ</b>																																					
1	ВЛ 330 кВ Западно-Крымская - Севастопольская	Крым	2017	100 км					100																								100		0	Инвестор	Повышение надежности электроснабжения потребителей Республики Крым и города Севастополь
2	Заходы ВЛ 330 кВ Симферопольская - Севастопольская на Севастопольскую ПГУ-ТЭС	Крым	2017	2x4,6 км					9,2																								9,2	0	0	Инвестор	Выдача мощности Севастопольской ПГУ-ТЭС

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта  ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																												Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта	
					2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			Итого								
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар			
3	Заходы ВЛ 330 кВ Западно-Крымская - Севастопольская на Севастопольскую ПГУ-ТЭС	Крым	2018	2x4,6 км								9,2																9,2	0	0	Инвестор	Выдача мощности Севастопольской ПГУ-ТЭС		
4	Реконструкция ПС 330 кВ Севастопольская с установкой второго АТ 330/110 кВ мощностью 200 МВА	Крым	2017	200 МВА																									0	200	0	Инвестор	Для исключения перегрузки сети 110 кВ и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей г. Севастополь	
5	Заходы ВЛ 330 кВ Симферопольская - Джанкой на Симферопольскую ПГУ-ТЭС	Крым	2017	2x1,1 км								2,2																	2,2	0	0	Инвестор	Выдача мощности Симферопольской ПГУ-ТЭС	
<b>Итого по 330 кВ для выдачи мощности ТЭС (п-ов Крым)</b>												9,2																	120,6	200	0			
<b>Сооружение электросетевого Энергомоста Российская Федерация - полуостров Крым</b>																																		
<b>220 кВ</b>																																		
6	ВЛ 220 кВ Кафа - Симферопольская (в габаритах 330 кВ) с расширением подстанции Симферопольская	Крым	2016	110 км	110																									110	0	0	ФГБУ "РЭА" Минэнерго России	Электроснабжение потребителей центральной части энергосистемы Республики Крым и города Севастополь с учетом максимально возможного перетока мощности из энергосистемы Краснодарского края и Республики Адыгея
7	Две кабельные линии от переходного пункта на Таманском полуострове до переходного пункта на Крымском полуострове, обеспечивающие переход через Керченский пролив	Кубанская - Крым	2016	2x14,5 км	29																									29	0	0	ФГБУ "РЭА" Минэнерго России	Обеспечение передачи мощности в энергосистему Республики Крым и г. Севастополь.
8	ПС 220 кВ Кафа (возможность расширения до ПС 330 кВ)	Крым	2016	2x125 МВА УШР 100 Мвар		250	100																							0	250	100	ФГБУ "РЭА" Минэнерго России	Обеспечение передачи мощности из энергосистемы Краснодарского края и Республики Адыгея в энергосистему Республики Крым и города Севастополь
9	Двухцепная 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	Кубанская - Крым	2016	КВЛ Тамань-Кафа I и II цепь 2x57,5 км, 2x122,1 км	359,2																									359,2	0	0	ФГБУ "РЭА" Минэнерго России	Обеспечение передачи мощности в энергосистему Республики Крым и г. Севастополь
10	Заходы ВЛ 220 кВ Феодосийская - Насосная-2 на ПС 220 кВ Кафа	Крым	2016	2x0,25 км	0,5																									0,5	0	0	Инвестор	Присоединение ПС 220 кВ Кафа к электрической сети.
<b>Итого по энергомосту (220 кВ)</b>						499	250	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	498,7	250	100		

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта  ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																												Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			Итого							
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
					2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			Итого							
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
<b>ВСЕГО, в т.ч.</b>					<b>498,7</b>	<b>250</b>	<b>100</b>	<b>111,4</b>	<b>200</b>	<b>0</b>	<b>9</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>619,3</b>	<b>450</b>	<b>100</b>		
<i>по 330 кВ</i>					<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>111,4</b>	<b>200</b>	<b>0</b>	<b>9</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>120,6</b>	<b>200</b>	<b>0</b>		
<i>по 220 кВ</i>					<b>498,7</b>	<b>250</b>	<b>100</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>498,7</b>	<b>250</b>	<b>100</b>		

**ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2016 - 2022 ГОДОВ ОЭС УРАЛА**

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта  ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																												Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта		
					2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			Итого									
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар				
<b>Для выдачи мощности ТЭС</b>																																			
<b>500 кВ</b>																																			
1	ОРУ 500 кВ Пермской ГРЭС АТГ №2 500/220 кВ (с секционированием ОРУ 220 кВ)	Пермская	2016	801 МВА		801																						0	801	0	ОАО "Интер РАО"	Выдача энергоблока №4 ПГУ 800 МВт Пермской ГРЭС			
<b>220 кВ</b>																																			
2	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 КВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – Шагол II цепь и КВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – Новометаллургическая II цепь, используя заходы ВЛ 220 кВ Цинковая-220 – Новометаллургическая с восстановлением ВЛ 220 кВ Цинковая-220 - Новометаллургическая	Челябинская	2016	8,74 км, 5,35 км	14,09																								14,09	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Выдача мощности блоков ПГУ №1,3 Челябинской ГРЭС		
3	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 Затонской ТЭЦ с образованием КВЛ 220 кВ Затонская ТЭЦ – Бекетово и КВЛ 220 кВ Затонская ТЭЦ – НПЗ с отпайкой на ПС 220 кВ Затон	Башкирская	2016	2х0,5 км	1																								1	0	0	ООО "БСК"	Выдача мощности блоков №1 и №2 ПГУ-210(Т) Уфимской ТЭЦ-5 (Затонской ТЭЦ)		
4	Строительство КВЛ 220 кВ Затонская ТЭЦ - Затон	Башкирская	2016	6,4 км	6,4																								6,4	0	0	ООО "БСК"			
5	Заходы ВЛ 220 кВ Ашкадар-Самаровка на Ново-Салаватскую ПГУ с образованием КВЛ 220 кВ Ново-Салаватская ПГУ - Самаровка и КВЛ Ново-Салаватская ПГУ Ашкадар №2	Башкирская	2016	2х(2,35+0,52) км	5,7																								5,7	0	0	ООО Ново-Салаватская ПГУ	Выдача мощности ПГУ-410 (Т) Ново-Салаватской ПГУ		
6	КВЛ 220 кВ Ново-Салаватская ТЭЦ - Ашкадар №1	Башкирская	2016	22,25+0,53 км	22,8																							22,8	0	0					
7	Ново-Салаватская ТЭЦ (АТ 220/110 кВ)	Башкирская	2016	250 МВА	250																							0	250	0					
<b>Итого по 500 кВ для выдачи мощности ТЭС</b>						0,0	801,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	801,0	0,0				
<b>Итого по 220 кВ для выдачи мощности ТЭС</b>						50,0	250,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	50,0	250,0	0,0				
<b>Для обеспечения возможности присоединения новых потребителей и реализации выданных технических условий</b>																																			
<b>500 кВ</b>																																			
<b>ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ</b>																																			
8	ПС 500 кВ Святогор	Тюменская	2016	2х501 МВА		1002																							0	1002	0	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			1х3,032 км 1х3,13 км	6,162																										6,162			0	0
10	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			2х200 МВА 2х9,137 км, 2х10,124 км, 2х17,53 км	73,58	400																									73,58			400	0

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																												Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			Итого							
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
11	ПС 500 кВ Преображенская	Оренбургская	2017	501 МВА				501																			0	501	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей Западного энергорайона Оренбургской области		
12	Заходы ВЛ 500 кВ Газовая-Красноармейская на ПС 500 кВ Преображенская			1,749 + 1,6 км				3,35																				3,35	0			0	
13	Заходы ВЛ 220 кВ Бузулукская-Сорочинская на ПС Преображенская			1,163 + 1,175 км				2,34																					2,34			0	0
14	ПП 500 кВ Тобол с заходами ВЛ 500 кВ Иртыш-Демьянская и заходами ВЛ 500 кВ Тюмень-Нелым	Тюменская	2018	2x1,28 км 2x3,38 км						9,32																	9,32	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Присоединение нового производства ООО "Западно-Сибирский Нефтехимический комбинат"		
15	ВЛ 500 кВ ПП Тобол - ПС 500 кВ Полимер (ЗапСиб)	Тюменская	2018	4x0,5 км						2																2	0	0					
16	ПС 500 кВ Полимер (ЗапСиб)	Тюменская	2018	4x250 МВА								1000															0	1000	0	Инвестор			
<b>220 кВ</b>																																	
17	ПС 220 кВ Медная (Томинский ГОК)	Челябинская	2016	2x100 МВА		200																					0	200	0	ОАО "Русская медная компания"	Обеспечение технологического присоединения Томинского ГОКа		
18	Заходы ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 - Шагол с отпайкой на ПС Исаково на ПС 220 кВ Медная (Томинский ГОК)			3,148 км + 3,229 км	6,38																							6,38	0			0	
19	ПС 220 кВ Надежда	Свердловская	2017	2x250 МВА				500																			0	500	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения ОАО "Екатеринбургская электросетевая компания" г. Екатеринбург		
20	Заходы ВЛ 220 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ - Южная на ПС 220 кВ Надежда	Свердловская	2017	2x6,35 км						12,7																	12,7	0	0				
21	Заходы ВЛ 220 кВ Первоуральская - Среднеуральская ГРЭС 1 цепь с отпайкой на ПС 220 кВ Трубная на ПС 220 кВ Трубная	Свердловская	2017	6,646 км						6,65																	6,65	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения ОАО "Первоуральский новотрубный завод"		
22	ПС 220 кВ Уралтрубпром	Свердловская	2018	2x80 МВА						160																	0	160	0	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения ОАО "Уральский трубный завод"		
23	Две ВЛ 220 кВ Емелино - Уралтрубпром 1,2			2x50 км							100																	100	0			0	
24	ПС 220 кВ КамаКалий	Пермская	2016	3x63 МВА		189																					0	189	0	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения производства Ковдорский ГОК		
25	Заходы ВЛ 220 кВ Яйвинская ГРЭС-Северная №3 на ПС 220 кВ КамаКалий		2016	2x20 км	40																						40	0	0				
26	ВЛ 220 кВ Магнитогорская-Карталы с расширением ПС 500 кВ Магнитогорская и ПС 220 кВ Карталы	Челябинская	2017	124,77 км				124,77																			124,77	0	0	ЗАО "Михеевский ГОК"	Обеспечение технологического присоединения Михеевского ГОКа		
27	ПС 220 кВ Гвардейская	Башкирская	2016	2x125 МВА		250																					0	250	0	ООО "БСК"	Обеспечение технологического присоединения нового производства ООО "Кроношпан "Башкортостан"		
28	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Уфимская – Уфа-Южная I цепь в РУ 220 кВ ПС 220 кВ Гвардейская с образованием ВЛ 220 кВ Уфимская - Гвардейская и ВЛ 220 кВ Уфа-Южная - Гвардейская			2x8км	16																							16	0			0	
29	ПС 220кВ Лога	Пермская	2021	2x125 МВА																	250						0	250	0	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения нового производства ОАО "Уралкалий"		
30	Заходы ВЛ 220кВ Яйвинская ГРЭС-Северная №2 на ПС 220 кВ Лога			2x34																		68						68	0			0	

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																												Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			Итого							
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
31	ПС 220 кВ Строгановская	Пермская	2017	2x125 МВА					250																		0	250	0	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения нового производства ОАО "Уралкалий"		
32	ВЛ 220 кВ Северная-Строгановская №1 и №2			2x25 км			50																					50	0			0	
33	ПС 220 кВ Кроно	Пермская	2017	1 этап: 31,5 МВА					31,5																		0	31,5	0	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения нового производства (ООО "СВИСС КРОНО РУС")		
34	Заходы ВЛ 220 кВ Камская ГЭС-Апрельская 1 на ПС 220 кВ Кроно			2x0,4 км			0,8																					0,8	0			0	
35	ПС 220 кВ ГПП Урал	Пермская	2018	2x40 МВА 2x63 МВА						206																	0	206	0	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения нового производства (ЗАО "ВКК")		
36	Заходы ВЛ 220 кВ Яйвинская ГРЭС-Северная №3 на ПС 220 кВ ГПП Урал			2x10,9 км				21,8																				21,8	0			0	
37	ПС 220 кВ Печная	Кировская	2018	2x63 МВА							126																0	126	0	ООО "Кировский металлургический завод"	Обеспечение технологического присоединения нового производства (ООО "Кировский металлургический завод")		
38	Шлейфовый заход ВЛ 220 кВ Фалёнки - Омутнинск №1 на ПС 220 кВ Печная		2018	2x50 км						100																	100	0	0				
<b>ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ</b>																																	
39	ПС Муравленковская АТ №4 220/110 кВ	Тюменская	2016	125 МВА		125																					0	125	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Ноябрьского энергоузла, обеспечение технологического присоединения ООО "РН-Пурнефтегаз"		
40	ПС 220 кВ Губернская	Тюменская	2016	2x63 МВА		126																					0	126	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения ЗАО «Антипинский нефтеперерабатывающий завод» (ЗАО «Антипинский НПЗ»)		
41	Отпайки на ПС 220 кВ Губернская от ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2-ТММЗ I и II цепь			2x3,6 км	7,2																							7,2	0			0	
42	ПС 220 кВ Салехард	Тюменская	2016	2x125 МВА 3x50 Мвар		250	150																				0	250	150	АО "Тюменьэнерго"	Повышение надежности электроснабжения коммунально-бытовых и промышленных потребителей г. Салехард и г. Лабытнанги. Организация электроснабжения энергорайона Полярного Урала от сети ЕЭС России		
43	ПС 220 кВ Вектор	Тюменская	2016	2x125 МВА, 2x63 МВА		376																					0	376	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Нефтеюганского энергоузла и обеспечение технологического присоединения ООО "РН-Юганскнефтегаз".		
44	Заходы ВЛ 220 кВ Пыть-Ях - Усть-Балык на ПС 220 кВ Вектор			2x20,94 км	41,88																							41,88	0			0	
45	ПС 220 кВ Исконная	Тюменская	2017-2018	125 МВА				125																			0	125	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Уренгойского энергорайона и обеспечения технологического присоединения новых потребителей		
46	Заходы одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС-Уренгой на ПС 220 кВ Исконная			4,177 + 4,19 км		4,18		4,19																				8,367	0			0	



№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																												Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			Итого							
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
47	ПС 220 кВ Ермак	Тюменская	2017	2x125 МВА УШР 2x63 Мвар				250	126																		0	250	126	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых объектов НПС нефтепровода Заполярье-Пурпе		
48	Заходы одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС - Мангазея на ПС 220 кВ Ермак			1x80,4 км 1x80,2 км				160,6																				160,6	0			0	
49	ПС 220 кВ Славянская	Тюменская	2017	2x25 МВА				50																			0	50	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых объектов НПС нефтепровода Заполярье-Пурпе		
50	ВЛ 220 кВ Ермак - Славянская №1 и №2 (ТС Заполярье-Пурпе)			2x143 км				286																				286	0			0	
51	ПС 220 кВ Лянтинская	Тюменская	2017	2x125 МВА				250																			0	250	0	ООО "РН-Уватнефтегаз"	Обеспечение технологического присоединения электроустановок ООО "РН-Уватнефтегаз"		
52	ПС 220 кВ Пихтовая			2x63 МВА УШР 2x63 Мвар				126	126																			0	126			126	
53	ВЛ 220 кВ Демьянская - Пихтовая I,II цепь			2x179 км				358																				358	0			0	
54	ПС 220 кВ Лянтинская - Пихтовая I,II цепь			2x139 км				278																					278			0	0
55	ПС 220 кВ Протозановская			2x63 МВА				126																					0			126	0
56	Заходы одной цепи ВЛ 220 кВ Лянтинская - Пихтовая I,II цепь на ПС 220 кВ Протозановская			2x2,57 км				5,14																					5,14			0	0
<b>Итого по 500 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей и реализации выданных технических условий</b>					6,2	1002,0	0,0	3,4	501,0	0,0	11,3	1000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,8	2503,0	0,0				
<b>Итого по 220 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей и реализации выданных технических условий</b>					185,0	1916,0	150,0	1289,2	1708,5	252,0	226,0	492,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	68,0	250,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1768,2	4366,5	402,0				
<b>Для снятия сетевых ограничений (повышения пропускной способности электрической сети) и повышение надежности электроснабжения существующих потребителей</b>																																	
<b>500 кВ</b>																																	
57	ПС 500 кВ Газовая (2-й АТ)	Оренбургская	2016	501 МВА				501																			0	501	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей центрального энергоузла Оренбургской энергосистемы и г. Оренбург		
<b>ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ</b>																																	
58	Перевод на номинальное напряжение 500 кВ ВЛ 220 кВ Витязь - Иртыш	Тюменская	2021	240 км																						240	0	0	Инвестор	Повышение пропускной способности электрических сетей Тюменской ЭС			

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта  ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																												Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта	
					2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			Итого								
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар			
<b>220 кВ</b>																																		
59	ПС 220 кВ Бузулукская (замена существующих АТ 2х125 МВА на 2х200 МВА)	Оренбургская	2017	2х200 МВА					400																				0	400	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Бузулукского энергорайона Оренбургской области	
<i>Итого по 500 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей</i>					0,0	501,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	240,0	501,0	0,0			
<i>Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей</i>					0,0	0,0	0,0	0,0	400,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	400,0	0,0			
<b>Объекты реконструкции и реновации с увеличением трансформаторной мощности</b>																																		
<b>500 кВ</b>																																		
<b>ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ</b>																																		
62	ПС 500 кВ Демьянская	Тюменская	2022	6х167 МВА, 2х200 МВА, 25 МВА																								1427	0	1427	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Техническое перевооружение электрических сетей ПАО "ФСК ЕЭС"	
<b>220 кВ</b>																																		
63	ПС 220 кВ Кроно	Пермская	2018	63 МВА							63																			0	63	0	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения нового производства (ООО "СВИСС КРОНО РУС")
<i>Итого по объектам реновации 500 кВ</i>					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1427	0	1427	0			
<i>Итого по объектам реновации 220 кВ</i>					0	0	0	0	0	0	63	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	63	0			

	2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			Итого					
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар
<i>ВСЕГО, в т.ч.</i>	241,2	4470	150	1292,5	2610	252	237,3	1555	0	0,0	0	0	0,0	0	0	308,0	250	0	0,0	1427	0	2079,0	10312	402			
<i>по 500 кВ</i>	6,2	2304,0	0,0	3,4	501,0	0,0	11,3	1000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	240,0	0,0	0,0	0,0	1427,0	0,0	260,8	5232,0	0,0			
<i>по 220 кВ</i>	235	2166	150	1289	2109	252	226	555	0	0	0	0	0	0	0	68	250	0	0	0	0	1818	5080	402			

**ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2016 - 2022 ГОДОВ ОЭС СИБИРИ**

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	2016 г.																					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			Итого																						
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар														
<b>Для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</b>																																																
<b>500 кВ</b>																																																
1	ПС 500 кВ Озерная	Иркутская	2019 2020	3x501 МВА БСК 4x100 Мвар, УШР 2x 100 Мвар													501			1002															0	1503	0	ОАО "ИЭСК"	Обеспечение технологического присоединения Тайшетского алюминиевого завода									
2	ПС 500 кВ Усть-Кут	Иркутская	2018	501 МВА, ШР 180 Мвар, УШР 180 Мвар БСК 2x52 Мвар													501	360																	0	501	360	ПАО "ФСК ЭЭС"	Повышение надежности электроснабжения и технологическое присоединение новых потребителей Иркутской области, Республики Бурятия, БАМа и ТС ВСТО									
3	Заход ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Якурим □ (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	2018	3 км																															3	0	0	ОАО "ИЭСК"										
4	Заходы ВЛ 220 кВ Коршуниха-Звездная на ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут	Иркутская	2017	2 км																																2	0	0		ОАО "ИЭСК"								
5	Заходы ВЛ 220 кВ Лена-Якурим на ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут		2017	2 км																																2	0	0										
6	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 МВА, ШР 180 Мвар, 290 км УШР 2x63 Мвар																																	290	501		180	ПАО "ФСК ЭЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Иркутской области, Республики Бурятия и БАМа						
7	ВЛ 220 кВ (в габаритах 500 кВ) Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут №2	Иркутская	2019	300 км ,ШР 180 Мвар																																	300	0	180	ПАО "ФСК ЭЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Иркутской области, Республики Бурятия и БАМа							
8	ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Кодар (срок реализации проекта бюджет осуществлен в более поздний срок)	Забайкальская	2023*	677км																																	0	0	0	ПАО "ФСК ЭЭС"	Технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО "БГК" (Удоканский ГМК), повышение надежности электроснабжения БАМ							
9	ПС 500 кВ Кодар	Забайкальская	2023*	668 МВА, УШР 180 Мвар, ШР 180 Мвар																																	0	0	0	ПАО "ФСК ЭЭС"								
<b>220 кВ</b>																																																
10	ВЛ 220 кВ Ключи - Шелехово №2	Иркутская	2016	1 км	1																																	1	0	0	ОАО "ИЭСК"	Усиление схемы внешнего электроснабжения ИркАЗа						
11	Перевод ВЛ 220 кВ Шелехово – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка I цепь (ШБЦ-269) с ПС 220 кВ Шелехово на ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Ключи	Иркутская	2016	1 км	1																																		1	0	0	ОАО "ИЭСК"	Усиление схемы внешнего электроснабжения ИркАЗа					
12	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	ОАО "ИЭСК"	Обеспечение технологического присоединения сталеплавильного завода в г. Братск (ПС 220 кВ СЭМЗ)				

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта  ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																												Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			Итого							
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
13	ПС 220 кВ Жерновская	Кузбасская	2018	2x63 МВА								126																0	126	0	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения ОАО "Новолипецкий металлургический комбинат"	
14	ВЛ 220 кВ Кузбасская - Жерновская №1 и №2			2x9,6 км								19,2																	19,2	0	0		Инвестор
15	Перевод второй ВЛ 110 кВ Таксимо- Мамакан с отпайками на напряжение 220 кВ со строительством ПС 220 кВ Дяля, Чаянгро	Иркутская, Бурятия	2018	1x25 МВА, 1x25 МВА								50																0	50	0	ЗАО «Витимэнерго»	Повышение надежности электрообеспечения потребителей Мамско- Чуйского и Бодайбинского районов Иркутской области и обеспечение технологического присоединения новых потребителей	
16	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																								0	125	0	ЗАО «Витимэнерго»	Повышение надежности электрообеспечения потребителей Мамско- Чуйского и Бодайбинского районов Иркутской области и обеспечение технологического присоединения новых потребителей	
17	заходы ВЛ 220 кВ Кызыльская - Чадан на ПП Дурген	Тывинская	2019	2x0,42 км										0,84														0,84	0	0	ЗАО "ТЭПК"	Обеспечение технологического присоединения ООО "Тувинская Энергетическая Промышленная компания"	
18	ВЛ 220 кВ ПП Дурген- Элегестский ГОК	Тывинская	2019	2x0,01 км										0,02													0,02	0	0				
19	ПС 220 кВ Дурген	Тывинская	2019	2x63 МВА										126														0	126	0			
20	ВЛ 220 кВ Харанорская ГРЭС - Быстринская I и II цепь	Забайкальская	2017	2x234,9 км					469,8																			469,8	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения Быстринского ГОК	
21	ПС 220 кВ Быстринская		2017	2x125 МВА						250																		0	250	0			
22	ПС220 кВ Тайга	Красноярская	2016	2x125 МВА						250																		0	250	0	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения ЗАО "Полюс"	
23	ВЛ 220 кВ Раздолинская -Тайга I и II цепь с реконструкцией ПС 220 кВ Раздолинская		2016	2x229 км	458																							458	0	0			
24	ВЛ 220 кВ Озерная-ТАЗ	Иркутская	2019 2020	4x2 км										4					4									8	0	0	ОАО "ИЭСК"	Обеспечение технологического присоединения расширяемой части Тайшетского алюминиевого завода	
25	ВЛ 220 кВ Пеледуй - Чертово Корыто № 1 и № 2	Иркутская, Якутская	2016 2018	2x190 км	190						190																	380	0	0	Инвестор, ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электрообеспечения потребителей Мамско- Чуйского и Бодайбинского районов Иркутской области, БАМ и обеспечение технологического присоединения новых потребителей	
26	ВЛ 220 кВ Чертово корыто-Сухой Лог № 1 и № 2	Иркутская	2016 2018	2x58 км	58						58																	116	0	0			
27	ВЛ 220 кВ Сухой Лог-Мамакан №1 и №2	Иркутская	2018	2x169,9км							339,8																	339,8	0	0			
28	ПС 220 кВ Чертово корыто	Иркутская	2018	2x63 МВА							126																	0	126	0			
29	ПС 220 кВ Сухой Лог	Иркутская	2018	2x63 МВА							126																	0	126	0			

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																												Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта	
					2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			Итого								
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар			
30	ВЛ 220 кВ Пеледуй-НПС-8 (Надежденская) №1 и №2 (достройка участка ВЛ 220 кВ от ПС Талаканская до ПС Пеледуй) (объемы учтены в ОЭС Востока)	Якутская, Иркутская	2018	250 км																									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"	
31	ВЛ 220 кВ НПС-7(Тира) – НПС-8 (Надежденская) I, II цепь	Иркутская	2018	2х160 км							320																		320	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"		
32	ПС 220 кВ НПС-9 (Рассоха)	Иркутская	2018	2х40 МВА								80																	0	80	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"	
	с заходами ВЛ 220 кВ Пеледуй-НПС-8 (Надежденская)		2018	4х4 км							16																		16					
33	ПС 220 кВ НПС-8 (Надежденская)	Иркутская	2018	2х40 МВА								80																	0	80	0			
34	ВЛ 220 кВ Усть-Куг- НПС-6 (Бобровка) № 1 и № 2	Иркутская	2018	2х1х76 км										152															152	0	0			
35	ПС 220 кВ НПС-6 (Бобровка)	Иркутская	2018	2х40 МВА								80																	0	80	0			
36	ВЛ 220 кВ НПС-6(Бобровка) - НПС-7 (Тира) № 1 и №2	Иркутская	2018	2х1х199 км										398															398	0	0			
37	ПС 220 кВ НПС-7 (Тира)	Иркутская	2018	2х40 МВА								80																	0	80	0			
38	ВЛ 220 кВ Братский ПП - НПС-3 (Табы) №1 и №2	Иркутская	2017	2х30 км				60																					60	0	0	Инвестор		
39	ПС 220 кВ НПС-3 (Табы)	Иркутская	2017	2х40 МВА					80																				0	80	0	Инвестор		
40	Отпайки от ВЛ 220 кВ Братский ПП - НПС-3 (Табы) № 1 и № 2 на ПС 220 кВ НПС-2 (Чукша)	Иркутская	2019	2х110 км													220												220	0	0	Инвестор		
41	ПС 220 кВ НПС-2 (Чукша)	Иркутская	2019	2х40 МВА														80											0	80	0	Инвестор		
42	ВЛ 220 кВ Коршуниха-НПС-5 (Ильмская) I и II цепь	Иркутская	2019	2х11 км													22												22	0	0	Инвестор		
43	ПС 220 кВ НПС-5 (Ильмская)	Иркутская	2019	2х25 МВА																50									0	50	0	Инвестор		
44	ВЛ 220 кВ Означенное – Степная (участок от опоры 64 до ПС 220 кВ Степная)	Хакасская	2020	50,6 км																						50,6			50,6	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения Аскизского и Таштыпского районов Республики Хакасии, в том числе объектов ОАО "РЖД"	
45	ПС 220 кВ Степная	Хакасская	2020	2х63 МВА																						126			0	126	0			
46	ВЛ 220 кВ Чита 500-Озерный ГОК I и II цепь	Забайкальская, Бурятская	2018	2х150 км										300															300	0	0	ООО "Озернинский ГОК"	Повышение надежности электроснабжения и обеспечение технологического присоединения новых потребителей в Еравнинском, Баунтовском, Хоринском и Кижингинском районах Республики Чита	
47	ПС 220 кВ Озерный ГОК		2018	2х80 МВА													160												0	160	0			
48	ПС 220 кВ Удоканский ГМК	Забайкальская	2019	2х80 МВА													160												0	160	0	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения 1-й очереди Удоканского ГМК	
49	ВЛ 220 кВ Чара – Удоканский ГМК I, II цепь	Забайкальская	2019	2х30 км										60															60	0	0			

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта  ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																												Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			Итого							
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
50	ВЛ 220 кВ Кодар - Блуждающий I, II цепь	Забайкальская	2023*	2х30 км																								0	0	0	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения 2-й очереди Удоканского ГМК	
51	ПС 220 кВ Блуждающий	Забайкальская	2023*	6х50 МВА																								0	0	0	Инвестор		
52	ВЛ 220 кВ Удоканский ГМК - Блуждающий I, II цепь	Забайкальская	2023*	2х5 км																								0	0	0	Инвестор		
53	ИРМ на ПС 220 кВ Удоканский ГМК и ПС 220 кВ Блуждающий	Забайкальская	2023*	250 Мвар																								0	0	0	Инвестор		
54	ПС 220 кВ СЭМЗ	Иркутская	2016	2х40 МВА		80																						0	80	0	ООО "СЭМЗ"	Обеспечение технологического присоединения сталеплавильного завода в г. Братск	
55	с отпайками от ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - Заводская №1 и №2	Иркутская	2016	2х1 км	2																						2	0	0				
56	ПС 220 кВ Металлург	Кузбасская	2016	2х40 МВА		80																						0	80	0	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения объектов ООО "Регионстрой"	
57	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				
58	ПС 220 кВ Краслесинвест	Красноярская	2018	2х40 МВА							80																	0	80	0	ЗАО «Краслесинвест»	Обеспечение технологического присоединения ООО «Краслесинвест»	
59	ВЛ 220 кВ Приангарская – Краслесинвест I, II цепь	Красноярская	2018	2х11,75 км						23,5																	23,5	0	0				
60	ПС 220 кВ Сибирский магnezит	Красноярская	2017	2х100 МВА					200																			0	200	0	ООО «Сибирский магnezит»	Обеспечение технологического присоединения ООО «Сибирский магnezит»	
61	ВЛ 220 кВ Раздолинская – Сибирский магnezит I, II цепь	Красноярская	2017	2х5 км			10																				10	0	0				
62	ПС 220 кВ Роцинская	Красноярская	2018	2х25 МВА							50																	0	50	0	ООО «ТЭПК»	Обеспечение технологического присоединения ООО «ТЭПК»	
63	с заходами ВЛ 220 кВ Курагино тяговая –Ирбинская (Д-27) на ПС 220 кВ Роцинская	Красноярская	2018	2х5,5 км						11																	11	0	0				
64	ПС 220 кВ Арадан	Красноярская	2018	2х25 МВА							50																	0	50	0	ООО «ТЭПК»	Обеспечение технологического присоединения ООО «ТЭПК»	
65	с заходами ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран на ПС 220 кВ Арадан	Красноярская	2018	2х2 км						4																	4	0	0				
66	ПС 220 кВ Кантат	Красноярская	2021	2х40 МВА																		80						0	80	0	ФГУП «НО РАО»	Обеспечение технологического присоединения ФГУП «НО РАО»	
67	ВЛ 220 кВ Узловая – Кантат № 1, № 2	Красноярская	2021	2х35,2 км																	70,4						70,4	0	0				
68	ВЛ 220 кВ Ангара – БоАЗ № 4	Красноярская	2017	4,5 км			4,5																					4,5	0	0	ЗАО «Богучанский алюминиевый завод»	Обеспечение технологического присоединения ЗАО «Богучанский алюминиевый завод»	
69	ПС 220 кВ Ванкор	Красноярская	2016	2х125 МВА		250																						0	250	0			
70	ПС 220 кВ Чудничный	Иркутская	2019	2х40 МВА										80														0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технической возможности для подключения новых энергопринимающих устройств РЖД в рамках программы Восточного полигона	
71	с заходом ВЛ 220 кВ Якурим – Ния на ПС 220 кВ Чудничный	Иркутская	2019	2х1,5 км									3															3	0	0			

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																												Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			Итого							
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
72	ПС 220 кВ Небель	Иркутская	2019	2x40 МВА					80																			0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технической возможности для подключения новых энергопринимающих устройств РЖД в рамках программы Восточного полигона	
73	с заходом ВЛ 220 кВ Звездная – Киренга на ПС 220 кВ Небель	Иркутская	2019	2x1,5 км				3																				3	0	0	ОАО "ИЭСК"		
74	ПС 220 кВ Светлая, установка трансформаторов	Иркутская	2017	2x63 МВА					126																			0	126	0	ОАО "ИЭСК"	Обеспечение технической возможности для подключения новых потребителей в Шелеховском районе	
75	ПС 220 кВ Бытовая (замена трансформаторов 220/6 кВ на 220/10 кВ без увеличения мощности)	Иркутская	2017	2x63 МВА					126																			0	126	0	ОАО "ИЭСК"	Для обеспечение технологического присоединения новых потребителей	
<b>Итого по 500 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</b>					0	0	0	0	0	0	3	501	360	590	1002	360	0	1002	0	0	0	0	0	0	0	0	0	593	2505	720			
<b>Итого по 220 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</b>					726	785	0	551,3	862	104	1831,5	1088	0	309,86	496	426	54,6	126	300	70,4	80	0	0	0	0	0	0	3543,7	3437	830			
<b>Для снятия сетевых ограничений (повышения пропускной способности электрической сети) и повышение надежности электроснабжения существующих потребителей 220 кВ</b>																																	
76	ВЛ 220 кВ Енисей - Абалаковская I и II цепь	Красноярская	2016	15 км	15																							15	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения г. Красноярск и обеспечение технологического	
77	ВЛ 220 кВ Енисей-КрАЗ I и II цепь	Красноярская	2016	2x2,5 км	5																						5	0	0				
78	заходы ВЛ 220 кВ Ульяновская-Московка на ПС 500 кВ Восход	Омская	2016	2x14,4км	28,5																						28,5	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Омской ЭС		
79	заходы ВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-4 - Татарская на ПС 500 кВ Восход	Омская	2016	2x10,2км	20,4																						20,4	0	0				
80	ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Туран-Кызыльская №2	Красноярская, Тывинская	2022	305 км																			305				305	0	0	Инвестор	Повышение надежности электроснабжения юга Тывинской энергосистемы и обеспечение технологического присоединения новых потребителей		
81	с реконструкцией ОРУ 220 кВ ПС Туран			2x100 Мвар																					200	0	0	200					
82	Подвеска второй цепи транзита 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС - Степная с расширением тяговых подстанций и установкой СКРМ на тяговых подстанциях транзита	Хакасская, Кузбасская	2020	315 км																							315	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей на юге Кузбасской энергосистемы (объекты РЖД)		
83	ПС 220 кВ Багульник	Забайкальская	2019	2x125 МВА										250													0	250	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения г. Читы (технологическое присоединение ОАО "МРСК Сибири")		
84	ВЛ 220 кВ Маккавеево- Багульник-Чита-500		2019	2x118,2 км											236,4												236,4	0	0				





№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта  ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																									Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта	
					2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			Итого					
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар			км
96	ПС 220 кВ Кызыльская	Тывинская	2020	2x125 МВА 2x50 Мвар													250	100									0	250	100	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
97	ПС 220 кВ Южная (замена АТ 125 МВА на 200 МВА)	Алтайская	2016	1x200 МВА		200																					0	200	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
98	ПС 220 кВ Шелехово ( установка второго АТ 200 МВА)	Иркутская	2016	1x200 МВА		200																					0	200	0	ОАО "ИЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
99	ПС 220 кВ Слюдянка (замена одного АТ 63 МВА на АТ 125 МВА)	Иркутская	2017	1x125 МВА					125																		0	125	0	ОАО "ИЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
100	ПС 220 кВ Коршуниха, замена АТ 220/110 кВ	Иркутская	2017	2x200 МВА					400																		0	400	0	ОАО "ИЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
<b>Итого по объектам реновации 500 кВ</b>					0	0	0	0	0	0	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	0			
<b>Итого по объектам реновации 220 кВ</b>					0	525	0	0	925	0	0	126	0	0	500	0	0	1576	100	0	0	0	0	0	0	0	0	3652	100		

	2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			Итого				
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА
<b>ВСЕГО, в т.ч.</b>	<b>794,9</b>	<b>1310</b>	<b>40</b>	<b>551,3</b>	<b>1787</b>	<b>104</b>	<b>2279,5</b>	<b>1965</b>	<b>360</b>	<b>1136</b>	<b>2248</b>	<b>786</b>	<b>370</b>	<b>2704</b>	<b>400</b>	<b>70</b>	<b>80</b>	<b>0</b>	<b>313</b>	<b>400</b>	<b>200</b>	<b>5515</b>	<b>10494</b>	<b>1890</b>		
<b>по 500 кВ</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>751</b>	<b>360</b>	<b>590</b>	<b>1002</b>	<b>360</b>	<b>0</b>	<b>1002</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>593</b>	<b>2755</b>	<b>720</b>		
<b>по 220 кВ</b>	<b>794,9</b>	<b>1310,0</b>	<b>40,0</b>	<b>551,3</b>	<b>1787,0</b>	<b>104,0</b>	<b>2276,5</b>	<b>1214,0</b>	<b>0,0</b>	<b>546,3</b>	<b>1246,0</b>	<b>426,0</b>	<b>369,6</b>	<b>1702,0</b>	<b>400,0</b>	<b>70,4</b>	<b>80,0</b>	<b>0,0</b>	<b>312,6</b>	<b>400,0</b>	<b>200,0</b>	<b>4921,5</b>	<b>7739,0</b>	<b>1170,0</b>		

**ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2016 - 2022 ГОДОВ ОЭС ВОСТОКА**

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Годы ввода объектов																					Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта												
					2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.																	
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар				км	МВА	Мвар									
<b>Объекты для выдачи мощности электростанций</b>																																								
<b>ГЭС</b>																																								
<b>220 кВ</b>																																								
1	ВЛ 220 кВ Нижнебурейская ГЭС - Архара	Амурская	2016	2х51,44 км	102,88																												102,88	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Выдача мощности Нижнебурейской ГЭС			
2	ВЛ 220 кВ Нижнебурейская ГЭС - Завитая (достройка участка ВЛ до ПС 220 кВ Завитая)	Амурская	2016	12 км	12																												12	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"				
3	Заходы ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС-Ядрин/т с отпайкой на ПС Тарманчуканская/т на ПС Архара	Амурская	2016	2х3 км	6																													6	0	0		ПАО "ФСК ЕЭС"		
<b>Итого по 220 кВ для выдачи мощности ГЭС</b>					<b>120,9</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>120,9</b>	<b>0</b>	<b>0</b>								
<b>ГЭС</b>																																								
<b>220 кВ</b>																																								
4	ВЛ 220 кВ Якутская ГРЭС-2 - Табага (Майя)	Якутская (ЦЭР)	2016	2х31,1 км	62,2																													62,2	0	0	Инвестор	Выдача мощности Якутской ГРЭС-2		
<b>Итого по 220 кВ для выдачи мощности ГЭС</b>					<b>62,2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>62,2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>								
<b>Итого по 220 кВ для выдачи мощности электростанций</b>					<b>183,1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>183,1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>											
<b>Межсистемные линии электропередачи</b>																																								
<b>220 кВ</b>																																								
5	ВЛ 220 кВ Тында - Лопча - Хани - Чара	Амурская (ОЭС Востока), Забайкальская (ОЭС Сибири)	2017, 2019	560 км																														560	0	0	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	0		133	Инвестор
<b>Итого по межсистемным объектам 220 кВ</b>					<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>160</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>400</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>133</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>560</b>	<b>0</b>	<b>133</b>								
<b>Для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</b>																																								
<b>220 кВ</b>																																								
6	ВЛ 220 кВ Ледяная - Восточная №1 и №2	Амурская	2016	2х10,6 км	21,2																														21,2	0	0	"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
7	ВЛ 220 кВ Амурская - ГПП	Амурская	2019	62 км										62																						62	0	0	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения космодрома «Восточный»

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта  ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																												Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			Итого							
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
8	ВЛ 220 кВ Призейская - Эльгауголь №1 и №2 с переходом через Зейское водохранилище	Амурская, Якутская (ЮЭР)	1 этап - 2017 2 этап - 2018	2x268 км				268				268																536	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения ОАО ХК "Якутуголь" Эльгинский угольный комплекс	
	с ПС 220 кВ Эльгауголь							125	50		125	100																0	250	150			
	ПС 220 кВ А												20															0	20	0			
	ПС 220 кВ Б												20															0	20	0			
	и заходами ВЛ 220 кВ									4																		4	0	0			
9	ПС 220 кВ Скрытая	Приморская	2018	2x10 МВА 1xШП-63 Мвар							20	63													0	20	63	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения Приморского ГОК				
	с заходами ВЛ 220 кВ К - Лесозаводск									86,6																	86,6			0	0		
10	ПС 220 кВ Суходол	Приморская	2018	2x40 МВА							80														0	80	0	ОАО "Морской порт Суходол"	Обеспечение технологического присоединения морского порта "Суходол"				
	с заходами ВЛ 220 кВ Владивосток - Зеленый угол									60																	60			0	0		
11	ПС 220 кВ Тамбовка (Журавли)	Амурская	2019	2x63 МВА										126											0	126	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей района г. Благовещенск				
	с заходами ВЛ 220 кВ Благовещенская- Варваровка												2														2			0	0		
12	ПС 220 кВ Звезда	Приморская	2016, 2017	2x63 МВА		63		63																	0	126	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения центра судостроения и ремонта "Звезда"				
	с заходами ВЛ 220 кВ Береговая-2 - Перевал				0,34+0,25 км	0,59																				0,59	0			0			
13	ПС 220 кВ Артем	Приморская	2020	2x125 МВА													250								0	250	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Присоединение жилой застройки фонда РЖС в п. Трудовое				
	с заходами ВЛ 220 кВ Владивосток - Волна															2											2			0	0		
14	ПС 220 кВ Черепаха	Приморская	2022	2x63 МВА																		126			0	126	0	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения игровой зоны «Приморье» в Приморском крае, г. Артем в бухте Муравьиная				
	с заходами ВЛ 220 кВ Владивосток - Зеленый Угол																						2,6			2,6	0			0			
15	ПС 220 кВ НПС-29	Амурская	2017	2x25 МВА				50																	0	50	0	ОАО "АК Транснефть"	Обеспечение технологического присоединения ТС ВСТО				
	с заходами ВЛ 220 кВ Нижнебурейская ГЭС - Архара №2							60																			60			0	0		
16	ВЛ 220 кВ Февральская - Рудная	Амурская	2017	174 км				174																	174	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения ООО "Албынский Рудник"				
	с ПС 220 кВ Рудная и расширением ПС 220 кВ Февральская на 1 ячейку							63	52																		0			63	52		



№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																												Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			Итого							
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
28	ПС 220 кВ Тырма с сооружением второго захода ВЛ 220 кВ Лондоко - Ургал	Хабаровская	2017	2х10 МВА				20																		0	20	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения объектов ОАО "РЖД"			
			0,05 км			0,05																				0,05	0	0					
<b>Итого по 220 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</b>					22	189	0	859	401	102	759	391	163	74	276	0	62	625	0	0	0	0	3	126	0	1778	2008	265					
<b>Для снятия сетевых ограничений (повышения пропускной способности электрической сети) и повышение надежности электроснабжения существующих потребителей</b>																																	
<b>500 кВ</b>																																	
29	ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС - Хабаровская №2	Приморская Хабаровская	2022	450 км 2хШПР-180 Мвар																				450	360	450	0	360	Инвестор	Повышение надежности межсистемного транзита мощности между энергосистемами Хабаровского и Приморского краев			
<b>220 кВ</b>																																	
30	Заход ВЛ 220 кВ Сквородино - Тында на ПС 220 кВ Сквородино (достройка участка существующей ВЛ)	Амурская	2016	4,9 км	4,9																						4,9	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Присоединение ВЛ Тынды - Сквородино по проектной схеме на ПС 220 кВ Сквородино		
31	ПС 220 кВ Сквородино (установка УШР 220 кВ)	Амурская	2016	100 Мвар			100																				0	0	100	ПАО "ФСК ЕЭС"	Поддержание допустимых уровней напряжения в сети 220 кВ		
32	ПС 220 кВ Амур	Хабаровская	2016	2х125 МВА		250																				0	250	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежного электроснабжения потребителей северной части г. Хабаровска			
33	ВЛ 220 кВ Комсомольская - Советская Гавань (наименование по положительному заключению ГТЭ: ВЛ 220 кВ Комсомольская-Селихино-Ванино)	Хабаровская	2017	125 МВА			125																			0	125	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежного электроснабжения потребителей Ванинского района и г. Советская Гавань			
				388,1 км		388,1																					388,1	0			0		
34	ВЛ 220 кВ Широкая - Лозовая с выносным ОРУ 220 кВ на ПС 110 кВ Находка	Приморская	2020	33 км											33											33	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей района г. Находка			
				2х63 МВА													126										0	126			0		
35	Подвеска второй цепи ВЛ 220 кВ Нижний Куранах - Томмот и ВЛ 220 кВ Томмот - Майя I и II цепь с ПС 220 кВ Томмот и ПС 220 кВ Майя	Якутская (ЮЭР, ЦЭР)	2016	45,5 км	45,5																					45,5	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Объединение Южного и Центрального энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия)			
				2х434,6 км	869,2																						869,2	0			0		
				2х63 МВА, УШР 220 кВ 100 Мвар		126	100																					0			126	100	
				2х125 МВА, УШР 220 кВ 100 Мвар		250	100																			0	250	100					
36	ПС 220 кВ Февральская (установка УШР 220 кВ)	Амурская	2017	63 Мвар				63																		0	0	63	ПАО "ФСК ЕЭС"	Поддержание допустимых уровней напряжения в сети 220 кВ			

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта  ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																												Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			Итого							
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
37	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	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения Олекминского ГОКа			
				0,8 км				0,8																				0,8			0	0	
38	ВЛ 220 кВ Лесозаводск - Спасск - Дальневосточная	Приморская	2018, 2019	245,58 км						167,7					77,88												245,58	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Приморского края, увеличение пропускной способности электрической сети на юг Приморья		
39	ВЛ 220 кВ Пеледуй - Чертово Коряго № 1 и № 2 (объемы учтены в ОЭС Сибири)	Якутская (ОЭС Востока) Иркутская (ОЭС Сибири)	2016, 2018	2x190 км																							0	0	0	Инвестор, ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей Бодайбинского и Мамско-Чуйского энергорайонов Иркутской области		
<b>Итого по 500 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей</b>					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	450	0	360	450	0	360					
<b>Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей</b>					919,6	626	300	388,9	150	63	167,7	0	0	77,9	0	0	33,0	126	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0	1587,1	902	363				
<b>Объекты реконструкции и реновации с увеличением трансформаторной мощности 220 кВ</b>																																	
40	ПС 220 кВ Лесозаводск, замена трансформаторов	Приморская	2022	2x40 МВА																							80	0	80	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей	
41	ПС 220 кВ Биробиджан	Хабаровская (ЕАО)	2022	2x125 МВА																							250	0	250	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения существующих и обеспечения подключения новых потребителей района г. Биробиджан	
42	Реконструкция ПС 220 кВ Хехцир и ПС 500 кВ Хехцир-2	Хабаровская	2020	2x125 МВА																							250	0	250	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей	
43	ПС -220 кВ Магдагачи	Амурская	2022	2x40 МВА																							80	0	80	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей южных районов Амурской области	
44	ПС -220 кВ Ключевая	Амурская	2022	2x25 МВА																							50	0	50	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей южных районов Амурской области	

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта  ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																												Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			Итого							
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
45	ПС -220 кВ Завитая	Амурская	2022	2x25 МВА																				50		0	50	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электрообеспечения потребителей южных районов Амурской области			
46	ПС 220 кВ НПС-11	Якутская (ЗЭР)	2019	2x40 МВА										80												0	80	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей ООО "Транснефть-Восток"			
47	ПС 220 кВ НПС-12	Якутская (ЗЭР)	2017	2x40 МВА										80												0	80	0	ООО "Транснефть- Восток"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей ООО "Транснефть-Восток"			
48	ПС 220 кВ НПС-13	Якутская (ЗЭР)	2017	2x40 МВА										80												0	80	0	ООО "Транснефть- Восток"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей ООО "Транснефть-Восток"			
49	ПС 220 кВ НПС-14	Якутская (ЗЭР)	2017	2x40 МВА										80												0	80	0	ООО "Транснефть- Восток"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей ООО "Транснефть-Восток"			
50	ПС 220 кВ НПС-15	Якутская (ЗЭР)	2017	2x40 МВА										80												0	80	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей ООО "Транснефть-Восток"			
51	ПС 220 кВ НПС-16	Якутская (ЮЭР)	2017	2x32 МВА										64												0	64	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей ООО "Транснефть-Восток"			
52	ПС 220 кВ НПС-17	Якутская (ЮЭР)	2018	2x40 МВА										80												0	80	0	ООО "Транснефть- Восток"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей ООО "Транснефть-Восток"			
53	ПС 220 кВ НПС-20	Амурская	2017	2x40 МВА										80												0	80	0	ООО "Транснефть- Восток"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей ООО "Транснефть-Восток"			
54	ПС 220 кВ НПС-19	Якутская (ЮЭР)	2019	2x40 МВА										80												0	80	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей ООО "Транснефть-Восток"			
<b>Итого по объектам реновации 220 кВ</b>								0	0	0	0	464	0	0	80	0	0	160	0	0	0	0	0	0	0	760	0	0	1464	0			

	2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			Итого					
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар
<b>ВСЕГО, в т.ч.</b>	1124,5	815	300	1407,7	1015	165	926,3	471	163	551,9	436	0	95,0	751	133	0,0	0	0	452,6	886	360	4557,9	4374	1121			
<b>по 500 кВ</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	450	0	360	450	0	360			
<b>по 220 кВ</b>	1124,5	815,0	300,0	1407,7	1015,0	165,0	926,3	471,0	163,0	551,9	436,0	0,0	95,0	751,0	133,0	0,0	0,0	0,0	2,6	886,0	0,0	4107,9	4374,0	761,0			

Приложение № 16  
к схеме и программе развития  
Единой энергетической системы  
России на 2016 – 2022 годы

**Сводные показатели вводов линий электропередачи и трансформаторного оборудования по классам напряжения 220 кВ и выше  
по ОЭС и ЕЭС России за 2016 – 2022 годы**

	2016 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		Итого 2016-2022 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
<b>ОЭС Северо-Запада</b>	<b>177,7</b>	<b>0</b>	<b>1014,9</b>	<b>850</b>	<b>344,3</b>	<b>575</b>	<b>344,1</b>	<b>3400</b>	<b>564,2</b>	<b>400</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>192,0</b>	<b>650</b>	<b>2637,2</b>	<b>5875</b>
750 кВ	0	0	450	0	0	0	14,1	3000	0	0	0	0	0	0	464,1	3000
330 кВ	177,7	0	564,9	850	50	450	298	400	564,15	400	0	0	192	250	1846,8	2350
220 кВ	0	0	0	0	294,3	125	32	0	0	0	0	0	0	400	326,3	525
<b>ОЭС Центра</b>	<b>312,4</b>	<b>5112</b>	<b>67,6</b>	<b>8263</b>	<b>237,0</b>	<b>3176</b>	<b>84,2</b>	<b>3507</b>	<b>10,0</b>	<b>1565</b>	<b>36,8</b>	<b>2780</b>	<b>328,0</b>	<b>2070</b>	<b>1075,9</b>	<b>26473</b>
750 кВ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0
500 кВ	65,15	3004	0	2250	92	0	14,2	1701	0	0	0	0	110	0	281,4	6955
330 кВ	0	0	0	200	0	0	0	500	0	0	0	0	0	0	0,0	700
220 кВ	247,2	2108	67,55	5813	145	3176	70	1306	10	1565	36,8	2780	218	2070	794,6	18818
<b>ОЭС Юга</b>	<b>278,5</b>	<b>2398</b>	<b>1391,5</b>	<b>2638</b>	<b>60,8</b>	<b>375</b>	<b>87,8</b>	<b>1162</b>	<b>13,0</b>	<b>400</b>	<b>0,0</b>	<b>900</b>	<b>117,8</b>	<b>850</b>	<b>1949,4</b>	<b>8723</b>
500 кВ	120,0	1002	1065,0	1002	0,0	0	87,8	1002	0,0	0	0,0	0	0,0	0	1272,8	3006
330 кВ	0,0	0	175,0	250	60,0	125	0,0	0	0,0	400	0,0	0	117,8	250	352,8	1025
220 кВ	158,5	1396	151,5	1386	0,8	250	0,0	160	13,0	0	0,0	900	0,0	600	323,8	4692
<b>ЭС Республики Крым</b>	<b>498,7</b>	<b>250,0</b>	<b>111,4</b>	<b>200,0</b>	<b>9,2</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>619,3</b>	<b>450</b>
330 кВ	0,0	0,0	111,4	200,0	9,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	120,6	200
220 кВ	498,7	250,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	498,7	250
<b>ОЭС Средней Волги</b>	<b>66,2</b>	<b>750</b>	<b>13,4</b>	<b>650</b>	<b>448,0</b>	<b>0</b>	<b>22,5</b>	<b>252</b>	<b>0,0</b>	<b>400</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>550,1</b>	<b>2052</b>
500 кВ	0,0	0	0,0	250	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	250
220 кВ	66,2	750	13,4	400	448	0	22,5	252	0	400	0	0	0	0	550,1	1802
<b>ОЭС Урала</b>	<b>241,2</b>	<b>4470</b>	<b>1292,5</b>	<b>2610</b>	<b>237,3</b>	<b>1555</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>308,0</b>	<b>250</b>	<b>0,0</b>	<b>1427</b>	<b>2079,0</b>	<b>10312</b>
500 кВ	6,2	2304	3,35	501	11,32	1000	0	0	0	0	240	0	0	1427	260,8	5232
220 кВ	235,0	2166	1289,2	2109	225,99	555	0	0	0	0	68	250	0	0	1818,2	5080
<b>ОЭС Сибири</b>	<b>794,9</b>	<b>1310</b>	<b>551,3</b>	<b>1787</b>	<b>2279,5</b>	<b>1965</b>	<b>1136,3</b>	<b>2248</b>	<b>369,6</b>	<b>2704</b>	<b>70,4</b>	<b>80</b>	<b>312,6</b>	<b>400</b>	<b>5514,5</b>	<b>10494</b>
500 кВ	0	0	0	0	3	751	590	1002	0	1002	0	0	0	0	593,0	2755
220 кВ	794,9	1310	551,3	1787	2276,5	1214	546,3	1246	369,6	1702	70,4	80	312,55	400	4921,5	7739
<b>ОЭС Востока</b>	<b>1124,5</b>	<b>815</b>	<b>1408,6</b>	<b>1015</b>	<b>926,3</b>	<b>471</b>	<b>489,9</b>	<b>436</b>	<b>95,0</b>	<b>751</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>452,6</b>	<b>886</b>	<b>4496,8</b>	<b>4374</b>
500 кВ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	450	0	450,0	0
220 кВ	1124,47	815	1408,55	1015	926,3	471	551,88	436	95	751	0	0	2,6	886	4108,8	4374
<b>ИТОГО</b>	<b>3494,0</b>	<b>15105</b>	<b>5851,1</b>	<b>18013</b>	<b>4542,4</b>	<b>8117</b>	<b>2226,7</b>	<b>11005</b>	<b>1051,8</b>	<b>6220</b>	<b>415,2</b>	<b>4010</b>	<b>1403,0</b>	<b>6283</b>	<b>18984,2</b>	<b>68753</b>
750 кВ	0,0	0	450	0	0,0	0	14,1	3000	0,0	0	0,0	0	0,0	0	464,1	3000
500 кВ	191,3	6310	1068,4	4003	106,3	1751	692,0	3705	0,0	1002	240,0	0	560,0	1427	2858,0	18198
330 кВ	177,7	0,0	851,3	1500,0	119,2	575,0	298,0	900,0	564,2	800,0	0,0	0,0	309,8	500,0	2320,2	4275
220 кВ	3125,0	8795,0	3481,5	12509,5	4316,9	5791,0	1222,6	3400,0	487,6	4418,0	175,2	4010,0	533,2	4356,0	13342,0	43280



Приложение № 17  
к схеме и программе развития  
Единой энергетической системы  
России на 2016 – 2022 годы

**Сводные данные по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 220 кВ, на основании схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации (СиПР), утвержденных в 2015 году**

Наименование субъекта Российской Федерации	Класс напряжения, кВ	Суммарная протяженность, км	Суммарная трансформаторная мощность, МВА	Примечание
<b>ОЭС Северо-Запада</b>				
Архангельская область	110	29,9	449	
	35	3,1	58,7	
Калининградская область	110	515,12	2836,6	
Республика Карелия				нет информации
Республика Коми				нет информации
г. Санкт-Петербург	110	388	9003	
Ленинградская область	110	0	4527,3	
	35	787,1	1234,3	
Мурманская область	110	360	1272	
Новгородская область	110	18,6	0	
Псковская область	110	0	320	
	10-0,4	0	169,1	
<b>ОЭС Центра</b>				
Белгородская область	110	9,6	139	
	35	65,06	22,5	
Брянская область	110	41,5	226	с КЛ
	35	0	52	
Владимирская область				нет информации
Вологодская область	110	48,7	144	
	10-0,4	105,76	0	КЛ, альтернативный вариант
Воронежская область				нет информации
Ивановская область	10-0,4	195,1	129,2	замена трансформаторов
Калужская область	110	50,1	25	по ВЛ 110 : 8,1 км (2016г.) - по реализуемым вводам; 42 км (2017) - по рекомендуемым вводам в соответствии с прогнозом ОАО "СО ЕЭС"
Костромская область	110	0	77	
	35-0,4	2137,67	90,65	
Курская область	110	1,7	12,6	
	35	0	24	
Липецкая область	110	115,78	0	
	10-0,4	134,97	0	
г. Москва				нет информации
Московская область	110	607,73	7198,8	
	35	8	393,8	
		50 Мвар		
Орловская область	110	68,4	288,6	
Смоленская область	110	119,91	450,3	
	35-0,4	2758,5	126,9	
Тамбовская область				нет информации
Тверская область	110	0	368	
	10-0,4	0	38,7	
Тульская область	110	144,9	155	
	35	31	16	по реализуемым вводам
	10-0,4	2539,9	168,4	
	110	275	125	
Ярославская область				нет информации

Наименование субъекта Российской Федерации	Класс напряжения, кВ	Суммарная протяженность, км	Суммарная трансформаторная мощность, МВА	Примечание
<b>ОЭС Средней Волги</b>				
Республика Марий Эл	110	3,0	31,0	
Республика Мордовия	110	25,8	62,6	
Нижегородская область	110	167	0	
Пензенская область	110	180,553	82	
Саратовская область	110	1,84	105	
Самарская область	110	280,96	2089,3	нет информации
Республика Татарстан	110			нет информации
Ульяновская область				нет информации
Чувашская Республика	110	5,03	214,5	
<b>ОЭС Юга</b>				
Республика Адыгея	110	65,9	433	
	35	0,4	119	
Астраханская область	110	48,34	100	
Волгоградская область				нет информации
Республика Дагестан				нет информации
Республика Калмыкия				нет новых вводов ввиду отсутствия новых потребителей
Кабардино-Балкарская республика	110	46		
	10-0,4	65,2		
Карачаево-Черкесская Республика				нет информации
Краснодарский край	110	293,13	564	с учетом КЛ и КВЛ
	35	25,8	158	
Ростовская область	110	48	212	
Республика Северная Осетия-Алания	110			нет информации
Республика Ингушетия	110	0	40	
	35	11	25,2	
Ставропольский край	110	151,62	630	
Чеченская республика	110	0	0	
	35	0	58,6	
	10-0,4	850	50	
<b>ОЭС Урала</b>				
Кировская область	110	1,9	40	
	35	1,71	32	
Курганская область	110	0	50	
Оренбургская область	110	129,65	180	с КЛ
	35	4	0	с КЛ
Пермский край				нет информации
Республика Башкортостан				нет информации
Свердловская область				нет информации
Тюменская область	110	34,2	464,6	
	35	0	19,4	
	10-0,4	278,2	75,5	
Удмуртская республика	110	0	66	
Челябинская область	110	181,9	66,25	нет информации
Ямало-Ненецкий автономный округ	110	180	0	
	35 и ниже	20,5	0	
Ханты-Мансийский автономный округ	110	67,1	890	
<b>ОЭС Сибири</b>				
Алтайский край	110	178,6	289,6	
Забайкальский край	110	223,8	281,3	
	35	13	100	
Иркутская область	110	364,3	2466,3	
	35	1021,36	761,7	
Кемеровская область				нет информации
Красноярский край	110	1203,2	663	
	35	22	12,6	
Новосибирская область	110	6,52	494	

Наименование субъекта Российской Федерации	Класс напряжения, кВ	Суммарная протяженность, км	Суммарная трансформаторная мощность, МВА	Примечание
Омская область	110	0	1050	
	35	333,37	0	
	10-0,4	144,8	128,85	
Республика Алтай	110	42	0	
Республика Бурятия	110	43,1	241,7	
Республика Хакасия	110	30	18	
Томская область	110	0	243,5	
<b>ОЭС Востока</b>				
Хабаровский край	110	96	276	
	35	0	22,6	
Амурская область	110	32,3	292,6	с КЛ
Еврейская автономная область				нет информации
Приморский край	110	505,4	1759,6	
	35	339,4	523,65	
Республика Саха ( Якутия)	110	3,6	176	

Примечание: по данным Схем и программ на период 2016-2020 гг.