



Министерство энергетики  
Российской Федерации  
(Минэнерго России)

П Р И К А З

1 марта 2017 г.

№ 143

Москва

Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2017 – 2023 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 2017 – 2023 годы.

Министр



А.В. Новак

## **Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2017 – 2023 годы**

### **1. Основные цели и задачи**

Схема и программа развития Единой энергетической системы России (далее – ЕЭС России) на 2017 – 2023 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 сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, а также обеспечению удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность.

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

## 2. Прогноз спроса на электрическую энергию по Единой энергетической системе России и территориям субъектов Российской Федерации на 2017 – 2023 годы

### ЕЭС России

В соответствии с прогнозом спроса на электрическую энергию по ЕЭС России на период 2017 – 2023 годов среднегодовой прирост электропотребления по ЕЭС России за прогнозный период составит 1,0 %. Прогноз сформирован на основе информации о заключенных договорах на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к электрическим сетям с учетом прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на период 2017–2019 годов, разработанного Министерством экономического развития (ноябрь 2016 года) (таблица 2.1) и прогноза долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года.

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

Показатели	(годовые темпы прироста, %)			
	2016**	2017	2018	2019
ВВП	-0,7	0,6	1,7	2,1
Объем промышленного производства	0,8	1,1	1,7	2,1
Производство продукции сельского хозяйства	4,1	-0,6	1,5	1,7
Инвестиции в основной капитал	-2,3	-0,5	0,9	1,6
Розничный товарооборот	-5,1	0,6	1,1	1,8
Платные услуги населению	-0,5	0,7	1,3	2,0
Цена на нефть марки "Urals" (мировая), долларов США за баррель	41	40	40	40

\* составлено по материалам прогноза социально-экономического развития Министерства экономического развития на период до 2019 года (ноябрь 2016 года);

\*\* данные за 2016 год - представлены за январь-ноябрь по оперативным данным Росстата, по ВВП и инвестициям в основной капитал - за январь-сентябрь 2016 года.

По данным базового сценария прогноза социально-экономического развития России, базирующегося на прогнозируемой среднегодовой цене нефти в 2017 году 40 долларов за баррель, ожидается незначительный рост ВВП в 2017 году (на 0,6 %), увеличение промышленного производства на 1,1 %, рост оборота розничной торговли на 0,6 %.

На перспективу после 2019 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 2023 года приведен в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Прогноз основных макроэкономических параметров базового сценария социально-экономического развития России до 2023 года\*

Показатели	(годовые темпы прироста, %)							Ср. год. темп за 2017 - 2023 годы, %	Прирост 2023 года к 2016 году, %
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023		
ВВП	0,6	1,7	2,1	2,5	2,5	2,6	2,5	2,07	15,4
Объем промышленного производства	1,1	1,7	2,1	2,5	2,2	2,1	2,2	1,98	14,7
Производство продукции сельского хозяйства	-0,6	1,5	1,7	1,4	1,4	1,4	1,5	1,81	8,6
Инвестиции в основной капитал	-0,5	0,9	1,6	5,1	5,2	4,8	3,8	2,96	22,7
Розничный товарооборот	0,6	1,1	1,8	3,3	3,0	3,0	3,0	2,25	16,9
Платные услуги населению	0,7	1,3	2,0	3,3	3,0	2,9	3,0	2,31	17,3

\*по материалам среднесрочного (до 2019 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 2016 году, приведенные в таблице 2.3.

Макроэкономическая конъюнктура в 2016 году определялась продолжающимся действием совокупности негативных факторов (в том числе сохранение сниженных цен на нефть, внешние экономические санкции), в результате чего наблюдается стагнация основных макроэкономических показателей. По данным Росстата показатель ВВП за январь-сентябрь 2016 года относительно аналогичного периода 2015 года снизился на 0,7 %. Существенное влияние на общеэкономическое снижение оказывает продолжающееся сокращение объема инвестиций в связи с ограничением доступа к мировым финансовым рынкам. Инвестиции в основной капитал снизились за январь-сентябрь 2016 года на 2,3 % относительно того же периода предыдущего года, что вызвало абсолютное сокращение объема работ по виду экономической деятельности (далее – ВЭД) «Строительство». В промышленном производстве наблюдается незначительный рост на 0,8 %, что, главным образом, обусловлено ростом производства в добывающей промышленности. В металлургии объем производства снизился за январь-ноябрь 2016 года на 4,0 %. Наблюдается рост производства первичного алюминия – на 1,6 % за январь-ноябрь 2016 года по



сравнению с аналогичным периодом прошлого года, что, в том числе, обусловлено запуском Богучанского алюминиевого завода. При этом в целом в цветной металлургии объемы производства снизились на 3,9 %, в том числе производство рафинированной меди – на 1,2 %, необработанного никеля – на 13,1 %.

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

Показатели	январь-ноябрь 2015 года	январь-ноябрь 2016 года
ВВП	96,2	99,3**
Промышленное производство***, в т.ч.:	96,7	100,8
Обрабатывающие производства, из них:	94,7	99,7
производство пищевых продуктов, включая напитки, и табака	101,9	102,1
металлургическое производство и производство готовых металлических изделий, в т.ч.	94,1	97,3
металлургическое производство	95,6	96,0
производство кокса и нефтепродуктов	100,1	97,5
Производство продукции сельского хозяйства	102,9	102,6
Инвестиции в основной капитал	94,5	94,5**
Объем работ по виду деятельности «Строительство»	90,1	95,7
Ввод в эксплуатацию жилых домов	103,4	93,5
Оборот розничной торговли	90,7	94,9
Объем платных услуг населению	98,1	99,5

\*по оперативным данным Росстата за январь-ноябрь 2016 года;

\*\*данные за январь-сентябрь 2016 года;

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

Отмечается рост производства по ВЭД «Производство пищевых продуктов, включая напитки, и табака» на 2,1 % за январь-ноябрь 2016 года по сравнению с соответствующим периодом 2015 года.

Объем потребления электрической энергии в рамках ЕЭС России в 2016 году составил 1026,856 млрд. кВт·ч, что на 1,8 % выше показателя 2015 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 оценивается в 2016 году на уровне 68,5 % от общего объема потребления электрической энергии ЕЭС России (рисунок 2.1).

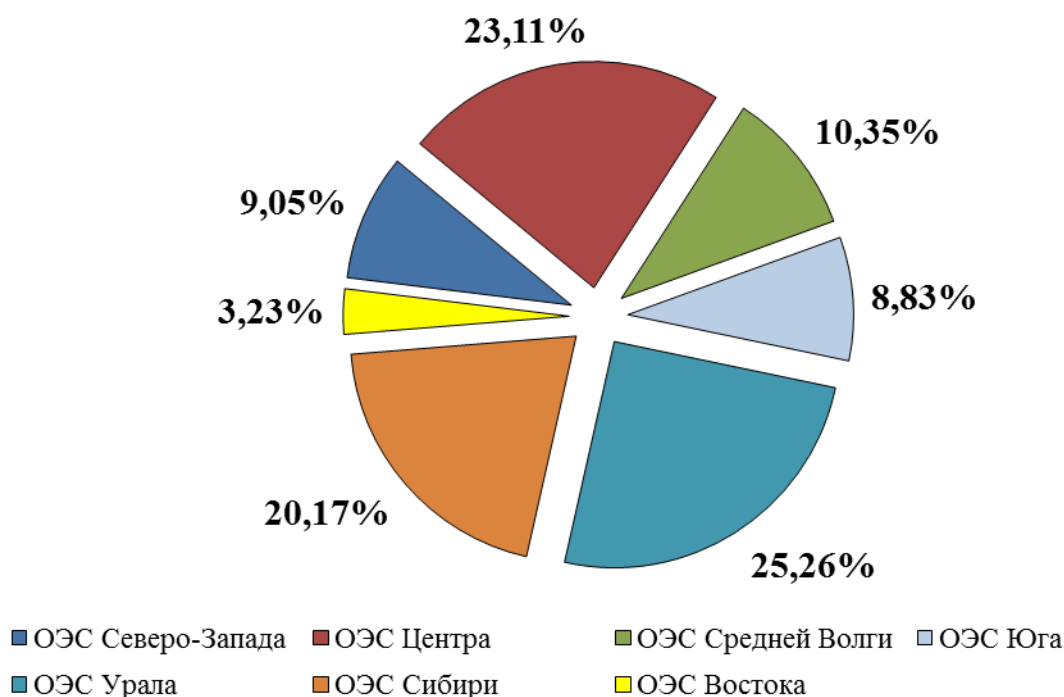


Рисунок 2.1 – Территориальная структура потребления электрической энергии по ОЭС за 2016 год, %

Прогноз спроса на электрическую энергию по ЕЭС России на период 2017 – 2023 годов, разработанный в рамках базового (консервативного) сценария долгосрочного социально-экономического развития России с учетом изменения макроэкономических показателей за 2016 год, приведен на рисунке 2.2.

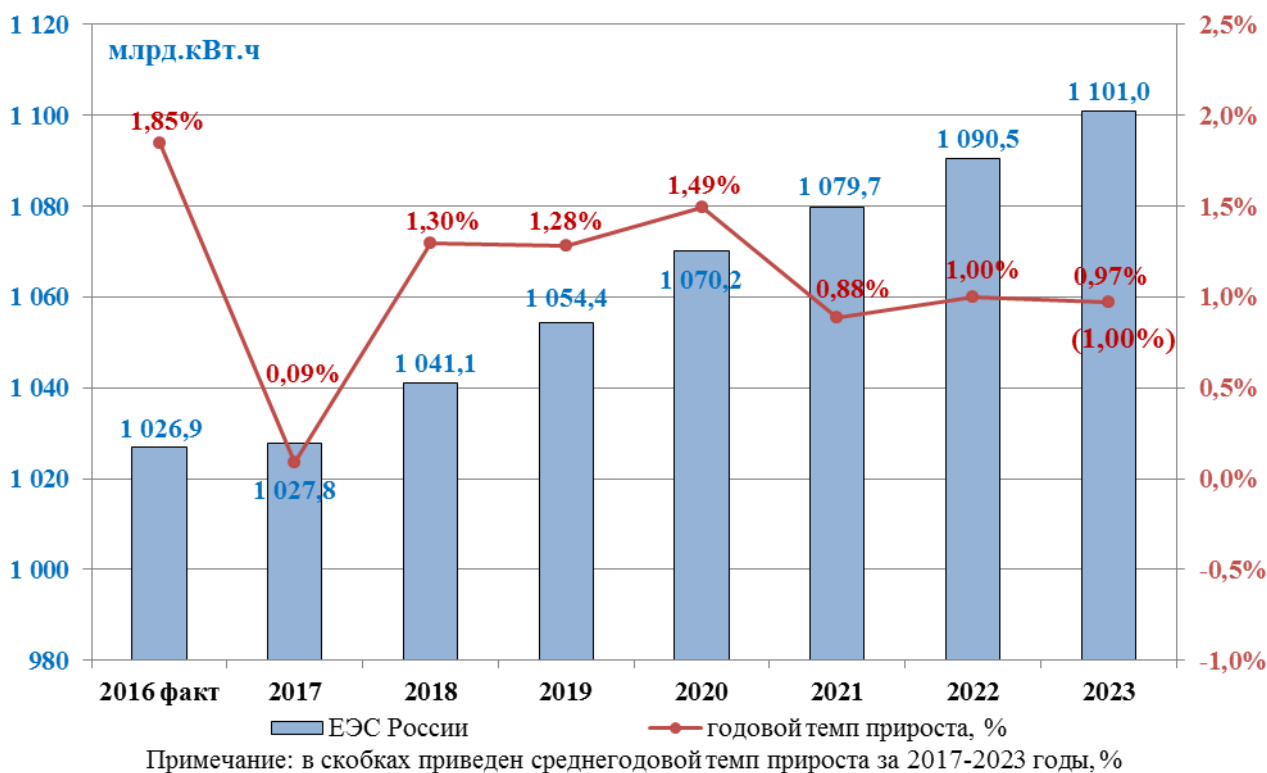


Рисунок 2.2 – Прогноз спроса на электрическую энергию по ЕЭС России до 2023 года

Величина спроса на электрическую энергию по ЕЭС России к концу прогнозного периода оценивается в размере 1101,044 млрд. кВт·ч, что больше объема потребления электрической энергии 2016 года на 74,188 млрд. кВт·ч. Превышение уровня 2016 года составит в 2023 году 7,2 % при среднегодовом приросте за период 1,0 %.

Относительно более высокие темпы прироста спроса на электрическую энергию в ЕЭС России в рассматриваемом прогнозе ожидаются в 2018 – 2020 годах.

Существенным фактором увеличения потребления электрической энергии в прогножном периоде является значительный прирост объема потребления электрической энергии в ОЭС Юга за счет присоединения энергосистемы Республики Крым и города Севастополь, в ОЭС Востока – за счет присоединения Западного и Центрального энергорайонов Республики Саха (Якутия).

Прогноз спроса на электрическую энергию по ЕЭС России без учета присоединения к ОЭС Юга энергосистемы Республики Крым и города Севастополь и без учета присоединения к ОЭС Востока Центрального и Западного энергорайонов Республики Саха (Якутия) оценивается к концу прогнозного периода в размере 1086,581 млрд. кВт·ч при среднегодовых темпах прироста 0,8 %.

Прогноз спроса на электрическую энергию по объединенным и территориальным энергосистемам разработан на базе фактических показателей потребления электрической энергии за последние годы с учетом анализа имеющейся информации о поданных заявках и утвержденных технических условиях, а также заключенных договорах на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии к электрическим сетям.

При разработке прогноза использованы сведения о максимальной мощности присоединяемых энергопринимающих устройств, сроках их ввода в эксплуатацию, а также о характере нагрузки (вид деятельности хозяйствующего субъекта), позволяющие оценить распределение прироста потребности в электрической энергии по видам экономической деятельности и годам прогнозирования.

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 2023 года, млрд. кВт·ч.

	Факт	Прогноз							Ср. год. прирост за 2017 – 2023 годы, %
	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	
ОЭС Северо-Запада	92,880	91,498	92,184	92,591	93,334	93,910	94,949	95,826	
годовой темп прироста, %	2,86	-1,49	0,75	0,44	0,80	0,62	1,11	0,92	0,45
ОЭС Центра	237,276	234,660	236,333	238,742	241,184	243,580	245,828	248,537	
годовой темп прироста, %	2,38	-1,10	0,71	1,02	1,02	0,99	0,92	1,10	0,66
ОЭС Средней Волги	106,270	104,700	105,201	105,569	106,350	106,936	107,745	108,482	
годовой темп прироста, %	1,93	-1,48	0,48	0,35	0,74	0,55	0,76	0,68	0,29
ОЭС Юга*	90,703	96,813	98,535	100,445	102,061	103,310	104,918	106,336	
годовой темп прироста, %	3,21	6,74	1,78	1,94	1,61	1,22	1,56	1,35	2,30
ОЭС Урала	259,383	258,760	259,976	261,818	264,127	266,544	269,580	272,170	
годовой темп прироста, %	0,42	-0,24	0,47	0,71	0,88	0,92	1,14	0,96	0,69
ОЭС Сибири	207,167	206,755	210,091	215,771	222,980	224,376	225,873	226,595	
годовой темп прироста, %	1,79	-0,20	1,61	2,70	3,34	0,63	0,67	0,32	1,29
ОЭС Востока**	33,177	34,567	38,762	39,503	40,161	41,011	41,574	43,098	
годовой темп прироста, %	2,96	4,19	12,14	1,91	1,67	2,12	1,37	3,67	3,81
ЕЭС России	1026,856	1027,753	1041,082	1054,439	1070,197	1079,667	1090,467	1101,044	
годовой темп прироста, %	1,85	0,09	1,30	1,28	1,49	0,88	1,00	0,97	1,00

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

\*\* ОЭС Востока с учетом присоединения к Южно-Якутскому энергорайону Центрального энергорайона Республики Саха (Якутия) с 2018 года и Западного энергорайона Республики Саха (Якутия) с середины 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 электропотребления повышенные относительно среднего по ЕЭС России темпы прироста спроса на электрическую энергию прогнозируются для ОЭС Востока, ОЭС Юга и ОЭС Сибири (средний темп за период 3,8 %, 2,3 % и 1,3 % соответственно). Для остальных ОЭС среднегодовые темпы прироста прогнозируются ниже средних темпов по ЕЭС России.

В таблице 2.5 приведена территориальная структура потребления электрической энергии на уровне 2016 и прогнозного 2023 годов.

Таблица 2.5 – Изменение территориальной структуры потребления электрической энергии по ОЭС в соответствии с прогнозом электропотребления на 2023 год

	2016 год, факт		2023 год, прогноз	
	млрд. кВт·ч	%	млрд. кВт·ч	%
ОЭС Северо-Запада	92,880	9,0	95,826	8,7
ОЭС Центра	237,276	23,1	248,537	22,6
ОЭС Средней Волги	106,270	10,4	108,482	9,9
ОЭС Юга	90,703	8,8	106,336	9,6
ОЭС Урала	259,383	25,3	272,170	24,7
ОЭС Сибири	207,167	20,2	226,595	20,6
ОЭС Востока	33,177	3,2	43,098	3,9
ЕЭС России	1026,856	100,0	1101,044	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 2016 году составил 92,880 млрд. кВт·ч, что на 2,9 % выше относительно предыдущего года.

К 2023 году объем спроса на электрическую энергию в ОЭС Северо-Запада прогнозируется на уровне 95,826 млрд. кВт·ч (среднегодовой темп прироста за период – 0,45 %) (рисунок 2.3).

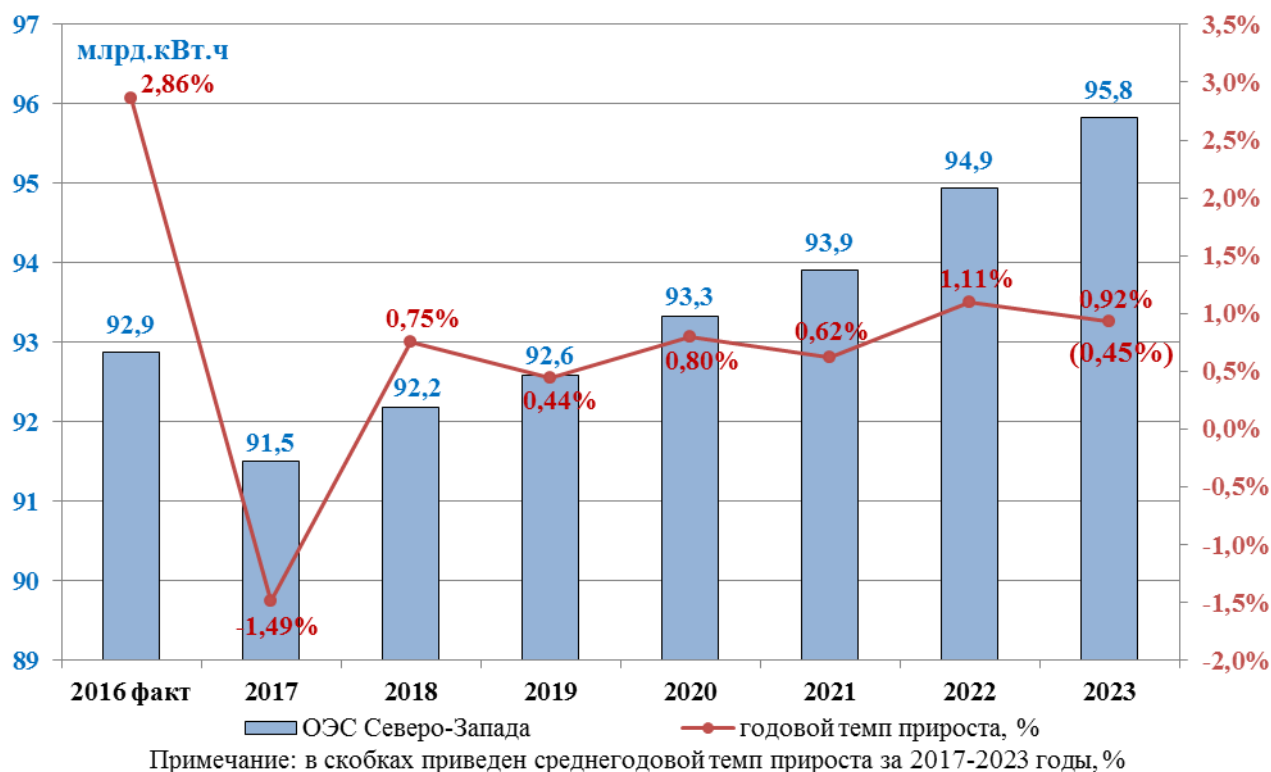


Рисунок 2.3 – Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Северо-Запада на период до 2023 года

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

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

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

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

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) в Новгородской области.

В химической промышленности рост электропотребления будет определяться развитием существующих и строительством новых предприятий, в том числе, Балтийского карбамидного завода в Ленинградской области (г. Усть-Луга).

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

Вследствие роста спроса на грузоперевозки, освоения природных богатств континентального шельфа Арктической зоны прогнозируется увеличение доли транспорта в структуре потребления электрической энергии. Одним из наиболее крупных проектов в транспортной сфере является комплексное развитие Мурманского транспортного узла со строительством угольного и нефтяного терминалов, а также подъездных железнодорожных путей.

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

Ожидается рост электропотребления на объектах оборонно-промышленного комплекса, расположенных в Калининградской, Мурманской, Архангельской (космодром «Плесецк») областях.

Город Санкт-Петербург и Ленинградская область остаются субъектами, обеспечивающими основной экономический и инновационный потенциал Северо-Западного региона. На энергосистему города Санкт-Петербург и Ленинградской области приходится около 48,5 % всего потребления электрической энергии ОЭС Северо-Запада. К 2023 году этот показатель возрастет до 49,2 % по причине более высоких перспективных темпов прироста электропотребления (0,7 %) за прогнозный период по сравнению с ОЭС Северо-Запада в целом (0,45 %). При этом объем спроса на электрическую энергию возрастет до 47,186 млрд. кВт·ч в 2023 году при 45,083 млрд. кВт·ч в 2016 году.

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

Рост спроса на электрическую энергию в сфере услуг определяется строительством торгово-досуговых и бизнес-центров (в том числе общественно-деловой центр «Охта»), 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 более 70 % прироста спроса на электрическую энергию по ОЭС Северо-Запада в период до 2023 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 электропотребления к 2023 году потребление электрической энергии в энергосистеме Калининградской области вырастет на 3,7 % до 4,626 млрд. кВт·ч при среднегодовых темпах прироста – 0,5 %. Перспективный рост потребления электрической энергии в регионе определяется развитием производственного сектора (в том числе создание предприятия по добыче и переработке сырья для производства удобрений), 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 2016 году составил 237,276 млрд. кВт·ч, что на 2,4 % выше предыдущего года.

К 2023 году объем спроса на электрическую энергию в ОЭС Центра прогнозируется на уровне 248,537 млрд. кВт·ч (среднегодовой темп прироста за период – 0,7 %) (рисунок 2.4).

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

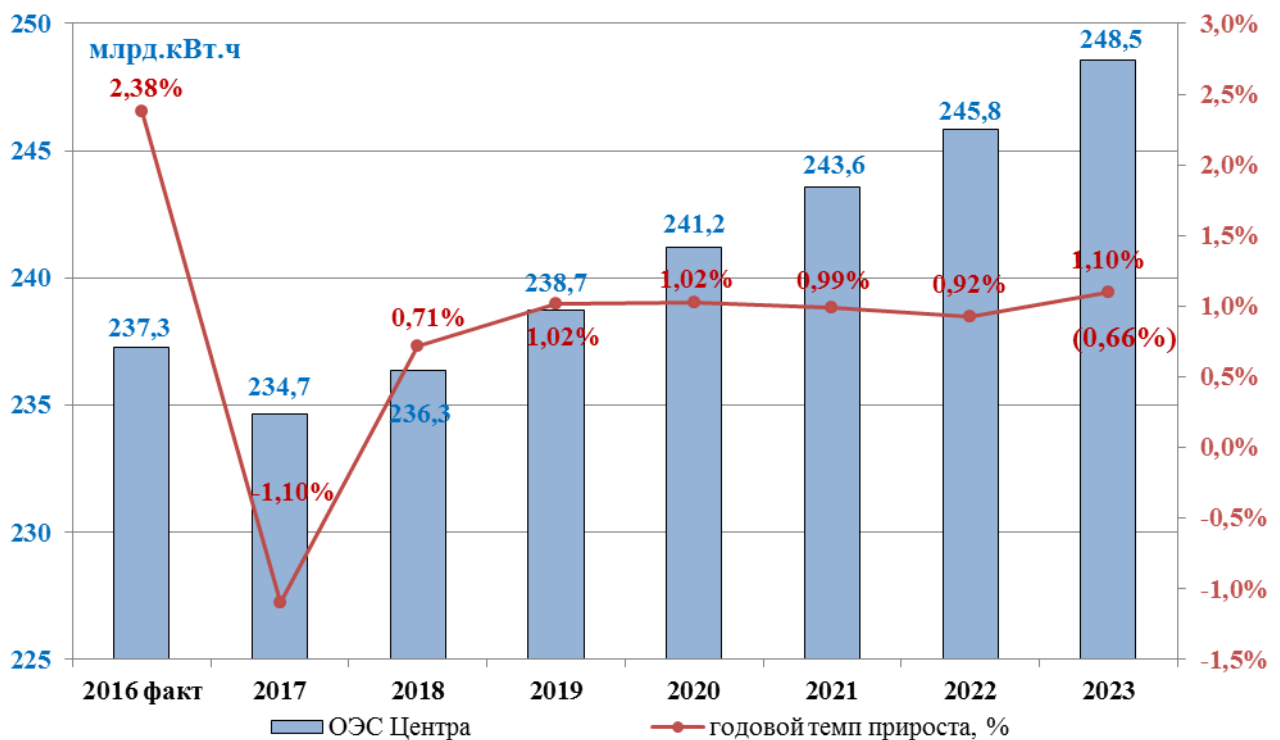


Рисунок 2.4 – Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Центра на период до 2023 года

За рассматриваемый период во всех энергосистемах ОЭС Центра наблюдается положительная динамика потребления электрической энергии. В территориальном распределении прогнозного объема потребления электрической энергии по ОЭС Центра прослеживается преобладание следующих энергосистем: города Москвы и Московской области, Белгородской области, Вологодской

области, Липецкой области, Воронежской области. Прогнозируемая динамика годовых приростов потребности в электрической энергии обусловлена особенностями формирования спроса на электрическую энергию на территории энергосистемы в предстоящие годы.

Крупнейшей энергосистемой в ОЭС Центра является энергосистема города Москвы и Московской области. Ее доля в суммарном потреблении электрической энергии составила в 2016 году 44,4 %, к концу прогнозного периода она незначительно увеличится до 44,9 %. Среднегодовой прирост за период 2017-2023 годы составит 0,8 % при объеме потребления электрической энергии в 2016 году – 105,33 млрд. кВт·ч и в 2023 году – 111,561 млрд. кВт·ч. Увеличение прогноза спроса на электрическую энергию в значительной мере будет связано со 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 Москва. Это территории с огромным потенциалом с точки зрения строительства жилой, коммерческой недвижимости, социально-бытовой инфраструктуры. Достаточное развитие получает ГУП «Московский метрополитен».

Следующими по величине распределения прогнозного объема потребления электрической энергии будут являться энергосистемы Белгородской и Вологодской областей. Их доля в ОЭС Центра к концу прогнозного периода соответственно составляет 6,6 % и 5,6 %.

В энергосистеме Белгородской области прогнозирование спроса на электрическую энергию объясняется вводом предприятий, относящихся к добыче полезных ископаемых, к производству пищевых продуктов. В энергосистеме Вологодской области учитываются такие новые потребители, как МКУ «Управления капитального строительства и ремонтов»; ЗАО «Череповецкая спичечная фабрика»; ООО «Сокольский плитный комбинат» и увеличение потребления в связи с развитием производственных мощностей АО «ФосАгро-Череповец».

Энергосистема Липецкой области характеризуется увеличением прогноза спроса на электрическую энергию в рассматриваемом периоде. Среднегодовой темп прироста - 0,6 %. Крупными приоритетными проектами в регионе являются:

- развитие предприятий по выращиванию овощей и зелени – ООО «Тепличный комбинат Елецкие овощи», ООО «Тепличный комбинат ЛипецкАгро»;
- предприятия-резиденты Особой экономической зоны промышленно-производственного типа «Липецк», созданной в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 21.12.2005 №782;
- развитие производственных мощностей ПАО «НЛМК».

Среднегодовой прирост за период 2017-2023 годов энергосистемы Воронежской области составит 1,5 %. Положительная динамика прогноза спроса

формируется за счет следующих потребителей: собственные нужды новых энергоблоков Нововоронежской АЭС-2; ООО «Техпромлит» (площадка по производству отливок из чугуна и стали годовой производительностью 20000 тонн); ООО «Юнайтед Гринхаус Групп» (овощеводство), ООО «Томат» (строительство тепличного комплекса), ООО «Международная кролиководческая компания» (комплекс полного цикла по производству мяса кролика мощностью 5000 тонн в год).

В энергосистеме Тульской области большую роль играет металлургическое производство. Проект строительства литейно-прокатного комплекса по выплавке углеродной стали конверторным способом ООО «Тулачермет-Сталь» будет являться центральным проектом Тульской агломерации. Кроме того, планируется развитие производства на ОАО «Ревякинский металлопрокатный завод». Также в прогнозе спроса на электрическую энергию учитывались объекты, относящиеся к производству пищевых продуктов (таких как крахмал и крахмалопродукты, сахар и сахарные сиропы – ООО «Каргилл») и к производству строительных материалов – ООО «Тульский цементный завод». У АО «Корпорация развития Тульской области» планируются к реализации новые проекты – индустриальные парки «Новая Тула» и «Узловая». Прогнозируется рост спроса в связи с расширением производства ООО ОХК «Щекиноазот».

Таким образом, среднегодовой объем прироста потребления электрической энергии в энергосистеме Тульской области составит 0,7 %.

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 2023 году электропотребление здесь увеличится на 5,8 % при среднегодовом приросте за 2017 – 2023 годы – 0,8 %. Появление новых резидентов в индустриальных парках и технопарках позволят Калужской области в течение всего прогнозного периода занимать доминирующие позиции по вводу промышленных производств. В АО «Корпорация развития Калужской области» получают свое развитие следующие предприятия: ООО «Фуяо стекло Рус», комплекс глубокой переработки пшеницы «Биотехнологический комплекс «Росва», индустриальный парк «Калуга-Юг» (Континентал, Вольво), промышленная площадка д. Старомихайловское (Фуд кластер). В ООО «Индустриальный парк Ворсино» рассматриваются площадки для размещения промышленных предприятий в д. Ивакино, Добрино, ООО «Фрейт Вилладж Калуга» (логистический центр). Планируется развитие тепличных комплексов.

Таким образом, направлениями, формирующими перспективный спрос на электрическую энергию на территории регионов, 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.

## ОЭС Средней Волги

Объем потребления электрической энергии по ОЭС Средней Волги в 2016 году составил 106,270 млрд. кВт·ч, что на 1,9 % выше предыдущего года.

К 2023 году объем спроса на электрическую энергию в ОЭС Средней Волги прогнозируется на уровне 108,482 млрд. кВт·ч (среднегодовой темп прироста за период – 0,3 %) (рисунок 2.5).

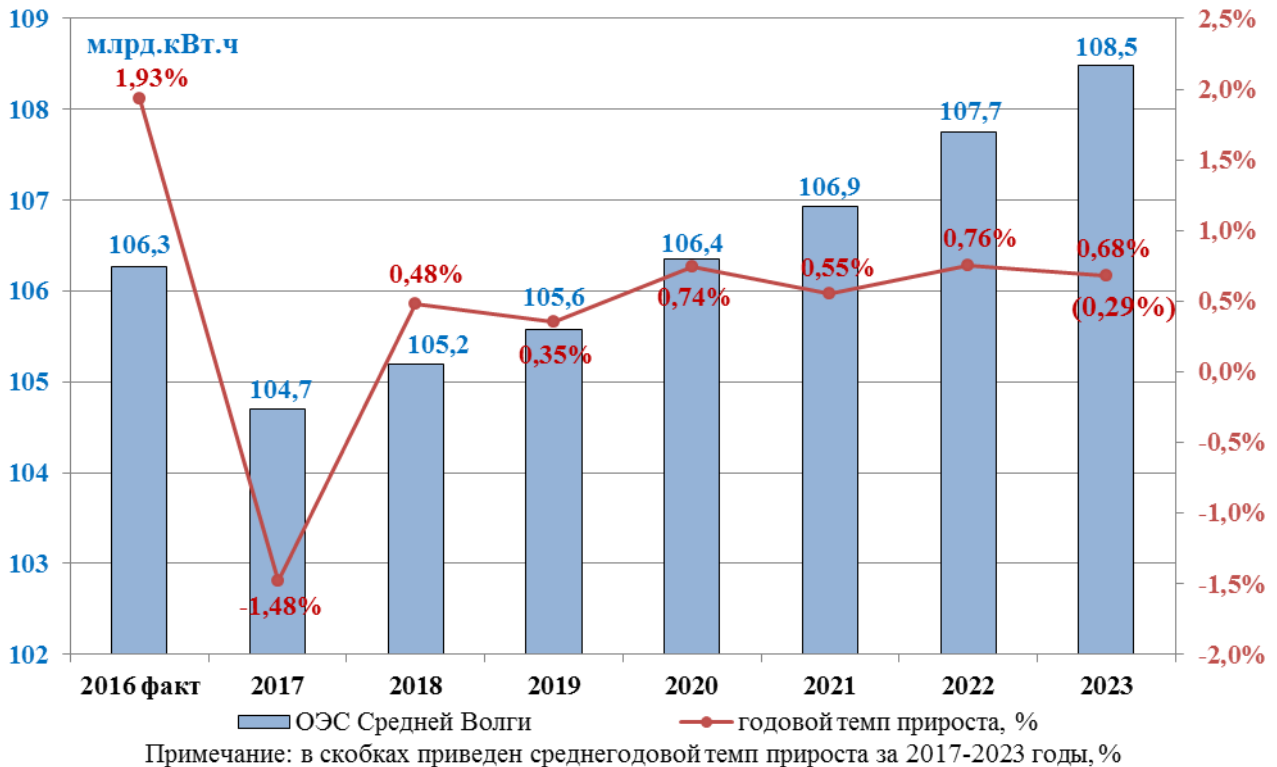


Рисунок 2.5 – Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Средней Волги на период до 2023 года

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

Наиболее крупные проекты, которые окажут существенное влияние на рост потребления электрической энергии ОЭС Средней Волги – это 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 (АО «Северсталь – Сортовой завод Балаково»). Завод будет постепенно наращивать объемы производства.

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). На нефтеперерабатывающем заводе ОАО «ТАИФ-НК» в г. Нижнекамск (Республика Татарстан) готовится к вводу в эксплуатацию комплекс глубокой переработки тяжелых остатков.

На ряде новых предприятий химической промышленности планируется постепенный рост электропотребления в связи с набором мощности (ООО «Русвинил» в Нижегородской области, завод по производству шин ООО «Бриджстоун Тайер Мануфэкчуринг СНГ» в Ульяновской области).

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. Также в Республике Татарстан планируется расширение и модернизация мощностей завода транспортного электрооборудования в г. Набережные Челны.

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 территориальной структуре потребления электрической энергии ОЭС Средней Волги к 2023 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 27 %. 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 соответствии с прогнозом спроса на электрическую энергию в энергосистеме Республики Татарстан объем потребления электрической энергии за 2017 – 2023 годы возрастет на 2,4 % – до 29,117 млрд. кВт·ч, а среднегодовые темпы прироста составят 0,3 %. В энергосистеме Нижегородской области объем спроса на электрическую энергию по прогнозу вырастет на 0,8 % до 20,302 млрд. кВт·ч к 2023 году при среднегодовых темпах прироста 0,1 %. Основным фактором роста электропотребления является развитие непромышленного 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.

## ОЭС Юга

Объем потребления электрической энергии по ОЭС Юга в 2016 году составил 90,703 млрд. кВт·ч, что на 3,2 % выше предыдущего года.

К 2023 году объем спроса на электрическую энергию в ОЭС Юга прогнозируется на уровне 106,336 млрд. кВт·ч (среднегодовой темп прироста за период – 2,3 %) (рисунок 2.6).

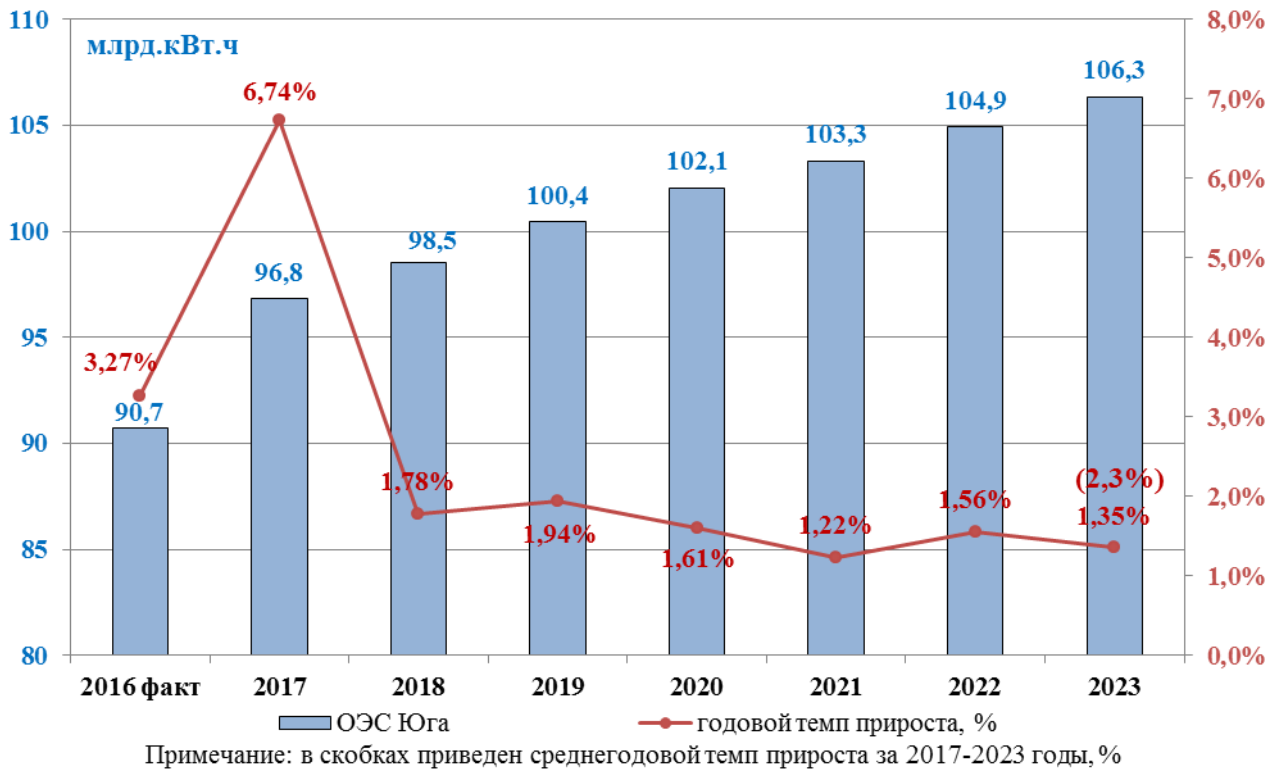


Рисунок 2.6 – Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Юга на период до 2023 года

Среднегодовой темп прироста потребления электрической энергии по ОЭС Юга в 2,3 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 города Севастополь. Без учета присоединения Крымской энергосистемы величина спроса на электрическую энергию к 2023 году оценивается в объеме 98,179 млрд. кВт·ч. Доля ОЭС Юга в общем объеме потребления электрической энергии ЕЭС России увеличится к концу прогнозного периода до 9,7 % с учетом Крымской энергосистемы (в существующих на конец 2016 года границах ЕЭС России в 2016 году - 8,8 %).

Абсолютный прирост спроса на электрическую энергию в ОЭС Юга (без учета Крымской энергосистемы) превысит к концу прогнозного периода 7 млрд. кВт·ч, из них 72 % приходится на три крупнейшие энергосистемы (Краснодарского края и Республики Адыгея, Ростовской и Волгоградской областей). Преобладание трех энергосистем в территориальном распределении прогнозного объема потребления электрической энергии по ОЭС Юга сохранится при снижении их суммарной доли до 62,2 % в 2023 году вместо 66,9 % в 2016

году. Без учета присоединения Крымской энергосистемы доля трех названных энергосистем в 2023 году составит 67,3 %.

Крупнейшей энергосистемой в ОЭС Юга является энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея. Ее доля в суммарном потреблении электрической энергии составляет в 2016 году 29,7 %, к концу прогнозного периода она снизится до 28,5 %. Прогнозируемая динамика изменения 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 2016 года к концу прогнозного периода составит 3,332 млрд. кВт·ч (12,4 %). Большая часть прогнозируемого прироста будет определяться дальнейшим развитием существующих на территории энергосистемы предприятий, в первую очередь промышленных. Увеличение потребления электрической энергии в промышленном производстве будет обусловлено планируемой реализацией проектов по реконструкции и расширению ООО «Афипский НПЗ», ООО «Ильский НПЗ», ООО «РН-Туапсинский НПЗ», вводом в эксплуатацию третьей очереди Абинского электрометаллургического завода (ООО «Абинский ЭМЗ»), ростом производства на ОАО «Новоросцемент». Из новых предприятий предполагается строительство Новороссийского цементного завода «Горный».

Реализация проектов по развитию и расширению существующих на территории Краснодарского края морских портов (включая сооружение ФКУ «Ространсmodernизация» морского сухогрузного порта «Тамань») будет способствовать росту потребления электрической энергии на транспорте. Дополнительное увеличение спроса на электрическую энергию будет связано с осуществлением проекта по строительству транспортного перехода через Керченский пролив, предусматривающего строительство на территории Темрюкского района совмещенных объектов (подъездных железнодорожных путей и автомобильных подходов, линий коммуникаций и связи).

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 электропотребления энергосистеме Ростовской области, доля которой в 2016 году составила 20,4 % от общего потребления электрической энергии в ОЭС Юга, среднегодовой темп прироста прогнозного спроса на электрическую энергию составит 1,0 %. Абсолютный прирост потребления электрической энергии относительно 2016 года составит к 2023 году 1,300 млрд. кВт·ч (7,0 %).

Прогнозируемое увеличение потребности в электрической энергии в первую очередь связано с реализацией ряда крупных инвестиционных проектов по созданию новых высокотехнологичных производств в черной металлургии (ЗАО «Донэлектросталь» - строительство завода по производству проката,



ООО «Красносулинский Металлургический Комбинат» - строительство производства стального листового проката. ПАО «ТАГМЕТ» - модернизация и техническое перевооружение. В машиностроении (авиастроении) реализация проекта ОАО «Роствертол».

Дополнительный прирост потребности в электрической энергии будет определяться дальнейшим строительством новых жилых микрорайонов в Ростове-на-Дону и других городах области, созданием объектов инфраструктуры, в том числе для проведения Чемпионата мира по футболу 2018 года.

Прогноз спроса на электрическую энергию по энергосистеме Волгоградской области характеризуется стабильным, хотя и незначительным ростом. Среднегодовой прирост за прогнозный период существенно ниже среднего по ОЭС Юга (0,7 % против 2,3 % соответственно). Предполагаемое увеличение спроса на электрическую энергию в первую очередь будет определяться реализацией в Котельниковском районе крупного инвестиционного проекта по освоению Гремяченского месторождения калийных солей и созданием на его базе горно-обогатительного комбината (ООО «ЕвроХим-ВолгаКалий») и расширением нефтеперерабатывающего производства (ООО «Лукойл-Волгограднефтепереработка»).

В энергосистеме Ставропольского края, доля которой превышает 11 % от общего объема потребления ОЭС Юга, темпы прироста прогнозируются ниже средних в ОЭС. Большая часть прироста прогнозируемого спроса на электрическую энергию связана с реализацией проекта по созданию регионального индустриального технологического парка (РИТ-парк (г. Невинномысск) и предполагаемым созданием тепличного комплекса Солнечный дар в Изобильненском районе.

Темпы прироста спроса на электрическую энергию в энергосистемах республик Северного Кавказа прогнозируются ниже средних по ОЭС Юга. Относительно высокие темпы прироста потребности в электрической энергии на ближайшие годы прогнозируются в энергосистемах Карачаево-Черкесской Республики (за счет ввода Зеленчукской ГАЭС), Республики Калмыкия (в связи с вводом двух нефтеперекачивающих станций КТК) и Чеченской Республики.

Существенная часть прогнозируемого прироста спроса на электрическую энергию в ОЭС Юга формируется за счет присоединения с 2017 года энергосистемы Республики Крым и города Севастополь, объем потребления электрической энергии которой оценивается к 2023 году на уровне 8,157 млрд. кВт·ч. С окончанием переходного периода экономического развития Крыма прогнозная динамика спроса на электрическую энергию в Крымской энергосистеме 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, а также судостроительного и судоремонтного. Дополнительный прирост потребности в электрической энергии будет формироваться за счет развития аэропортового комплекса «Симферополь» (ООО «Международный аэропорт «Симферополь»).

## ОЭС Урала

Объем потребления электрической энергии по ОЭС Урала в 2016 году составил 259,383 млрд. кВт·ч, что на 0,4 % выше предыдущего года.

В 2023 году объем спроса на электрическую энергию в ОЭС Урала прогнозируется на уровне 272,17 млрд. кВт·ч (среднегодовой темп прироста за период 2017-2023 годов – 0,7 %) (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.

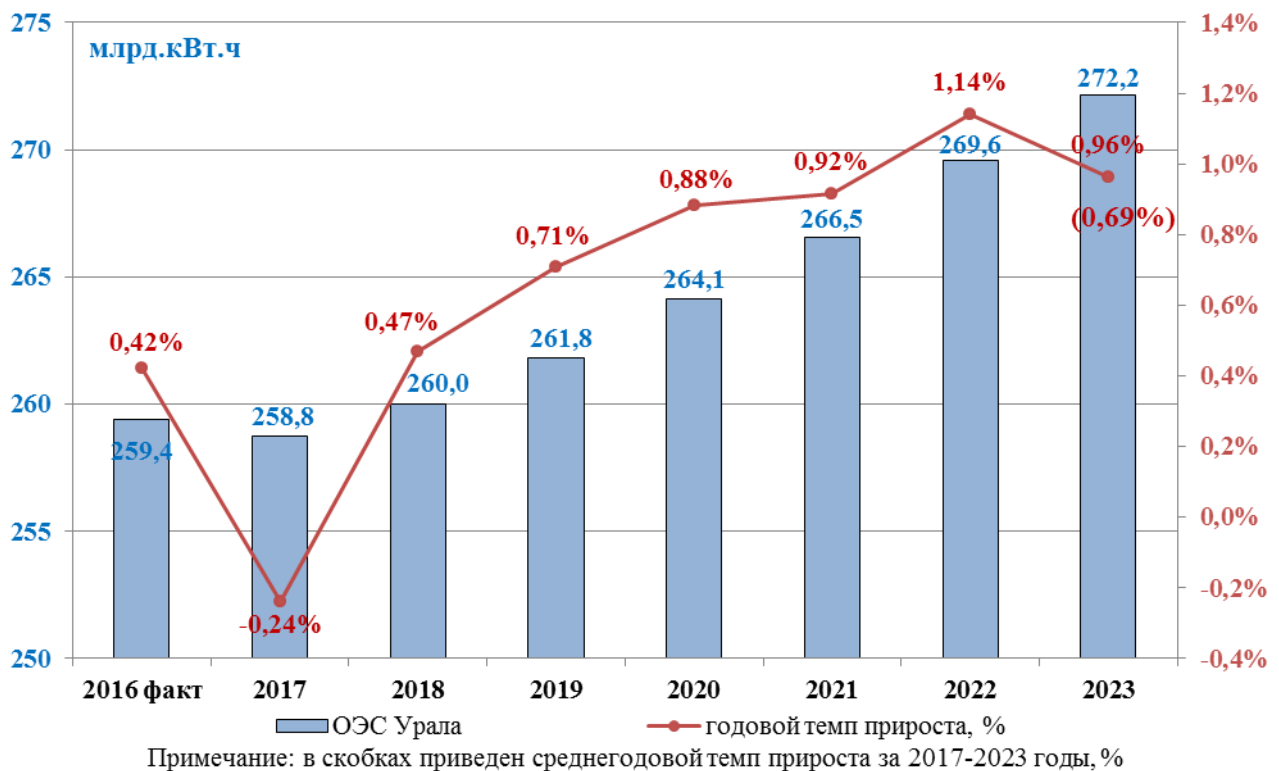


Рисунок 2.7 – Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Урала на период до 2023 года

Низкая динамика потребления электрической энергии со стороны металлургических предприятий определяется, прежде всего, 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 электропотребления, особое значение имеет для энергосистем Пермского края, Республики Башкортостан, Кировской области. В числе крупных потребителей, определяющих рост спроса на электрическую энергию в период до 2023 года, производства по выпуску калийных удобрений в энергосистеме Пермского края: ПАО «Уралкалий», ООО «ЕвроХим – Усольский калийный комбинат», ЗАО «Верхне-Камская калийная компания».

Приоритетными направлениями развития экономики являются создание особых экономических зон, промышленных парков, инновационных центров, в их числе технопарк ЗАО «Зеленая долина» (зона экологически безопасных производств), ЗАО 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 – 66-67 %.

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 - второй установки по переработке углеводородного сырья «Тобольск-Нефтехим», завершено строительство линейной части продуктопровода от Пуровского ЗПК до «Тобольск-Нефтехим» протяженностью 1100 км. В 2018 году планируется ввод в полномасштабную разработку Русского месторождения (в настоящее время месторождение находится в опытно-промышленной разработке). Планируется строительство Западно-Сибирского комплекса глубокой переработки углеводородного сырья. Динамика потребления электрической энергии энергосистемы Тюменской области (36 % в суммарном электропотреблении ОЭС Урала) в значительной мере определяет динамику соответствующих показателей по ОЭС в целом.

Энергосистема Свердловской области характеризуется снижением спроса на электрическую энергию в 2016 году на 1,2 % по сравнению с 2015 годом, что связано со снижением объемов промышленного производства (чугуна на 4,8 %, готового проката на 6,7 %, стали на 1,3 %, стальных труб на 5,9 %) за период январь-сентябрь 2016 года. Перспективы развития черной металлургии в Свердловской области определяются модернизацией предприятий, нацеленной на повышение качества продукции, снижение энергоемкости. Подготовка к Чемпионату мира по футболу 2018 года 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 2016 год составило 1,5 % по сравнению с 2015 годом и определяется снижением производства по следующим видам деятельности (за январь-ноябрь 2016 г.) – обрабатывающая промышленность (на 4,4 %), розничная торговля (на 99,9 %), объем платных услуг населению (на 4,8 %). Динамика спроса на электрическую энергию в период 2017 - 2023 годов определяется развитием профилирующего металлургического производства с реконструкцией и модернизацией производства на крупных металлургических предприятиях - ПАО «Ашинский металлургический завод», АО «Челябинский электрометаллургический комбинат», ОАО «Энергопром-Челябинский электродный завод», АО «Комбинат «Магнезит» и др., что обеспечит повышение энергоэффективности основных производственных процессов.

### ОЭС Сибири

Объем потребления электрической энергии по ОЭС Сибири в 2016 году составил 207,167 млрд. кВт·ч, что на 1,8 % выше предыдущего года.

К 2023 году объем спроса на электрическую энергию в ОЭС Сибири прогнозируется на уровне 226,595 млрд. кВт·ч (среднегодовой темп прироста за период – 1,3 %) (рисунок 2.8).

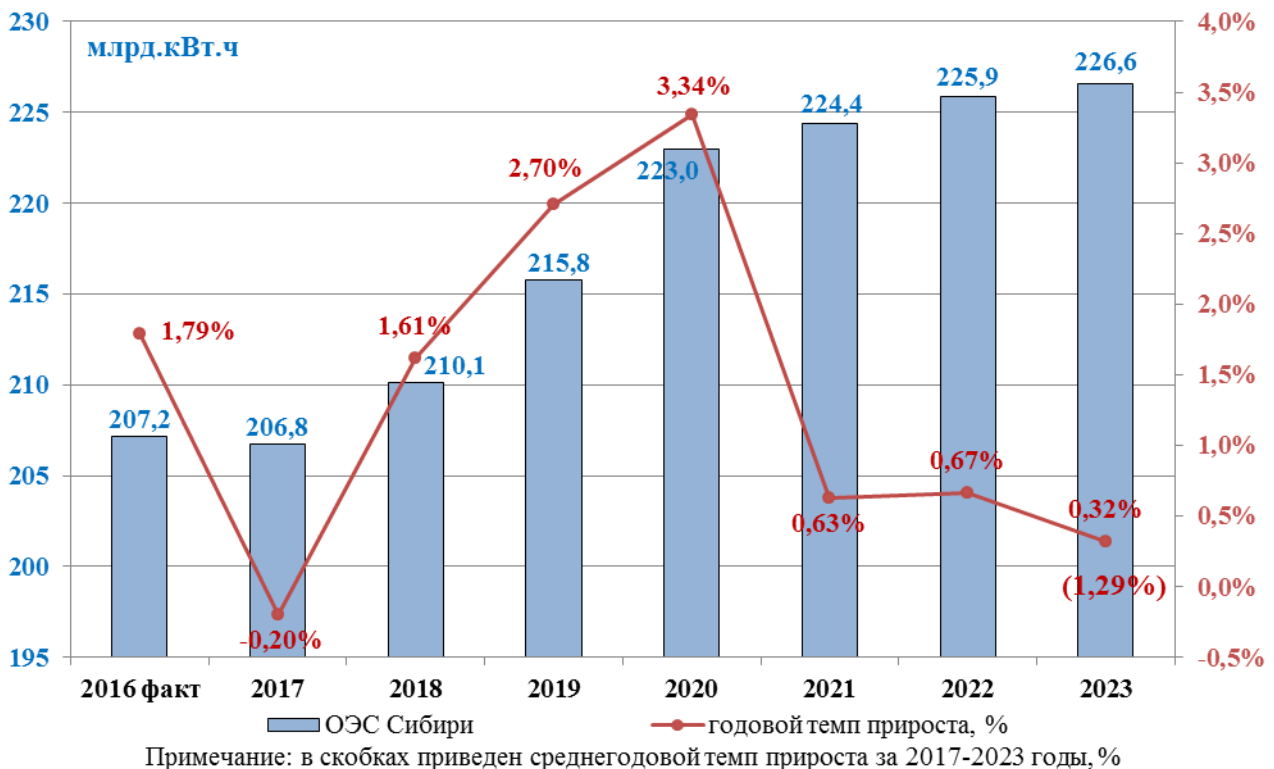


Рисунок 2.8 – Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Сибири на период до 2023 года

Динамика спроса на электрическую энергию в ОЭС Сибири характеризуется ростом в период 2018-2020 годов с замедлением приростов в период 2021-2023 годов. По отдельным энергосистемам темпы прироста спроса

на электрическую энергию существенно различаются. Выше среднего ожидаются темпы прироста по энергосистемам Республик Хакасия и Тыва, Красноярского края, Иркутской области, в остальных энергосистемах темпы прироста существенно ниже.

Преобладающая часть общего прогнозного прироста спроса на электрическую энергию в ОЭС Сибири связана с планируемым ростом производства алюминия и формируется в энергосистемах Иркутской области, Красноярского края и Республики Хакасия. При этом около 44 % прогнозного прироста спроса на электрическую энергию приходится на крупнейшую в ОЭС Сибири энергосистему Иркутской области, доля которой в общем объеме потребления электрической энергии к концу прогнозного периода составит более 27 %. Прогнозируемый до 2023 года прирост спроса на электрическую энергию в энергосистеме (8,5 млрд. кВт·ч к концу прогнозного периода или 16 % от уровня потребления электрической энергии в 2016 году) будет определяться наряду с увеличением производства алюминия (ОК РУСАЛ) вводом новых крупных потребителей, модернизацией и реконструкцией действующих производств.

Наиболее значимый вклад в перспективный рост электропотребления на территории энергосистемы ожидается в результате ввода в эксплуатацию Тайшетского алюминиевого завода.

В ближайшие годы в Братске планируется строительство электрометаллургического завода (АО «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 (далее – Транссиб) и Байкало-Амурской (далее – БАМ) железнодорожных 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 и Мамско-Чуйском энергорайонах области.

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

На энергосистему Красноярского края приходится около 27 % от общего прогнозного прироста спроса на электрическую энергию по ОЭС Сибири, что соответствует абсолютному приросту потребления электрической энергии в объеме 5,3 млрд. кВт·ч к 2023 году (11,7 % от уровня потребления электрической

энергии в энергосистеме в 2016 году). Более высокие темпы прироста прогнозируются на 2018 и 2020 годы. Преобладающая часть прироста потребления электрической энергии формируется за счет ЗАО «Богучанский алюминиевый завод», а также АО «Ванкорнефть». Рост объема потребления электрической энергии АО «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 2017 – 2023 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.

Более 26 % от общего прогнозного прироста спроса на электрическую энергию по ОЭС Сибири формируется в энергосистеме Республики Хакасия за счет значительного увеличения производства алюминия в связи с планируемым строительством второй очереди Хакасского алюминиевого завода. В энергосистеме Республики Хакасия среднегодовые темпы прироста потребления электрической энергии за прогнозный период оцениваются на уровне 4,1 %, что является результатом высоких прогнозируемых темпов роста спроса на электрическую энергию в 2019-2020 годы.

В третьей по величине энергосистеме ОЭС Сибири – Кемеровской – прогнозируется абсолютное снижение потребности в электрической энергии. За весь прогнозный период объем потребления электрической энергии снизится на 2,1 %, в результате доля энергосистемы уменьшится к концу периода до 13,6 % вместо 15,2 % в 2016 году. Ожидаемое снижение потребности в электрической энергии обусловлено производственно-технологическими мероприятиями, в результате которых потребление электрической энергии снизится (в частности, на АО «Евраз Западно-Сибирский металлургический комбинат», ООО «Топкинский цемент»).

Особенностью энергосистемы Забайкальского края (среднегодовой темп прироста спроса на электрическую энергию 0,3 %) является высокая доля потребления электрической энергии по ВЭД «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. Федеральная целевая программа (далее – 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 БАМ и Транссиб. На территории Забайкальского края планируется увеличение мощности и потребления электрической энергии на участке Транссиб Петровский Завод – Могоча.

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

Большая часть увеличения потребности в электрической энергии на территории энергосистемы до 2023 года будет связана с осуществлением инвестиционных проектов по освоению месторождений полиметаллических руд и вводом в эксплуатацию Быстринского ГОК, а также расширением добычи золота (ЗРК «Омчак»).

Темпы прироста прогнозируемого спроса на электрическую энергию в энергосистеме Республики Тыва выше среднего по ОЭС Сибири. Основной прирост связан с планируемым осуществлением на территории республики проекта по разработке Элегестского месторождения каменного угля и строительству ГОК «Элегест». Дополнительная потребность в электрической энергии формируется за счет реализации проектов Министерства обороны РФ по обустройству военных городков.

### ОЭС Востока

Объем потребления электрической энергии по ОЭС Востока в 2016 году составил 33,177 млрд. кВт·ч, что на 2,96 % выше предыдущего года.

К 2023 году объем спроса на электрическую энергию в ОЭС Востока прогнозируется на уровне 43,098 млрд. кВт·ч (среднегодовой темп прироста за период 2017 - 2023 годов – 3,9 %) (рисунок 2.9).

Прогноз спроса на электрическую энергию на период 2017 – 2023 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 2017 – 2018 годов.

Спрос на электрическую энергию по ОЭС Востока без учета присоединения Центрального и Западного энергорайонов Республики Саха (Якутия) на уровне 2023 года в рассматриваемом варианте оценивается в объеме 36,8 млрд. кВт·ч со среднегодовым приростом за период 2017 - 2023 годов 1,5 %, при соответствующем показателе по ЕЭС России 0,8 %.

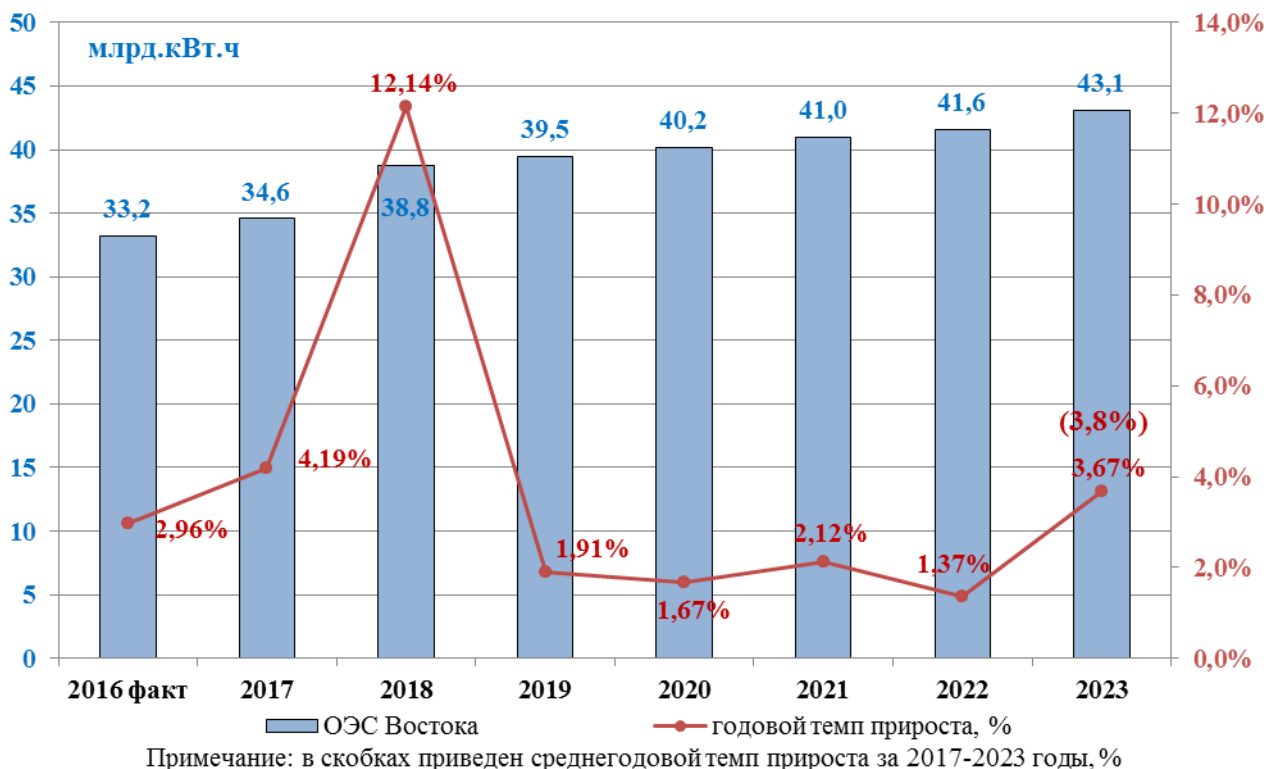


Рисунок 2.9 – Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Востока на период до 2023 года

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 как существующих потребителей, так и 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-Сутарского ГОК (пуско-наладочные работы по вводу в эксплуатацию начались в 2015 году), разработка золоторудных месторождений Амурской области – Маломырский, Покровский и Албынский рудники;

- добыча угля на территории Южно-Якутского энергорайона – Эльгинское месторождение и создание угольного комплекса – ИК «Инаглинский» и Хабаровского края – ОАО «Ургалуголь» (инвестиционный проект);

- 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 ПАО «НК «Роснефть» в Находке АО «ВНХК» (совместный проект с китайской корпорацией ChemChina), ООО «Технолизинг» завод по производству метанола, который совместно с Амурским ГПЗ (рассматривается в качестве инвестиционного проекта) могут стать резидентами территории опережающего развития (далее – ТОР) «Свободненская»;

- 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. Первый пуск ракеты-носителя «Союз» с тремя спутниками проведен в апреле 2016 года. Вторая очередь строительства планируется к сдаче в 2021 году;

- реализация проектов на территориях опережающего социально-экономического развития (ТОСЭР), в их числе ТОСЭР Надеждинская (создание логистического центра, технопарка и сопутствующих производств) и ТОСЭР 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 ПАО «Мечел», терминал по перевалке угля в бухте Мучка ООО «Сахатранс», угольный перегрузочный терминал в районе мыса Бурый ОАО «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, АО «Торговый порт Посьет» в Хасанском районе – модернизация и строительство специализированного угольного терминала с увеличением мощности до 12 млн. тонн в год, ООО «Морской порт в бухте Троицы» (незамерзающий порт в бухте Троица), АО «Восточный порт» - крупнейшая стивидорная компания со специализацией по перевалке каменного угля ОАО «Евраз «Находнинский морской порт» (бухта Находка).

ПАО «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, а также увеличение мощности на существующих НПС в Южно-Якутском энергорайоне Республики Саха (Якутия) в Амурской области и Хабаровском крае.

В связи с присоединением изолированных энергорайонов изменяется территориальная структура потребления электрической энергии ОЭС Востока – существенно возрастает доля энергосистемы Республики Саха (Якутия) – до 21,4 % в 2023 году (5,8 % – доля Южно-Якутского энергорайона Республики Саха (Якутия) в ОЭС Востока в настоящее время).

Западный энергорайон Республики Саха (Якутия) включает в себя Айхало-Удачнинский, Мирнинский, Ленский промышленные узлы и группу вилюйских сельскохозяйственных районов. Основные профилирующие производства – добыча и обработка алмазов, являющаяся традиционной специализацией региона, и нефтедобыча. Эти энергоемкие производства определяют специфику структуры потребления электрической энергии как Западного энергорайона Республики Саха (Якутия) (доля добывающих производств не менее 57 % в структуре промышленного потребления электрической энергии), так и всей энергосистемы Республики Саха (Якутия), а именно: высокую долю промышленного производства в суммарной структуре потребления электрической энергии (42 % в целом по Якутской энергосистеме, в том числе 34 % 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 и транспортирования нефти по трубопроводной системе «Восточная Сибирь – Тихий Океан», добычей и обработкой алмазов (совершенствование технологии добычи, отработки подземных алмазоносных трубок «Айхал», «Интернациональная», «Ботуобинская», «Нюрбинская», развитие ГОК «Удачнинский», связанное с переходом от карьерной к шахтной добыче с вовлечением в эксплуатацию глубоких горизонтов месторождения), а также созданием производственной и социальной инфраструктуры.

Центральный энергорайон Республики Саха (Якутия) объединяет столичный республиканский промышленный узел и группу центральных улусов. Район характеризуется наибольшей плотностью населения (в городе Якутск проживает 294 тыс. человек или 47 % городского населения Республики Саха (Якутия), развитием обрабатывающих производств (пищевые продукты, строительные материалы, металлообработка, деревообработка), сервисным обслуживанием. Рассматривается возможность создания ювелирно-гранильного кластера в ТОР «Кангалассы». 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 2017–2023 годов сформирован на основе информации о заключенных договорах на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к электрическим сетям с учетом прогноза социально-экономического развития

Российской Федерации, разработанного Министерством экономического развития - на период 2017–2019 годов (ноябрь 2016 года), и «Прогноза долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года» и 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 1101,044 млрд. кВт·ч, что больше объема потребления электрической энергии 2016 года на 74,188 млрд. кВт·ч. Превышение уровня 2016 года составит в 2023 году 7,2 % при среднегодовом приросте за период 1,0 %.

3. Прогноз спроса на электрическую энергию по ЕЭС России без учета присоединения к ОЭС Юга энергосистемы Республики Крым и города Севастополь и без учета присоединения к ОЭС Востока Центрального и Западного энергорайонов Республики Саха (Якутия) оценивается к концу прогнозного периода в размере 1086,581 млрд. кВт·ч при среднегодовых темпах прироста 0,8 %.

4. Относительно более высокие темпы прироста спроса на электрическую энергию в ЕЭС России ожидаются в 2017 – 2020 годах. Существенным фактором увеличения потребления электрической энергии в период 2017-2018 годов является значительный прирост объема электропотребления в ОЭС Юга за счет присоединения энергосистемы Республики Крым и города Севастополь (2017 год) и в ОЭС Востока за счет присоединения Западного (с середины 2017 года) и Центрального (2018 год) энергорайонов Республики Саха (Якутия). Рост спроса на электрическую энергию в период 2019-2020 годов определяется динамикой потребления электрической энергии в ОЭС Сибири с учетом увеличения спроса со стороны алюминиевых заводов – набор мощности на Богучанском алюминиевом заводе, ввод Тайшетского алюминиевого завода и строительство второй очереди Хакасского алюминиевого завода.

### 3. Прогноз максимального потребления мощности и характеристики режимов потребления Единой энергетической системы России, объединенных энергетических систем и по территориям субъектов Российской Федерации на 2017–2023 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	2012	2013	2014	2015	2016
Потребление электрической энергии, млрд. кВтч	1015,7	1009,8	1013,9	1008,3	1026,9
% к прошлому году	1,57%	-0,6%	0,41 %	-0,55%	1,85%
	ОЗП 11-12	ОЗП 12-13	ОЗП 13-14	ОЗП 14-15	ОЗП 15-16
Максимум потребления мощности, МВт	155226	157425	154709	148847	149246
% к прошлому ОЗП	+4,3%	+1,4%	-1,7%	-3,8%	+2,7%
t°С в день прохождения максимума	-23,4	-22,5	-23,2	-14,4	-16,6

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 ОЭС, 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 среднесезонных 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 2017 году обусловлен низким максимумом последнего года базового периода, зафиксированного на фоне повышенных температур наружного воздуха, и присоединением к ЕЭС России энергосистемы Республики Крым и города Севастополь и Западного энергорайона Республики Саха (Якутия).

В таблицах 3.2 и 3.3 представлены основные показатели режимов потребления электрической энергии ЕЭС России на 2017 – 2023 годы 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).

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

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Э <sub>год</sub>	млрд. кВт·ч	1008,251	1026,856	1027,753	1041,082	1054,439	1070,197	1079,667	1090,467	1101,044
Э <sub>год без учета потребления электрической энергии на заряд ГАЭС</sub>	млрд. кВт·ч	1005,630	1024,264	1025,093	1038,360	1051,157	1066,125	1075,595	1086,395	1096,972
P <sub>макс. собств.</sub>	МВт	147377	151070	154748	156489	158289	159949	161498	163089	164598
T <sub>макс. год</sub>	час/год	6824	6780	6624	6635	6641	6665	6660	6661	6665

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

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

T<sub>макс. 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						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
$\mathcal{E}_{\text{ГОД}}$	млрд. кВт·ч	975,986	993,679	993,186	1002,320	1014,936	1030,036	1038,656	1048,893	1057,946
$\mathcal{E}_{\text{ГОД БЕЗ УЧЕТА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ЗАРЯД ГАЭС}}$	млрд. кВт·ч	973,406	991,086	990,526	999,598	1011,654	1025,964	1034,584	1044,821	1053,874
$P_{\text{МАХ СОБСТВ.}}$	МВт	142930	146467	149466	150836	152522	154107	155550	157009	158259
$T_{\text{МАХ ГОД}}$	час/год	6810	6767	6627	6627	6633	6657	6651	6655	6659

По данным таблицы 3.2 максимальное потребление мощности ЕЭС России на 2017 год прогнозируется на уровне 154 748 МВт. К 2023 году максимальное потребление мощности прогнозируется на уровне 164 598 МВт, что соответствует среднегодовым темпам прироста нагрузки за период 2017 – 2023 годов 1,2 %. На рисунке 3.1 представлена динамика изменения прогнозного максимума потребления мощности ЕЭС России.

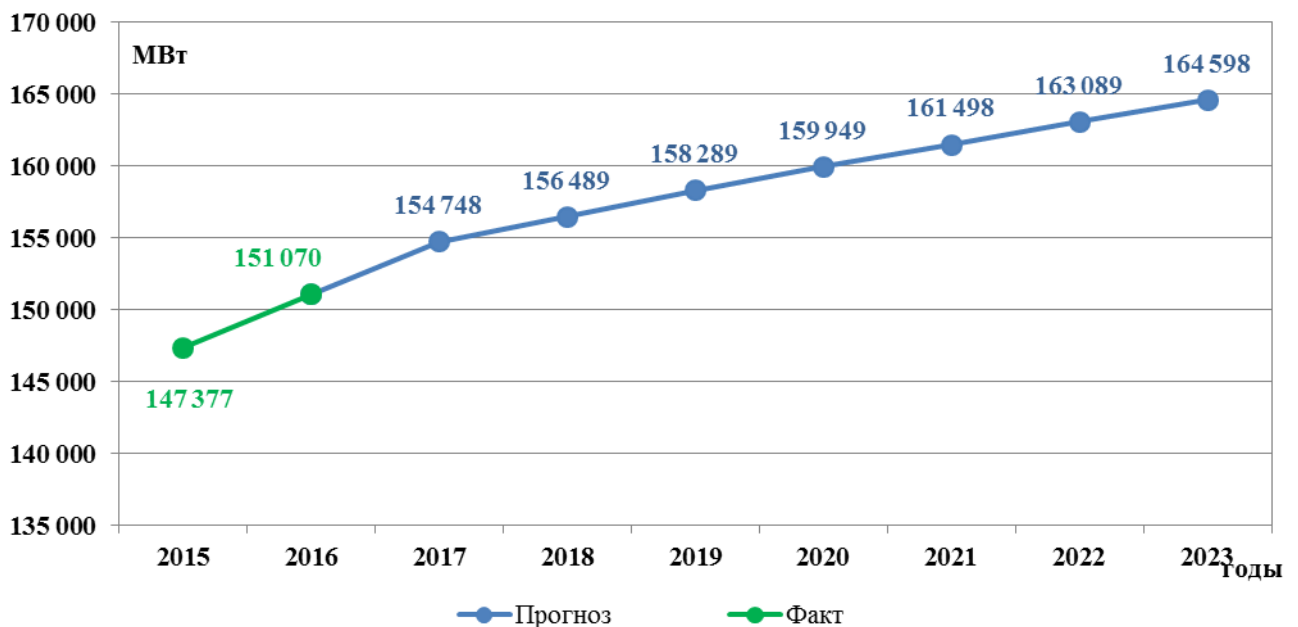


Рисунок 3.1 – Прогнозные значения максимума потребления мощности ЕЭС России

#### ОЭС Северо-Запада

Доля ОЭС Северо-Запада в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2017 году составит 9,3 %. К 2023 году этот показатель немного снизится и составит 9,1 %. В 2017 году собственный максимум потребления мощности достигнет значения 14 688 МВт. К 2023 году максимум потребления мощности составит 15 390 МВт, что соответствует среднегодовым темпам прироста за 2017 – 2023 годы 0,4 %.



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						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
$\mathcal{E}_{\text{ГОД}}$	млрд. кВт·ч	90,296	92,880	91,498	92,184	92,591	93,334	93,910	94,949	95,826
$P_{\text{МАХ СОВСТВ.}}$	МВт	14244	14978	14688	14805	14869	14953	15090	15250	15390
$T_{\text{МАХ ГОД}}$	час/год	6339	6201	6229	6227	6227	6242	6223	6226	6227
$P_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$	МВт	13421	13652	14335	14450	14512	14594	14728	14884	15021
$T_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$	час/год	6728	6803	6383	6380	6380	6395	6376	6379	6379

$P_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$  – 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 2017 – 2023 годов представлено на рисунке 3.2.

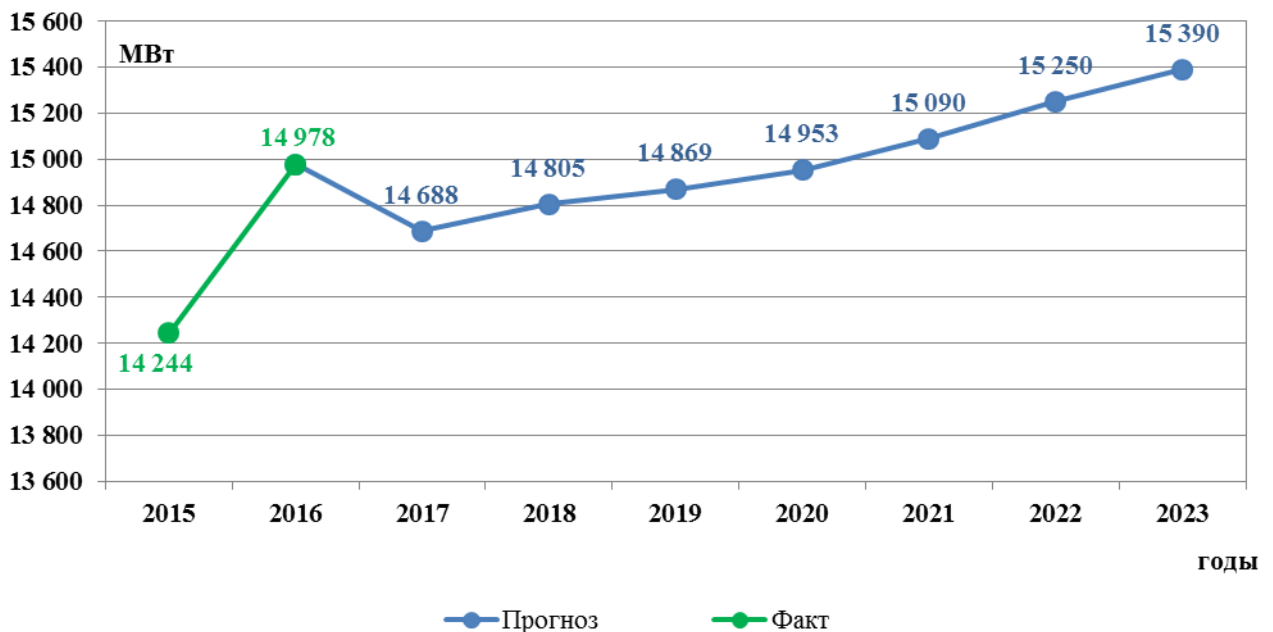


Рисунок 3.2 – Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Северо-Запада

### ОЭС Центра

В 2017 году доля ОЭС Центра в общем потреблении мощности ЕЭС России составит 24,2 %. К 2023 году этот показатель составит 23,9 %. В 2017 году собственный максимум потребления мощности региона прогнозируется на уровне 37 957 МВт. К 2023 году максимум потребления мощности достигнет 39 673 МВт. Среднегодовые приросты максимумов потребления мощности за 2017 – 2023 годы прогнозируются на уровне 1,0 %.

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						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Э <sub>ГОД</sub>	млрд. кВт·ч	231,767	237,276	234,660	236,333	238,742	241,184	243,580	245,828	248,537
Э <sub>ГОД БЕЗ УЧЕТА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ЗАРЯД ГАЭС</sub>	млрд. кВт·ч	229,187	234,696	232,08	233,75	235,60	237,25	239,65	241,90	244,61
Р <sub>МАХ СОБСТВ.</sub>	МВт	35970	37137	37957	38131	38349	38553	38886	39289	39673
T <sub>МАХ ГОД</sub>	час/год	6372	6320	6114	6130	6144	6154	6163	6157	6166
Р <sub>СОВМ. С ЕЭС</sub>	МВт	35970	35952	37502	37697	37924	38135	38474	38873	39262
T <sub>СОВМ. С ЕЭС</sub>	час/год	6372	6528	6189	6201	6213	6221	6229	6223	6230

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 2019 году.

На рисунке 3.3 приведено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Центра на период 2017 – 2023 годов.

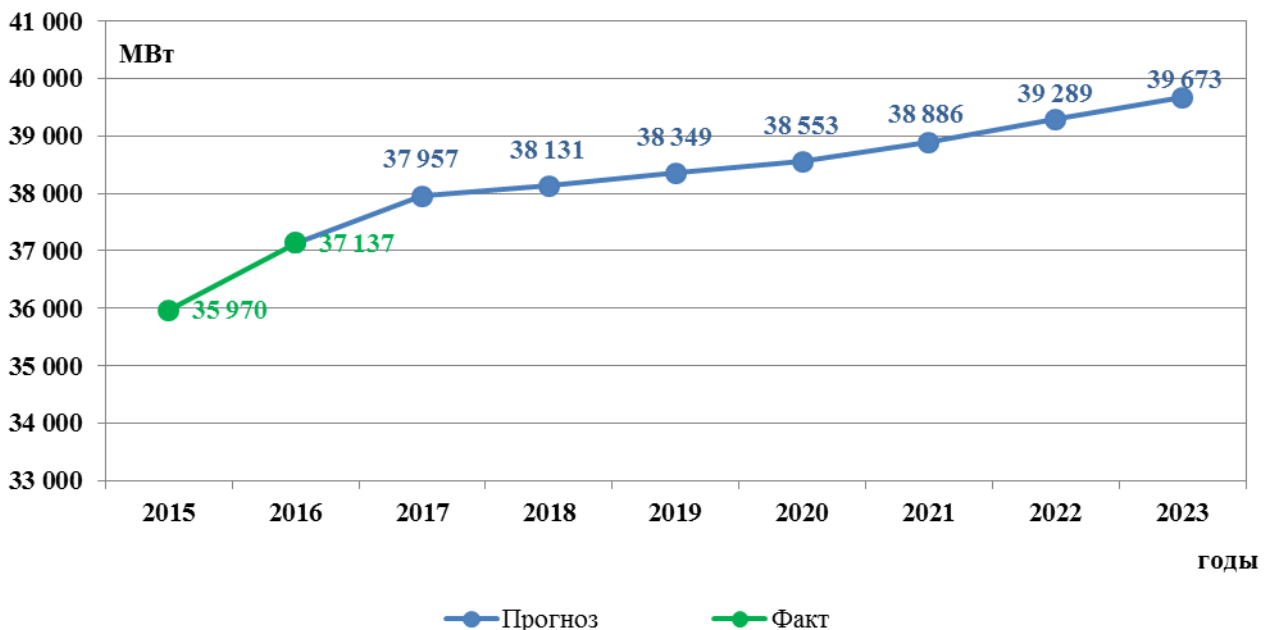


Рисунок 3.3 – Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Центра

#### ОЭС Средней Волги

Доля ОЭС Средней Волги в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2017 году оценивается в 10,8 %. К 2023 году ожидается ее снижение до 10,5 %. В 2017 году собственный максимум потребления мощности составит 16 855 МВт. К 2023 году максимум потребления мощности вырастет до 17 368 МВт при среднегодовых темпах прироста за 2017 – 2023 годы 0,3 %.

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						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
$\mathcal{E}_{\text{ГОД}}$	млрд. кВт·ч	104,244	106,270	104,700	105,201	105,569	106,350	106,936	107,745	108,482
$P_{\text{МАХ СОБСТВ.}}$	МВт	16474	16980	16855	16928	16978	17035	17161	17270	17368
$T_{\text{МАХ ГОД}}$	час/год	6328	6259	6212	6215	6218	6243	6231	6239	6246
$P_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$	МВт	16302	16774	16754	16826	16876	16933	17058	17166	17264
$T_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$	час/год	6395	6335	6249	6252	6256	6281	6269	6277	6284

На рисунке 3.4 приведено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Средней Волги на период 2017 – 2023 годов.

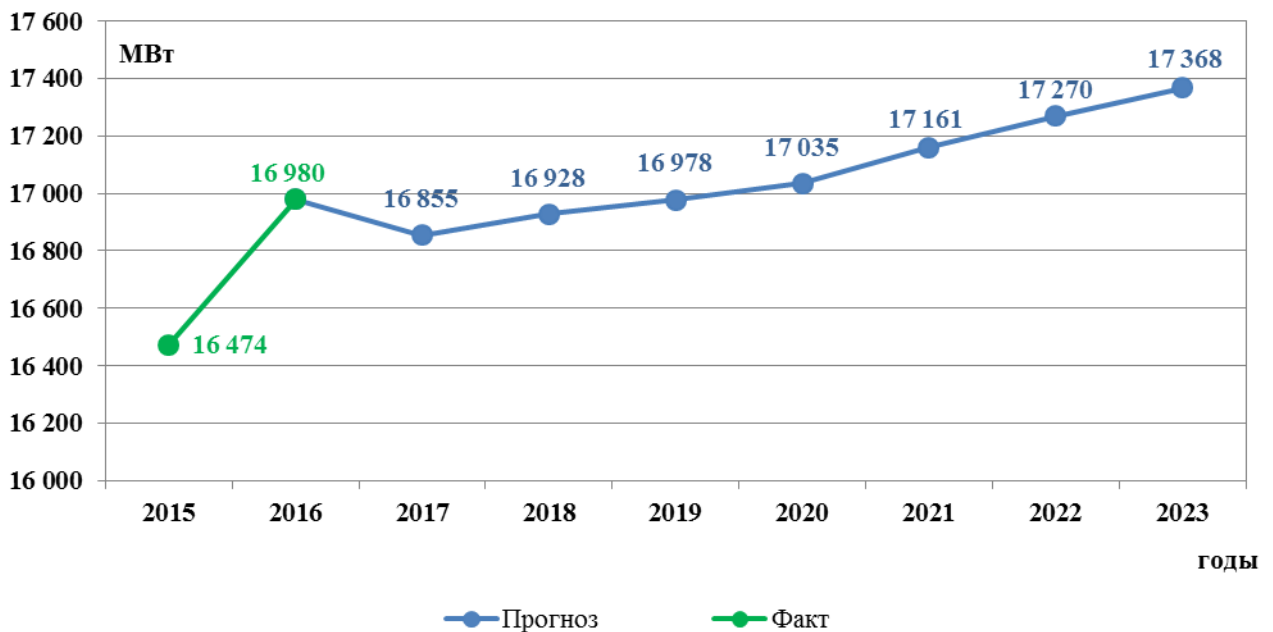


Рисунок 3.4 – Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Средней Волги

### ОЭС Юга

Доля ОЭС Юга в 2017 году составит порядка 10,0 % от общего максимального потребления мощности ЕЭС России. К 2023 году доля энергосистемы в максимуме ЕЭС России увеличится до 10,2 %. В 2017 году собственный максимум потребления мощности прогнозируется на уровне 16 137 МВт. К 2023 году максимум потребления мощности составит 17 545 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста нагрузки за 2017 – 2023 годы на уровне 2,3 %. Значительное увеличение доли и большие среднегодовые темпы прироста потребления мощности связаны с присоединением к ОЭС Юга энергосистемы Республики Крым и города 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						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Э <sub>ГОД</sub>	млрд. кВт·ч	87,882	90,703	96,813	98,535	100,445	102,061	103,310	104,918	106,336
Э <sub>ГОД БЕЗ УЧЕТА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ЗАРЯД ГАЭС</sub>	млрд. кВт·ч	87,882	90,671	96,733	98,393	100,303	101,919	103,168	104,776	106,194
P <sub>МАХ СОБСТВ.</sub>	МВт	14231	14967	16137	16426	16734	16922	17131	17401	17545
T <sub>МАХ ГОД</sub>	час/год	6175	6058	5994	5990	5994	6023	6022	6021	6053
P <sub>СОВМ. С ЕЭС</sub>	МВт	13459	14467	15459	15756	16056	16241	16446	16710	16853
T <sub>СОВМ. С ЕЭС</sub>	час/год	6530	6267	6257	6245	6247	6275	6273	6270	6301

Спрос на электрическую энергию в таблице 3.7 представлен без учета и с учетом потребления электрической энергии на заряд Зеленчукской ГЭС-ГАЭС, введенной 2016 году.

На рисунке 3.5 представлено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Юга на период 2017 – 2023 годов.

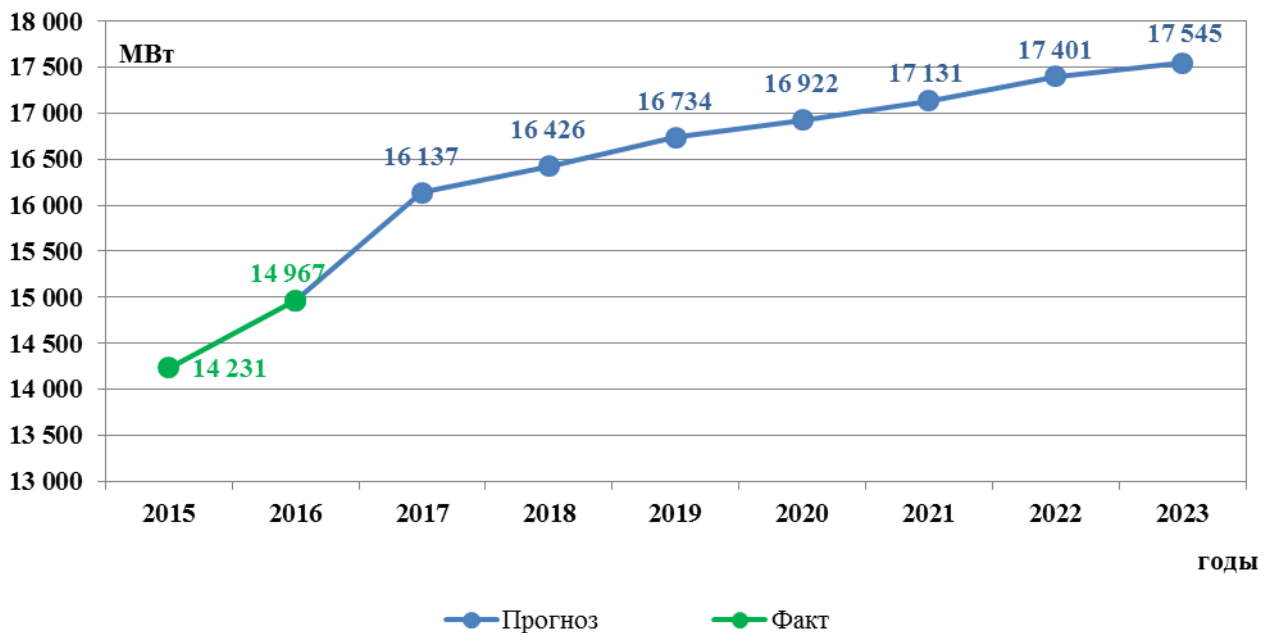


Рисунок 3.5 – Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Юга

#### ОЭС Урала

Доля ОЭС Урала в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2017 году составит 23,5 %, а к 2023 году этот показатель снизится до 23,2 %. Собственный максимум потребления мощности в 2017 году прогнозируется на уровне 36 870 МВт. К 2023 году этот показатель достигнет уровня 38 715 МВт при среднегодовых темпах прироста максимумов потребления за 2017 – 2023 годы 0,4 %.

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						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
$\mathcal{E}_{\text{ГОД}}$	млрд. кВт·ч	258,274	259,383	258,760	259,976	261,818	264,127	266,544	269,580	272,170
$P_{\text{МАХ СОБСТВ.}}$	МВт	36191	37575	36870	37093	37374	37586	37977	38373	38715
$T_{\text{МАХ ГОД}}$	час/год	7136	6903	7018	7009	7005	7027	7019	7025	7030
$P_{\text{СОБМ. С ЕЭС}}$	МВт	35304	37444	36354	36574	36865	37078	37450	37843	38188
$T_{\text{СОБМ. С ЕЭС}}$	час/год	7316	6927	7118	7108	7102	7124	7117	7124	7127

На рисунке 3.6 представлено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Урала на период 2017 – 2023 годов.

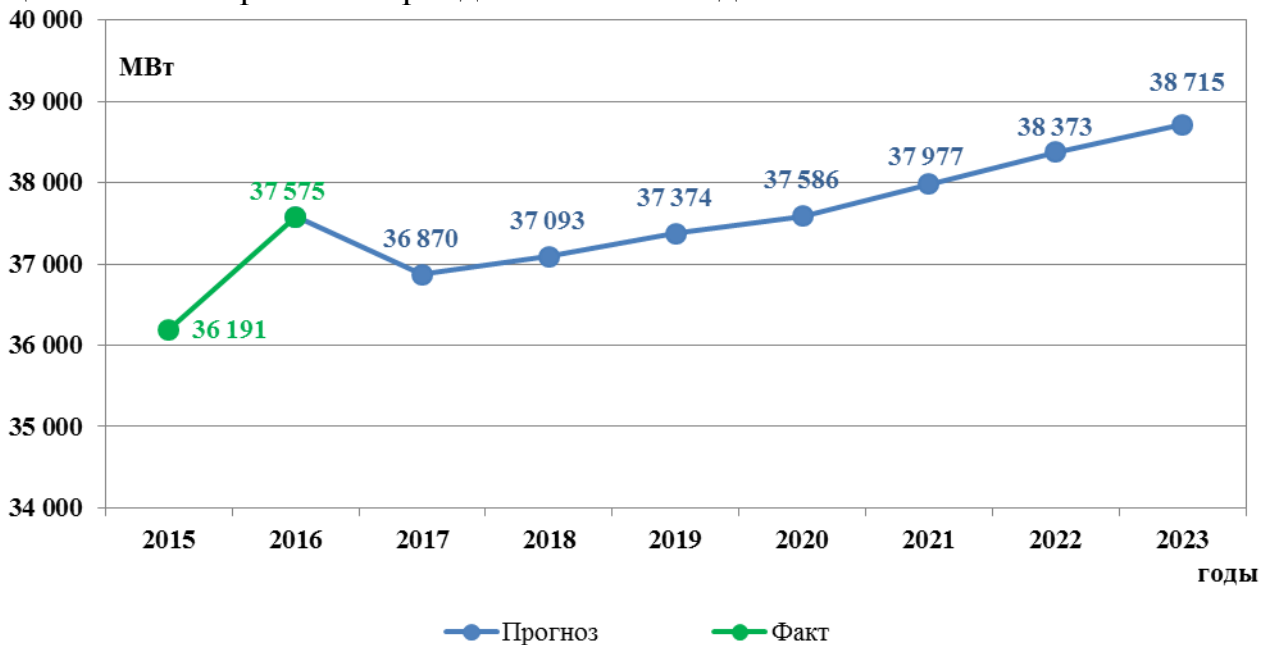


Рисунок 3.6 – Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Урала

### ОЭС Сибири

Доля ОЭС Сибири в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2017 году составит 18,8 %, и в 2023 году этот показатель повысится до 19,2%. Собственный максимум потребления мощности к 2017 году прогнозируется на уровне 30 657 МВт и к 2023 году – на уровне 33 361 МВт при среднегодовых темпах прироста максимумов потребления за 2017 – 2023 годы – 1,2 %.

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						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
$\Theta_{\text{ГОД}}$	млрд. кВт·ч	203,525	207,167	206,755	210,091	215,771	222,980	224,376	225,873	226,595
$P_{\text{МАХ СОБСТВ.}}$	МВт	29613	30688	30657	31131	31924	32801	33078	33221	33361
$T_{\text{МАХ ГОД}}$	час/год	6873	6751	6744	6749	6759	6798	6783	6799	6792
$P_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$	МВт	28474	28179	29063	29532	30289	31125	31393	31534	31671
$T_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$	час/год	7148	7352	7114	7114	7124	7164	7147	7163	7155

На рисунке 3.7 представлено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Сибири на период 2017 – 2023 годов.

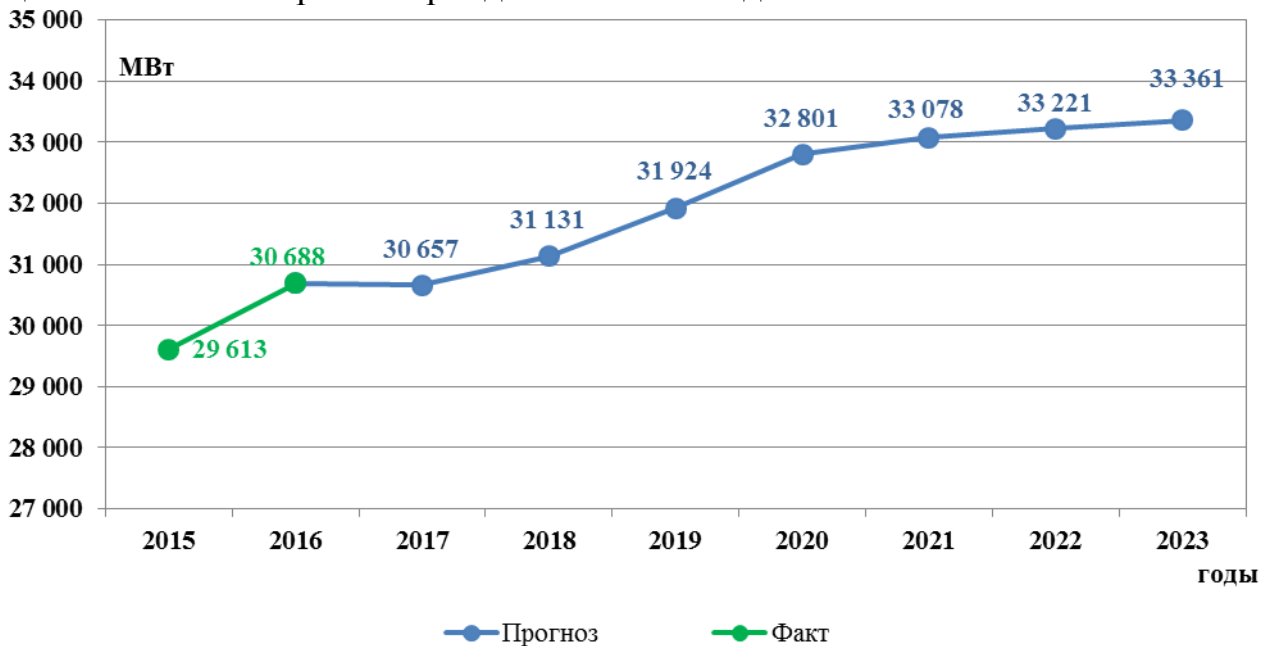


Рисунок 3.7 – Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Сибири

### ОЭС Востока

Доля ОЭС Востока в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2017 году составит порядка 3,4 %, а в 2023 году увеличится до 3,9 %. Собственный максимум потребления мощности ОЭС Востока в 2017 году прогнозируется на уровне 6 111 МВт, к 2023 году – 7 327 МВт, при этом среднегодовые темпы прироста максимума потребления за 2017 – 2023 годы составят 4,5 %. 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						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
$\Theta_{\text{ГОД}}$	млрд. кВт·ч	32,224	33,177	34,567	38,762	39,503	40,161	41,011	41,574	43,098
$P_{\text{МАХ СОБСТВ.}}$	МВт	5289	5388	6111	6541	6672	6758	6877	7028	7327
$T_{\text{МАХ ГОД}}$	час/год	6093	6158	5657	5926	5921	5943	5964	5915	5882
$P_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$	МВт	4446	4603	5282	5653	5767	5842	5948	6080	6339
$T_{\text{СОВМ. С ЕЭС}}$	час/год	7248	7208	6544	6857	6850	6875	6895	6838	6799

На рисунке 3.8 представлено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Востока на период 2017 – 2023 годов.

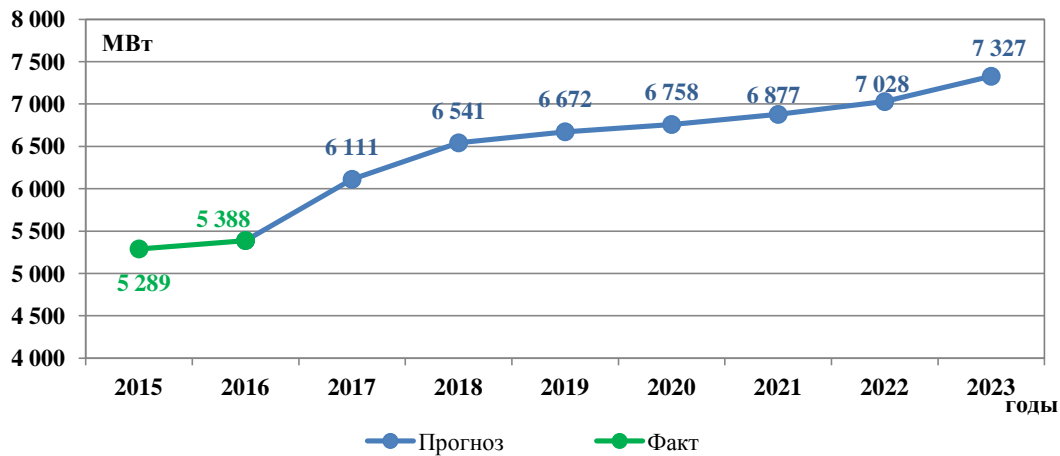


Рисунок 3.8 – Прогнозные значения собственного максимума потребления мощности ОЭС Востока

#### Выводы:

1. Максимальное потребление мощности ЕЭС России к 2023 году ожидается на уровне 164 598 МВт. За период 2017 – 2023 годов среднегодовые приросты нагрузки ЕЭС России составят около 1,2 %.

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

3. Наиболее интенсивный среднегодовой рост максимумов потребления мощности в период 2017 – 2023 годов будет наблюдаться в ОЭС, где предполагается присоединение новых территорий:

ОЭС Юга (присоединение энергосистемы Республики Крым и города Севастополь) - 2,3 %;

ОЭС Востока (присоединение Западного и Центрального энергорайонов Республики Саха (Якутия)) - 4,5 %.

4. Годовое число часов использования максимума потребления мощности по ЕЭС России в 2017 – 2023 годах будет изменяться незначительно в диапазоне 6624 – 6665 часов.

#### **4. Прогноз требуемого увеличения мощностей для удовлетворения спроса на электрическую энергию на период 2017 – 2023 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 2017 года составит 154 748 МВт и возрастет к 2023 году до 164 598 МВт, без учета ОЭС Востока – 149 466 МВт и 158 259 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 2017 года 3838 МВт/14,419 млрд. кВт·ч;

в 2018 году – 3438 МВт/ 13,199 млрд. кВт·ч;

в период 2019 - 2020 годов – 3338 МВт/ 12,039 млрд. кВт·ч;

в 2021 году – 3338 МВт/11,749 млрд. кВт·ч;

в 2022 году – 3338 МВт/11,549 млрд. кВт·ч;

в 2023 году – 3338 МВт/11,554 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 2023 года сохраняются традиционные направления экспортных поставок мощности и электрической энергии: в Финляндию (1300 МВт/4,1-4,4 млрд. кВт·ч), страны Балтии (400 МВт/1,6-2,1 млрд. кВт·ч), Монголию (250 МВт/ 0,4 млрд. кВт·ч). Кроме того, осуществляются экспортные поставки мощности и электрической энергии в рамках приграничной торговли с Финляндией (58 МВт/0,599 млрд. кВт·ч) и Норвегией (30 МВт/0,03 млрд. кВт·ч).

Экспортные поставки мощности и электрической энергии в Беларусь предусматриваются в объеме 500 МВт/2,0 млрд. кВт·ч в 2017 году, 200 МВт/1,0 млрд. кВт·ч в 2018 году, 100 МВт/0,03 млрд. кВт·ч в период 2019 – 2023 годов. Снижение 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 2017 году, 300 МВт/0,12 млрд. кВт·ч в период 2018–2023 годов, Южную Осетию - 40 МВт/0,15 млрд. кВт·ч в период 2017 - 2018 годов, 40 МВт/0,16 млрд. кВт·ч в



период 2019 - 2020 годов, 40 МВт/0,17 млрд. кВт·ч в период 2021 – 2022 годов, 40 МВт/0,18 млрд. кВт·ч в 2023 году.

Экспортные поставки в Казахстан в 2017 – 2023 годы планируются в объеме 360 МВт/1,2 млрд. кВт·ч. Из ОЭС Востока в рассматриваемый период предусматривается экспорт мощности и электрической энергии в Китай в объеме 500 МВт/3,3 млрд. кВт·ч.

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

Наименование	2016(факт)	2017		2018		2019		2020		2021		2022		2023	
	Мощность на час максимума ЕЭС	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность
	МВт	млрд. кВт·ч	МВт	млрд. кВт·ч	МВт	млрд. кВт·ч	МВт	млрд. кВт·ч	МВт	млрд. кВт·ч	МВт	млрд. кВт·ч	МВт	млрд. кВт·ч	МВт
<b>ЕЭС России, всего</b>	<b>2080*</b>	<b>14,419</b>	<b>3838</b>	<b>13,199</b>	<b>3438</b>	<b>12,039</b>	<b>3338</b>	<b>12,039</b>	<b>3338</b>	<b>11,749</b>	<b>3338</b>	<b>11,549</b>	<b>3338</b>	<b>11,554</b>	<b>3338</b>
<b>ОЭС Северо-Запада</b>	561**	7,129	1788	7,029	1788	6,829	1788	6,829	1788	6,529	1788	6,329	1788	6,329	1788
Финляндия (приграничный)	58	0,599	58	0,599	58	0,599	58	0,599	58	0,599	58	0,599	58	0,599	58
Норвегия (приграничный)	27	0,03	30	0,03	30	0,03	30	0,03	30	0,03	30	0,03	30	0,03	30
Финляндия	299	4,40	1300	4,40	1300	4,20	1300	4,20	1300	4,20	1300	4,10	1300	4,10	1300
Балтия	177	2,10	400	2,0	400	2,00	400	2,00	400	1,70	400	1,60	400	1,60	400
<b>ОЭС Центра</b>	258	2,0	500	1,0	200	0,03	100	0,03	100	0,03	100	0,03	100	0,03	100
Беларусь	258**	2,0	500	1,0	200	0,03	100	0,03	100	0,03	100	0,03	100	0,03	100
<b>ОЭС Средней Волги</b>	58	0,03	10	0,03	10	0,03	10	0,03	10	0,03	10	0,03	10	0,03	10
Казахстан	58	0,03	10	0,03	10	0,03	10	0,03	10	0,03	10	0,03	10	0,03	10
<b>ОЭС Юга</b>	54	0,42	450	0,30	350	0,31	350	0,31	350	0,32	350	0,32	350	0,325	350
Грузия	0	0,24	400	0,12	300	0,12	300	0,12	300	0,12	300	0,12	300	0,12	300
Азербайджан	19	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0
Южная Осетия	30	0,15	40	0,15	40	0,16	40	0,16	40	0,17	40	0,17	40	0,175	40
Казахстан	5	0,03	10	0,03	10	0,03	10	0,03	10	0,03	10	0,03	10	0,03	10
<b>ОЭС Урала</b>	0	1,03	290	1,03	290	1,03	290	1,03	290	1,03	290	1,03	290	1,03	290
Казахстан	0	1,03	290	1,03	290	1,03	290	1,03	290	1,03	290	1,03	290	1,03	290
<b>ОЭС Сибири</b>	597	0,51	300	0,51	300	0,51	300	0,51	300	0,51	300	0,51	300	0,51	300
Монголия	33	0,40	250	0,40	250	0,40	250	0,40	250	0,40	250	0,40	250	0,40	250
Казахстан	564	0,11	50	0,11	50	0,11	50	0,11	50	0,11	50	0,11	50	0,11	50
<b>ОЭС Востока</b>	118	3,30	500	3,30	500	3,30	500	3,30	500	3,30	500	3,30	500	3,30	500
Китай	118	3,30	500	3,30	500	3,30	500	3,30	500	3,30	500	3,30	500	3,30	500

\* – учтен экспорт мощности в энергосистему Украины (434 МВт), начиная с 2017 года экспорт мощности не учитывается;

\*\* – экспорт мощности из ОЭС Северо-Запада в энергосистему Республики Беларусь учтен в ОЭС Центра.

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

Нормативные значения резерва мощности приняты в соответствии с Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем, утверждёнными приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281 (далее – Методические рекомендации)

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 2017 года должна составить 25 118 МВт, на уровне 2023 года – 26 716 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 2017 – 2023 годов представлено в таблице 4.3 и на рисунке 4.1.

Таблица 4.3 - Спрос на мощность, МВт

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>ОЭС Северо-Запада</b>							
Совмещенный максимум потребления мощности	14335	14450	14512	14594	14728	14884	15021
Нормативный резерв	3069	3094	3118	3136	3166	3200	3229
Экспорт	1788	1788	1788	1788	1788	1788	1788
Спрос на мощность - всего	19192	19332	19418	19518	19682	19872	20038
<b>ОЭС Центра</b>							
Совмещенный максимум потребления мощности	37502	37697	37924	38135	38474	38873	39262
Нормативный резерв	6550	6599	6649	6690	6754	6826	6886
Экспорт	500	200	100	100	100	100	100
Спрос на мощность - всего	44552	44496	44673	44925	45328	45799	46248
<b>ОЭС Средней Волги</b>							
Совмещенный максимум	16754	16826	16876	16933	17058	17166	17264



	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Спрос на мощность - всего	34636	35167	36055	37037	37347	37508	37664
<b>ОЭС Востока на собственный максимум нагрузки</b>							
Максимум потребления мощности	6111	6541	6672	6758	6877	7028	7327
Нормативный резерв	1344	1439	1468	1487	1513	1546	1612
Экспорт	500	500	500	500	500	500	500
Спрос на мощность - всего	7955	8480	8640	8745	8890	9074	9439



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 2023 года не изменятся.

2. Абсолютная величина резерва мощности в ЕЭС России на уровне 2017 года должна составить 25 118 МВт, на уровне 2023 года – 26 716 МВт.

3. При прогнозируемом совмещенном максимуме потребления, нормативном расчетном резерве мощности и заданных объемах экспорта мощности спрос на мощность по ЕЭС России увеличится с ожидаемых 183704 МВт в 2017 году до 194652 МВт на уровне 2023 года.

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

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 2017 – 2023 годы сформирована с учетом вводов нового генерирующего оборудования в период 2017 – 2023 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 2016 году;
- обязательствами производителей электрической энергии, мощность которых была отобрана по результатам конкурентного отбора мощности до 2020 года;
- приказами Минэнерго России о выводе объекта генерации из эксплуатации;
- предложениями производителей электрической энергии (ноябрь-декабрь 2016 года).

Запланированные объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России на 2017 – 2023 годы составляют 7726,6 МВт. На атомных электростанциях (АЭС) планируется вывести из эксплуатации 3000 МВт (два первых энергоблока на Ленинградской АЭС (2x1000 МВт) в ОЭС Северо-Запада, первый энергоблок на Курской АЭС (1000 МВт) в ОЭС Центра); на тепловых электростанциях (ТЭС) – 4726,6 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

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Всего за 2017-2023
ЕЭС России, всего	1422,4	1770,0	630,0	2904,2		1000,0		7726,6
АЭС		1000,0		1000,0		1000,0		3000,0
ТЭС	1422,4	770,0	630,0	1904,2				4726,6
ОЭС Северо-Запада, всего	147,5	1000,0		1018,0				2165,5
АЭС		1000,0		1000,0				2000,0
ТЭС	147,5			18,0				165,5
ОЭС Центра, всего	523,8		600,0	1235,0		1000,0		3358,8
АЭС						1000,0		1000,0
ТЭС	523,8		600,0	1235,0				2358,8
ОЭС Средней Волги, всего	41,0	36,0		305,7				382,7
ТЭС	41,0	36,0		305,7				382,7
ОЭС Юга, всего	81,0	50,0		25,0				156,0
ТЭС	81,0	50,0		25,0				156,0

ОЭС Урала, всего	391,1	643,0		181,5			1215,6
ТЭС	391,1	643,0		181,5			1215,6
ОЭС Сибири, всего	238,0			72,0			310,0
ТЭС	238,0			72,0			310,0
ОЭС Востока, всего		41,0	30,0	67,0			138,0
ТЭС		41,0	30,0	67,0			138,0

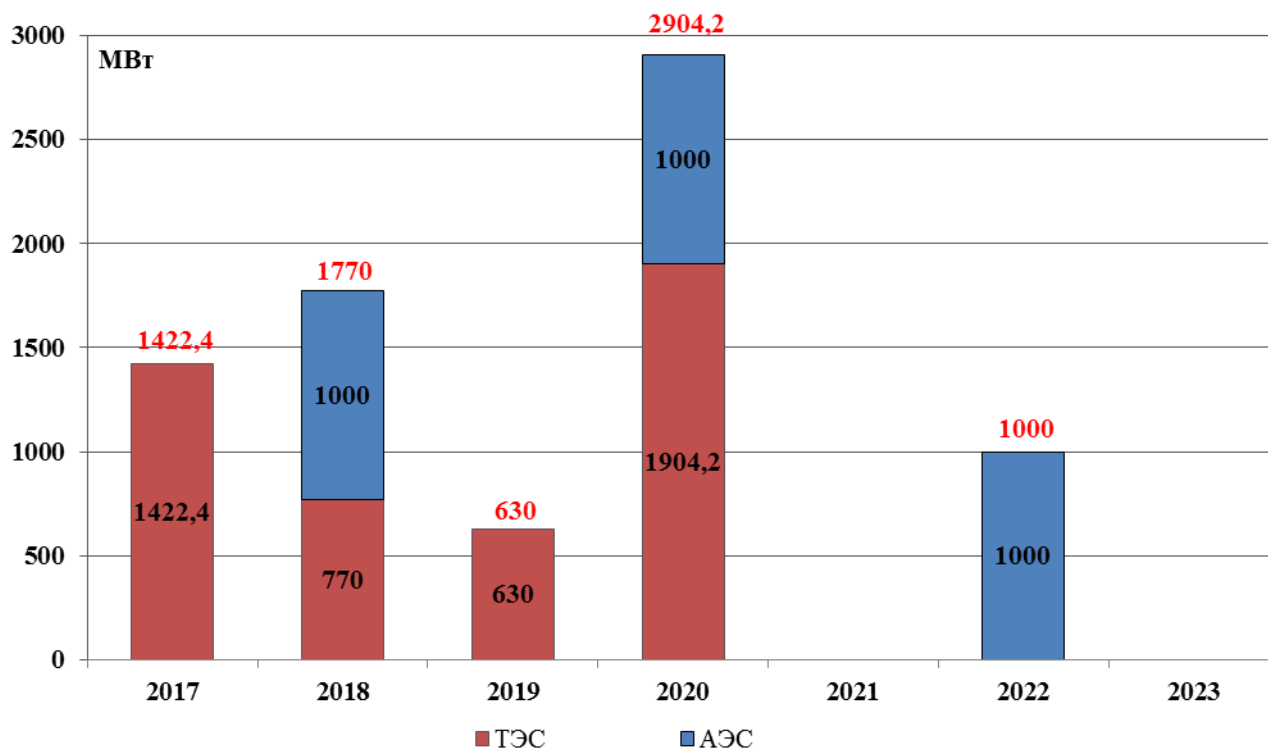


Рисунок 5.1 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России в 2017 – 2023 годы

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

В 2016 году на электростанциях ЕЭС России было введено в эксплуатацию 4260,78 МВт генерирующих мощностей. Перечень вводов генерирующих мощностей в 2016 году приведен в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Вводы мощности на электростанциях ЕЭС России в 2016 году

Электростанции	Станционный номер	Марка турбины	Установленная мощность, МВт
ОЭС Северо-Запада			609,257
ДЭС <sup>1</sup> Сивая Маска	№5	ДГУ LIS-1250	1,0
ДЭС Сивая Маска	№6	Д-65А-П	0,04
ДЭС Елецкая	№4	Caterpillar C32	0,8
МГТЭС <sup>2</sup> Правобережная	№1	FT-8 MobilPac	22,5

Электростанции	Станционный номер	Марка турбины	Установленная мощность, МВт
Юго-Западная ТЭЦ	№2	ПГУ <sup>3</sup>	275,0
Усинская ТЭЦ	№1-4	ПС-90ГП-25ПА	100,0
Тихвинская ТЭЦ	№1-6	Wartsila 18V50SG	109,92
ЭС-1 Центральная ТЭЦ	№1	SGT-800	50,0
ЭС-1 Центральная ТЭЦ	№2	SGT-800	50,0
ОЭС Центра			1314,42
Нововоронежская АЭС	№6	К-1200-6,8/50	1195,4
Дягилевская ТЭЦ	№1	ПГУ	119,02
ОЭС Средней Волги			110
Нижнекамская ТЭЦ-2	№7	К-110-1,6	110
ОЭС Юга			494,6
Новочеркасская ГРЭС <sup>4</sup>	№9	К-330-23,56	324
Зарагижская ГЭС <sup>5</sup>	№1-3	HL-LJ-175	30,6
Зеленчукская ГАЭС <sup>6</sup>	№1-2	ОРО 230-В-221	140
ОЭС Урала			1571,5
Челябинская ГРЭС	№2	ПГУ	247,5
Троицкая ГРЭС	№10	GLN 660-24,2/566/566	660,0
Академическая ТЭЦ	№1	ПГУ	222,0
Ново-Салаватская ПГУ	№1	ПГУ	432,0
Бугульчанская СЭС <sup>7</sup> (2,3 оч)		ФЭСМ	10,0
ОЭС Сибири			161,0
Шингинская ГТЭС <sup>8</sup>	№1-4	ГТА-6РМ	24,0
Усть-Канская СЭС		ФЭСМ	5,0
КЭС Кокс	№1-2	К-6-1,2	12,0
Омская ТЭЦ-3	№10	Т-120/130-12,8	120,0
ЕЭС России, всего			4260,78

- Примечание:
- <sup>1</sup> ДЭС – дизельная электростанция
  - <sup>2</sup> МГТЭС – мобильная газотурбинная электростанция
  - <sup>3</sup> ПГУ – парогазовая установка
  - <sup>4</sup> ГРЭС – государственная районная электростанция
  - <sup>5</sup> ГЭС – гидроэлектростанция
  - <sup>6</sup> ГАЭС – гидроаккумулирующая электростанция
  - <sup>7</sup> СЭС – солнечная электростанция
  - <sup>8</sup> ГТЭС – газотурбинная электростанция

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 2020 года.

Вводы новых генерирующих мощностей (с высокой вероятностью реализации) на электростанциях ЕЭС России в период 2017 – 2023 годов предусматриваются в объеме 18895,8 МВт, в том числе на АЭС – 8361,8 МВт, на ГЭС – 743,7 МВт, на ГАЭС – 840 МВт, на ТЭС – 7075,3 МВт и на ВИЭ – 1875 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России в период 2017 – 2023 годов представлены в таблице 5.3 и на рисунке 5.2.

Таблица 5.3 – Вводы генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации на электростанциях ОЭС и ЕЭС России, МВт

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Всего за 2017-2023
<b>ЕЭС России - всего</b>	7198,1	3968,3	1906,8	1558,8	565	1250	2448,8	18895,8
АЭС	2268,8	1195,4		1198,8		1250	2448,8	8361,8
ГЭС	321,2	20,7	401,8					743,7
ГАЭС			840					840
ТЭС	3898,1	2317,2	195	100	565			7075,3
ВИЭ	710	435	470	260				1875
<b>ОЭС Северо-Запада - всего</b>	1273,8	768	244,8	1198,8			1198,8	4684,2
АЭС	1198,8			1198,8			1198,8	3596,4
ГЭС			49,8					49,8
ТЭС	75	768	195					1038
<b>ОЭС Центра - всего</b>	600	1448,4	840			1250	1250	5388,4
АЭС		1195,4				1250	1250	3695,4
ГАЭС			840					840
ТЭС	585	253						838
ВИЭ	15							15
<b>ОЭС Средней Волги - всего</b>	573,6	270		50				893,6
ТЭС	413,6	230		50				693,6
ВИЭ	160	40						200
<b>ОЭС Юга - всего</b>	1939,7	1050,7	602	260				3852,4
АЭС	1070							1070
ГЭС	1,2	20,7	352					373,9
ТЭС	492,5	830						1322,5
ВИЭ	376	200	250	260				1086
<b>ОЭС Урала - всего</b>	2196,5	101,2	170					2467,7
ТЭС	2072,5	11,2						2083,7
ВИЭ	124	90	170					384
<b>ОЭС Сибири - всего</b>	35	330	50	50				465

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Всего за 2017-2023
ТЭС		225		50				275
ВИЭ	35	105	50					190
ОЭС Востока - всего	579,5				565			1144,5
ГЭС	320							320
ТЭС	259,5				565			824,5

Наиболее значительный объем вводов генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации до 2023 года планируется в ОЭС Центра (5388,4 МВт) и ОЭС Северо-Запада (4684,2 МВт).

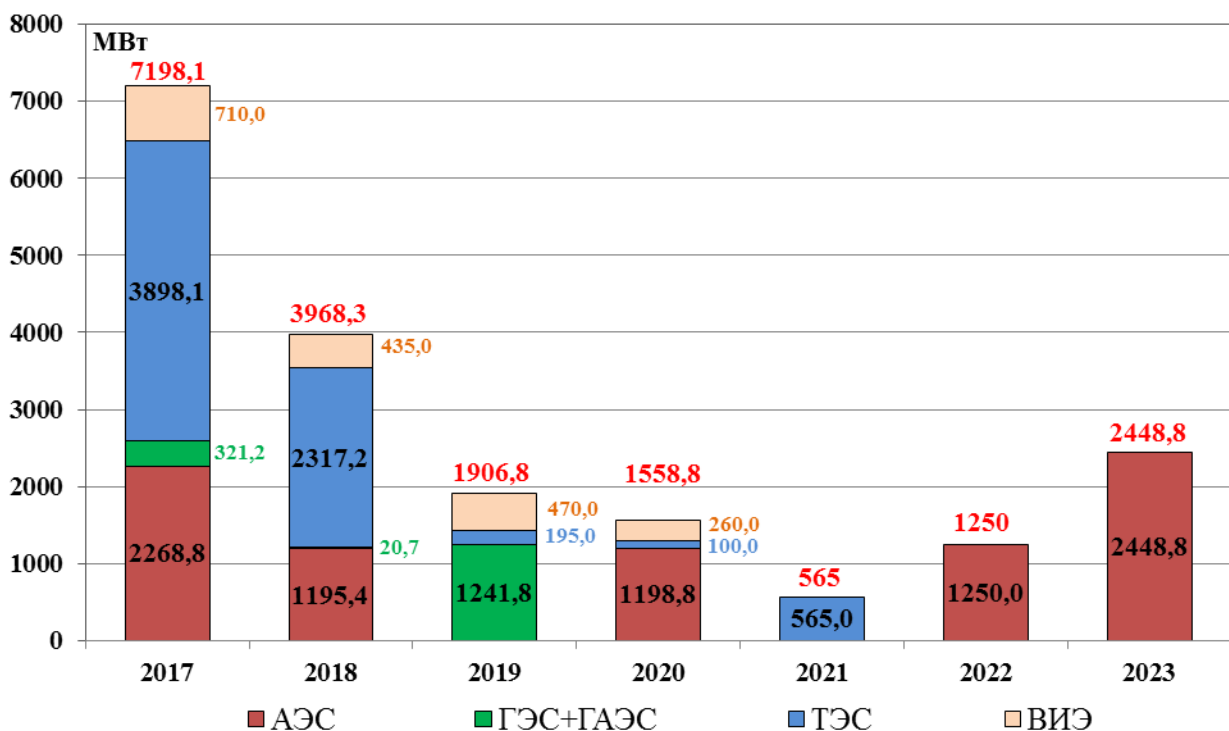


Рисунок 5.2 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России на период 2017–2023 годов

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

Развитие атомной энергетики в период 2017 – 2023 годов предусматривается на существующих и новых площадках:

ОЭС Северо-Запада – Ленинградская АЭС-2 (новые энергоблоки Ленинградской АЭС) в Ленинградской области с вводом первых трех энергоблоков типа ВВЭР-1200 мощностью по 1198,8 МВт каждый в 2017, 2020 и 2023 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 (новые энергоблоки Нововоронежской АЭС) в Воронежской области с вводом второго энергоблока типа ВВЭР-1200 мощностью 1195,4 МВт в 2018 году и Курская АЭС-2 в Курской области с вводом первых двух энергоблоков типа ВВЭР мощностью 1250 МВт в 2022 и 2023 годах;

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

Вводы генерирующих мощностей на ГЭС в ЕЭС России в период 2017–2023 годов предусматриваются в объеме 743,7 МВт. В ОЭС Востока планируется завершение строительства Нижне-Бурейской ГЭС с вводом четырех гидроагрегатов (4x80 МВт) в 2017 году, в ОЭС Юга – Зарамагской ГЭС-1 с вводом двух гидроагрегатов (2x171 МВт) в 2019 году.

В ОЭС Юга в период 2017–2019 годов предполагается ввод в эксплуатацию генерирующих объектов установленной мощностью 31,9 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 2019 года предусматривается завершение строительства Загорской ГАЭС-2 в энергосистеме города Москвы и Московской области в ОЭС Центра (4x210 МВт в 2019 году).

В рассматриваемый перспективный период до 2023 года предусматривается ввод в эксплуатацию новых крупных энергоблоков (единичной мощностью выше 200 МВт) с использованием парогазовых технологий с высокой вероятностью ввода в эксплуатацию:

в ОЭС Центра: на Хуадянь-Тенинской ТЭЦ (Ярославской ТЭС) (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 ОЭС Урала: на Пермской ГРЭС (ПГУ-800), Челябинской ГРЭС (ПГУ-247,5(Т)), Уфимской ТЭЦ-5 (Затонской ТЭЦ) (2xПГУ-210(Т)).

Развитие возобновляемых источников энергии предусматривается за счет строительства ветровых (ВЭС, 801 МВт в рассматриваемый перспективный период) и солнечных электростанций (СЭС, 1074 МВт). Строительство ВЭС планируется в ОЭС Средней Волги (80 МВт), ОЭС Юга (691 МВт) и ОЭС Урала (30 МВт). Наибольший объем сооружения СЭС предусматривается в ОЭС Юга (395 МВт) и в ОЭС Урала (354 МВт). В период до 2019 года на СЭС в ОЭС Центра планируется ввести в эксплуатацию 15 МВт, в ОЭС Сибири – 190 МВт, в ОЭС Средней Волги – 120 МВт.

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. Завершение присоединения Западного энергорайона Республики Саха (Якутия) к ЕЭС России планируется к середине 2017 года, Центрального энергорайона Республики Саха (Якутия) в 2018 году.

При формировании балансов мощности и электрической энергии Западный



	2016 факт	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>ОЭС Средней Волги</b>	27003,2	27582,4	27754,4	27760,4	27512,2	27512,2	27512,2	27512,2
АЭС	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ГЭС	6938,0	6971,0	6998,0	7004,0	7011,5	7011,5	7011,5	7011,5
ТЭС	15993,2	16379,4	16484,4	16484,4	16228,7	16228,7	16228,7	16228,7
ВИЭ		160,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
<b>ОЭС Юга</b>	20601,6	23399,2	24399,9	25001,9	25236,9	25236,9	25236,9	25236,9
АЭС	3000,0	4070,0	4070,0	4070,0	4070,0	4070,0	4070,0	4070,0
ГЭС	5791,2	5802,9	5823,6	6175,6	6175,6	6175,6	6175,6	6175,6
ГАЭС	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0
ТЭС	11667,1	12617,9	13397,9	13397,9	13372,9	13372,9	13372,9	13372,9
ВИЭ	3,4	768,4	968,4	1218,4	1478,4	1478,4	1478,4	1478,4
<b>ОЭС Урала</b>	51131,7	53122,4	52717,2	52947,8	52781,3	52781,3	52781,3	52781,3
АЭС	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0
ГЭС	1856,2	1856,2	1871,2	1919,8	1934,8	1934,8	1934,8	1934,8
ТЭС	47733,3	49600,0	49089,8	49101,8	48920,3	48920,3	48920,3	48920,3
ВИЭ	57,2	181,2	271,2	441,2	441,2	441,2	441,2	441,2
<b>ОЭС Сибири</b>	51969,8	51771,8	52121,7	52176,7	52184,7	52184,7	52184,7	52184,7
ГЭС	25281,4	25286,4	25291,4	25296,4	25301,4	25301,4	25301,4	25301,4
ТЭС	26668,2	26430,2	26670,1	26670,1	26673,1	26673,1	26673,1	26673,1
ВИЭ	20,2	55,2	160,2	210,2	210,2	210,2	210,2	210,2
<b>ОЭС Востока</b>	9186,5	10775,7	11387,8	11357,8	11290,8	11855,8	11855,8	11855,8
ГЭС	3340,0	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	5846,5	6158,2	6770,3	6740,3	6673,3	7238,3	7238,3	7238,3

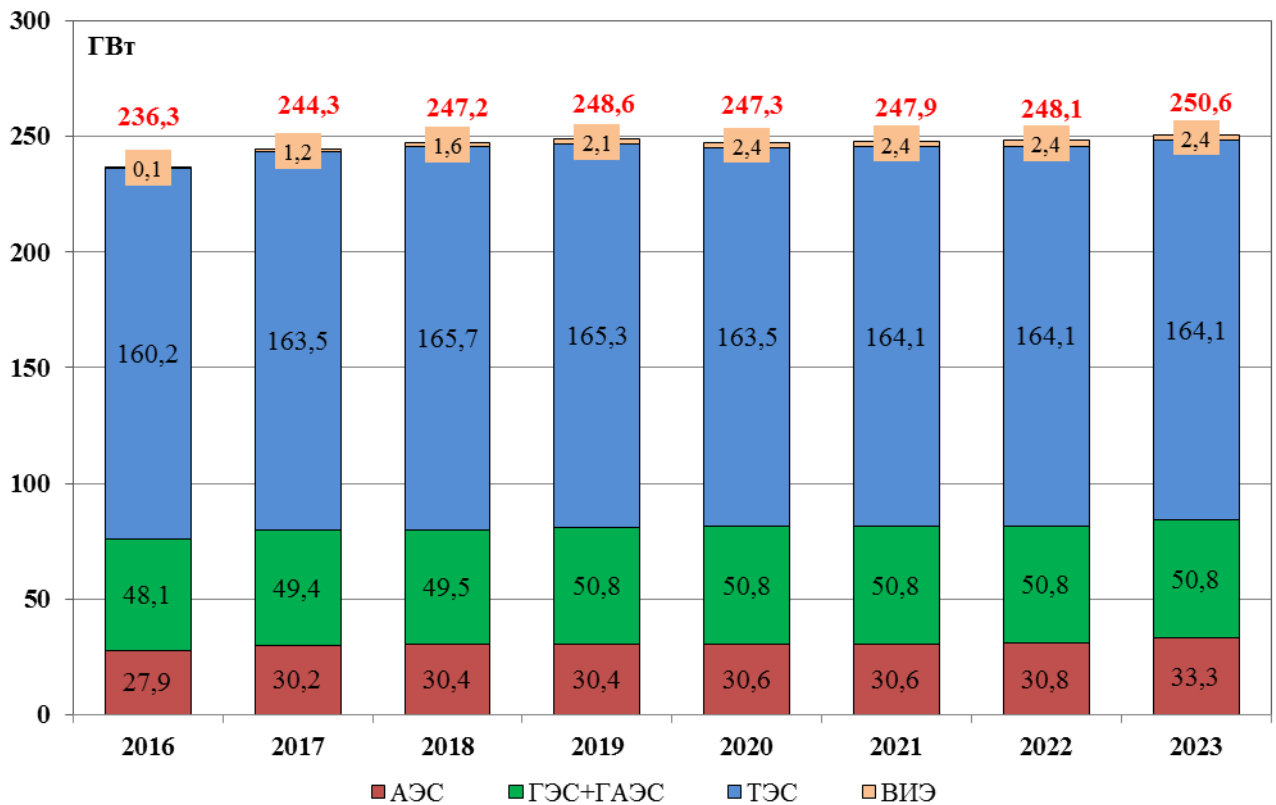


Рисунок 5.3 – Установленная мощность на электростанциях ЕЭС России

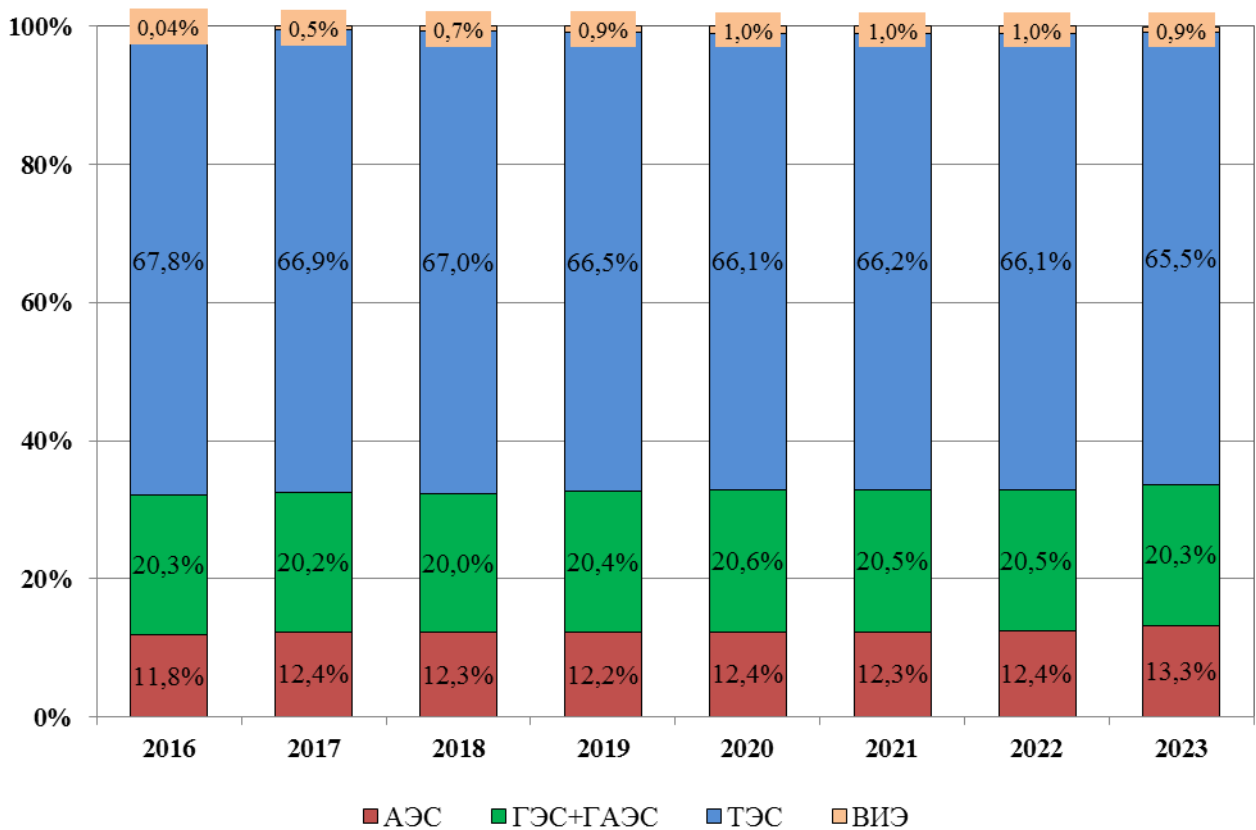


Рисунок 5.4 – Структура установленной мощности на электростанциях ЕЭС России

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

### 5.1.1. 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 2016 года максимум потребления Юго-западного энергорайона составил 1144 МВт при температуре наружного воздуха 28<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 Афипский НПЗ – Кирилловская с отпайками;

ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – Славянская,

а также ВЛ 110 кВ, не входящим в указанное контролируемое сечение.

Прогнозируемое потребление мощности Юго-Западного энергорайона энергосистемы Краснодарского края для ПЭВТ в рассматриваемый период увеличится на 464 МВт с 1144 до 1608 МВт (с 2016 по 2023 год).

Основные показатели баланса мощности Юго-западного энергорайона для ПЭВТ на перспективу до 2023 года приведены в таблице 5.5.

При определении максимально допустимых перетоков в контролируемом сечении «Юго-Запад» на 2017 – 2023 годы учтен 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 5.5 – Баланс мощности Юго-Западного энергорайона энергосистемы Краснодарского края на 2017 – 2023 годы для ПЭВТ, (МВт)

Показатель	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Потребление мощности	1267	1386	1492	1538	1553	1600	1608
Переток мощности в Крымскую энергосистему	765	805	500	540	580	600	630
Доступная мощность электростанций	48	48	48	48	48	48	48
Требуемый переток по сечению «Юго-Запад»	<b>1984</b>	<b>2143</b>	<b>1944</b>	<b>2030</b>	<b>2085</b>	<b>2152</b>	<b>2190</b>
Максимально допустимый переток (далее – МДП) в сечении «Юго-Запад» в нормальной схеме	1930	2300	2300	2300	2300	2300	2300
Запас по пропускной способности сечения «Юго-Запад» в нормальной схеме	<b>-54</b>	<b>157</b>	<b>356</b>	<b>270</b>	<b>215</b>	<b>148</b>	<b>110</b>
МДП в сечении «Юго-Запад» в ремонтной схеме	890	1620	1620	1620	1620	1620	1620
Запас по пропускной способности сечения «Юго-Запад» в единичной ремонтной схеме	<b>-1094</b>	<b>-523</b>	<b>-324</b>	<b>-410</b>	<b>-465</b>	<b>-532</b>	<b>-570</b>

Анализ баланса мощности Юго-Западного энергорайона энергосистемы Краснодарского края на 2017 - 2023 годы показывает, что при прогнозируемом росте потребления мощности указанного энергорайона до 1608 МВт в 2023 году будет иметь место непокрываемый дефицит активной мощности в нормальной схеме в 2017 году и единичной ремонтной схеме во всех годах рассматриваемого периода.

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

Величина дефицита мощности в единичной ремонтной схеме на этапе 2020-2023 годов прогнозируется в объеме 410 – 570 МВт, что выше величины максимального дефицита мощности в аналогичной схемно-режимной ситуации, прогнозировавшийся в 2022 году в утвержденной приказом Минэнерго России от 01.03.2016 № 147 Схеме и программе развития ЕЭС России на 2016–2022 годы (493 МВт). Указанное увеличение обусловлено, в первую очередь, поступлением

от ФКУ «Ространсmodernизация» в ноябре 2016 года заявки на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Кубаньэнерго» энергопринимающих устройств сухогрузного морского порта «Тамань».

В целях обеспечения покрытия вышеуказанного дефицита дополнительно требуется строительство в Юго-Западном энергорайоне энергосистемы Краснодарского края тепловой электростанции с располагаемой мощностью при температуре наружного воздуха  $+35,5^{\circ}\text{C}$  410 МВт на этапе 2020 года и 570 МВт на этапе 2023 года с единичной установленной мощностью энергоблока не более 230 МВт.

Величина установленной мощности электростанция, требуемая на этапе 2023 года, может быть скорректирована в случае изменения планов потребителей по технологическому присоединению к электрическим сетям или строительства дополнительных объектов генерации в смежной энергосистеме.

## **5.2. Территории ЕЭС России, на которых необходимо сооружение генерирующих объектов с обязательным соблюдением сроков, запланированных собственниками генерирующих объектов**

### **5.2.1. Энергосистема Республики Крым и г. Севастополь**

Энергосистема Республики Крым и города Севастополь имеет электрические связи с ОЭС Юга (энергосистема Краснодарского края) и ОЭС Украины.

С энергосистемой Краснодарского края (энергомост «Кубань-Крым»):

- три КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа;
- КВЛ 220 кВ Тамань – Камыш-Бурун.

Электрические связи с ОЭС Украины в настоящее время отключены.

Собственный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и города Севастополь в 2016 году составил 1335 МВт при температуре наружного воздуха  $-3,6^{\circ}\text{C}$ . К 2023 году максимум потребления мощности увеличится по сравнению с 2016 годом на 275 МВт и составит 1 610 МВт.

Установленная мощность электростанций энергосистемы на 01.01.2017 составляет 920,33 МВт, при этом более 40% составляют электростанции на возобновляемых источниках энергии (СЭС и ВЭС), нагрузка которых в часы вечернего максимума потребления мощности не гарантирована (ВЭС) или отсутствует (СЭС). При определении перспективной установленной мощности электростанций энергосистемы учтен планируемый ввод мобильной ГТУ установленной мощностью 22,5 МВт на Западно-Крымской МГТЭС.

В декабре 2017 года предполагается ввод в эксплуатацию ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань с установкой на ПС 500 кВ Тамань третьего АТ 500/220 кВ мощностью  $3 \times 167$  МВА и ШР 500 кВ ( $3 \times 60$  Мвар), что позволит повысить максимально (аварийно) допустимый переток в сечении Кубань-Крым до 860 МВт. В 2017–2018 годах на территории энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь предполагается ввод в работу двух ПГУ установленной мощностью по 235 МВт каждый на Симферопольской ПГУ-ТЭС и двух ПГУ установленной



мощностью по 235 МВт каждый на Севастопольской ПГУ-ТЭС.

В таблице 5.6 представлен анализ баланса мощности в случае переноса срока ввода генерирующих объектов на Симферопольской ПГУ-ТЭС и Севастопольской ПГУ-ТЭС на 2019 год.

Таблица 5.6. Баланс мощности энергосистемы Республики Крым и города Севастополь для условий зимнего максимума потребления мощности при температуре ПЭВТ на 2017-2018 годы

	Зима	
	2017	2018
Потребление мощности	1408	1440
Установленная мощность, в т.ч.:	942,8	942,8
Генерация, в т.ч.:	500	500
ТЭС	195	195
Мобильные ГТЭС	305	315
СЭС, ВЭС	0	0
Расчетное сальдо (потребление - генерация)	908	940
А/МДП по энергомоству Кубань-Крым	860	860
Запас по пропускной способности по энергомоству Кубань-Крым (дефицит (-) / избыток (+))	-48	-80
Запас по пропускной способности по энергомоству Кубань-Крым при аварийном отключении турбогенератора 50 МВт (дефицит (-) / избыток (+))	-98	-130

Анализ режимно-балансовой ситуации показывает, что в случае переноса сроков ввода генерирующих объектов на Севастопольской ПГУ-ТЭС и Симферопольской ПГУ-ТЭС на 2019 год в осенне-зимний период 2017 и 2018 годов возможно превышение максимально допустимого перетока по энергомоству Кубань-Крым, для исключения которого необходим ввод графиков аварийного ограничения потребителей электрической энергии (мощности) в объеме до 98 МВт в осенне-зимний период 2017 года и до 130 МВт в осенне-зимний период 2018 года. Обеспечение покрытия вышеуказанного дефицита мощности возможно за счет сооружения тепловой электростанции, обеспечивающей возможность базового режима работы, установленной мощностью не менее 90-100 МВт в 2017 году и не менее 120-130 МВт в 2018 году с присоединением ее схемы выдачи мощности к электросетевым объектам энергосистемы Республики Крым и города Севастополь, расположенным западнее 34°30' восточной долготы.

### 5.2.2. Юго-восточная часть ОЭС Юга

Более 95 % установленной мощности электростанций на территории юго-восточной части ОЭС Юга составляют ГЭС, загрузка и длительность работы которых зависит от запасов гидроресурсов. В остальной части ОЭС Юга основную часть генерирующих источников составляют тепловые электростанции.

Электроснабжение потребителей Республики Дагестан, Чеченской Республики, Республики Ингушетия, Республики Северная Осетия – Алания, Республики Кабардино-Балкария осуществляется по ВЛ, входящим в

контролируемое сечение «Терек», состоящее из следующих линий электропередачи:

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

Максимально допустимый переток в контролируемом сечении «Терек» составляет:

- в нормальной схеме электрической сети – 1300 МВт;
- в схеме отключенного состояния ВЛ 330 кВ Баксан – Нальчик – 690 МВт.

В 2017 году ПАО «ФСК ЕЭС» предполагается ввод в работу ВЛ 500 кВ Невинномысск – Моздок (Алания). Ввод данной ВЛ увеличивает пропускную способность в сечении «Терек» до 1690 МВт в нормальной схеме и до 1290 МВт в ремонтной схеме (в схеме отключенного состояния ВЛ 500 кВ Невинномысск – Моздок (Алания)).

В рассматриваемый период предполагается экспорт мощности в энергосистему Южной Осетии в объеме 40 МВт.

Юго-восточная часть ОЭС Юга является дефицитной на протяжении всего рассматриваемого периода. Для прохождения максимума потребления мощности требуется использование резервов мощности ГЭС, объем и возможность продолжительной реализации которых существенно ограничены вследствие недостаточности гидроресурсов на длительном интервале времени, с последующим вводом графиков аварийного ограничения режима потребления.

Строительство ВЛ 500 кВ Невинномысск – Моздок (Алания) не позволит полностью исключить дефицит мощности как в нормальной, так и в единичной ремонтной/послеаварийной схемах. Повышение надежности электроснабжения потребителей юго-восточной части ОЭС Юга возможно за счет сооружения тепловой электростанции, обеспечивающей возможность базового режима работы.

В утвержденных схемах и программах развития ЕЭС России на 2012–2018, 2013–2019, 2014–2020 годы юго-восточная часть ОЭС Юга включалась в перечень территорий ЕЭС России, на которых необходимо сооружение генерирующих объектов, отсутствующих в планах каких-либо собственников генерирующих объектов. После выхода распоряжения Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2015 года №238-р «О переносе строительства генерирующих объектов из Краснодарского края в Чеченскую Республику», предусматривающего сооружение в г. Грозный двух энергоблоков ТЭС со сроками ввода до 30.06.2018 и 31.12.2018 соответственно, юго-восточная часть ОЭС Юга была исключена из перечня таких территорий ЕЭС России.

Анализ режимно-балансовой ситуации в юго-восточной части ОЭС Юга показывает необходимость реализации существующих планов по строительству Грозненской ТЭС в установленные сроки.

**Выводы:**

1. Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 2017–2023 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 2017–2023 годы составляют 7726,6 МВт, в том числе на АЭС – 3000 МВт, ТЭС – 4726,6 МВт.

3. Вводы новых генерирующих мощностей (с высокой вероятностью реализации) на электростанциях ЕЭС России в период 2017–2023 годов предусматриваются в объеме 18895,8 МВт, в том числе на АЭС – 8361,8 МВт, на ГЭС – 743,7 МВт, на ГАЭС – 840 МВт, на ТЭС – 7075,3 МВт и на ВИЭ – 1875 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 2023 году на 14203,8 МВт (6,0 %) по сравнению с 2016 годом и составит 250565,4 МВт, в том числе: АЭС – 33276,1 МВт, ГЭС – 48648,6 МВт, ГАЭС – 2180 МВт, ТЭС – 164109,4 МВт и ВИЭ – 2351,2 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 2023 году в структуре генерирующих мощностей ЕЭС России по сравнению с 2016 годом возрастет доля АЭС с 11,8 % до 13,3 %, доля ТЭС снизится с 67,8 % до 65,5 %. Доля ГЭС и ГАЭС останется на уровне 2016 года 20,3 %, доля ВИЭ возрастет с 0,04 % в 2016 году до 0,9 % в 2023 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 с располагаемой мощностью при температуре наружного воздуха  $+35,5^{\circ}\text{C}$  не менее 410 МВт на этапе 2020 года и 570 МВт на этапе 2023 года (с единичной установленной мощностью энергоблока не более 230 МВт).

7. Юго-восточная часть ОЭС Юга и энергосистема Республики Крым и города Севастополь отнесены к территориям, на которых необходимо сооружение генерирующих объектов с обязательным соблюдением сроков, запланированных собственниками генерирующих объектов. Анализ режимно-балансовой ситуации в указанных частях ЕЭС России показывает, что проекты по строительству Грозненской ТЭС, Симферопольской ПГУ-ТЭС и Севастопольской ПГУ-ТЭС должны быть реализованы в установленные сроки.

## **6. Балансы мощности и электрической энергии ЕЭС России и ОЭС на 2017 – 2023 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 ожидаемых 183 705 МВт в 2017 году до 194 652 МВт на уровне 2023 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 2017 – 2023 годах возрастет с фактической величины 236 343,6 МВт в 2016 году на 14 221,8 МВт и составит 250 565,4 МВт в 2023 году. В структуре установленной мощности доля АЭС увеличится относительно фактических 11,8 % в 2016 году до прогнозных 13,3 % в 2023 году, доля ТЭС снизится с 67,8 % до 65,5 %, доля мощности ВИЭ возрастет с 0,04 % до 0,9 %. Доля мощности ГЭС (с учетом ГАЭС и малых ГЭС) останется на уровне 2016 года 20,3 %.

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 невыдаваемой 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 объемы вводов генерирующих мощностей после прохождения зимнего максимума в 2017 – 2023 годах составляют максимально 2 690,0 МВт.

Избытки мощности в ряде энергосистем при недостаточной пропускной способности внешних электрических связей приводят к наличию невыдаваемой мощности. В период до 2023 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 6 675,0 МВт в 2017 году до 3 544,0 МВт в 2023 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 (новых энергоблоков Ленинградской 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. Отчасти проблема решается за счет строительства в 2017 году ВЛ 750 кВ Ленинградская – Белозерская, а также ограничения одновременно находящихся в эксплуатации энергоблоков Ленинградской АЭС не более пяти. Прогнозируется ухудшение ситуации после сооружения в ОЭС Беларуси Белорусской АЭС в составе двух энергоблоков по 1200 МВт каждый в случае невозможности обеспечения исключения выдачи избытков мощности в направлении ЕЭС России.

Величина располагаемой мощности ГЭС, учитываемая в прогнозных балансах мощности, принята на уровне среднемесячной располагаемой мощности ГЭС декабря 2015 года.

Располагаемая мощность электростанций промышленных предприятий учтена исходя из их средней нагрузки за декабрь 2015–февраль 2016 года.

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 мощности на час прохождения максимума потребления по ЕЭС России, изменяется в диапазоне 25 045,7 – 28 018,3 МВт (10,1 – 11,5 % от

установленной мощности электростанций ЕЭС России).

В результате, в обеспечении балансов мощности может участвовать мощность электростанций ЕЭС России в размере 216 262,3 МВт на уровне 2017 года и 224 099,9 МВт на уровне 2023 года, что превышает спрос на мощность на 29 448,2 – 35 011,4 МВт в рассматриваемый период.

Баланс мощности по ЕЭС России без ОЭС Востока в период до 2023 года складывается с избытком резерва мощности в размере 26 205,6 – 31 308,5 МВт.

Баланс мощности по Европейской части ЕЭС России (без ОЭС Сибири) в 2017 – 2023 годах складывается с избытком нормативного резерва мощности в объеме 22 045,6 – 26 785 МВт.

В приложении № 9 приведены перспективные балансы мощности по ОЭС и ЕЭС России на 2017 – 2023 годы.

Сводные балансы мощности по ЕЭС России, а также ЕЭС России без ОЭС Востока и по Европейской части ЕЭС России с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации представлены в таблицах 6.1 – 6.3.

В приложении № 10 приведены данные по региональной структуре перспективных балансов мощности на 2017 – 2023 годы.

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

	Ед. измер.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
<b>СПРОС</b>								
Максимум потребления	МВт	154748	156489	158289	159949	161498	163089	164598
Экспорт мощности	МВт	3838,0	3438,0	3338,0	3338,0	3338,0	3338,0	3338,0
Нормативный резерв мощности	МВт	25118,0	25410,0	25684,0	25927,0	26183,0	26453,0	26716,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2
ИТОГО спрос на мощность	МВт	183704	185337	187311	189214	191019	192880	194652
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года	МВт	244280,2	247236,1	248584,5	247301,6	247866,6	248116,6	250565,4
АЭС	МВт	30183,1	30378,5	30378,5	30577,3	30577,3	30827,3	33276,1
ГЭС	МВт	49412,0	49489,7	50791,1	50828,6	50828,6	50828,6	50828,6
ТЭС	МВт	163498,8	165746,6	165323,6	163544,4	164109,4	164109,4	164109,4
ВИЭ	МВт	1186,2	1621,2	2091,2	2351,2	2351,2	2351,2	2351,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	МВт	18653,3	19494,2	19969,2	20158,7	20472,7	20472,7	20472,7
Вводы мощности после прохождения максимума	МВт	2690,0	1605,4	420,0	1223,8	0,0	1250,0	2448,8
Невыдаваемая мощность	МВт	6675,0	6322,0	5873,0	5020,0	4573,0	3803,0	3544,0
ИТОГО покрытие спроса	МВт	216243,9	219796,5	222304,3	220881,1	222802,9	222572,9	224081,9
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	МВт	32539,5	34459,7	34993,4	31667,5	31784,3	29692,5	29430,2

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

	Ед. измер.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
<b>СПРОС</b>								
Максимум потребления	МВт	149466	150836	152522	154107	155550	157009	158259
Экспорт мощности	МВт	3338,0	2938,0	2838,0	2838,0	2838,0	2838,0	2838,0
Нормативный резерв мощности	МВт	23956,0	24166,0	24415,0	24642,0	24874,0	25115,0	25321,0
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>МВт</b>	<b>176760</b>	<b>177940</b>	<b>179775</b>	<b>181587</b>	<b>183262</b>	<b>184962</b>	<b>186418</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года	МВт	233504,5	235848,3	237226,7	236010,8	236010,8	236260,8	238709,6
АЭС	МВт	30183,1	30378,5	30378,5	30577,3	30577,3	30827,3	33276,1
ГЭС	МВт	44794,5	44872,2	46173,6	46211,1	46211,1	46211,1	46211,1
ТЭС	МВт	157340,6	158976,3	158583,3	156871,1	156871,1	156871,1	156871,1
ВИЭ	МВт	1186,2	1621,2	2091,2	2351,2	2351,2	2351,2	2351,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	МВт	18640,0	19375,3	19850,3	20039,8	20039,8	20039,8	20039,8
Вводы мощности после прохождения максимума	МВт	2690,0	1605,4	420,0	1223,8	0,0	1250,0	2448,8
Невыдаваемая мощность	МВт	6675,0	6322,0	5873,0	5020,0	4573,0	3803,0	3544,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>МВт</b>	<b>205481,5</b>	<b>208527,6</b>	<b>211065,4</b>	<b>209709,2</b>	<b>211380,0</b>	<b>211150,0</b>	<b>212659,0</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>МВт</b>	<b>28721,1</b>	<b>30587,8</b>	<b>31290,5</b>	<b>28122,6</b>	<b>28118,4</b>	<b>26187,6</b>	<b>26241,3</b>

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.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
<b>СПРОС</b>								
Максимум потребления	МВт	120403	121304	122233	122981	124157	125476	126588
Экспорт мощности	МВт	3038,0	2638,0	2538,0	2538,0	2538,0	2538,0	2538,0
Нормативный резерв мощности	МВт	20468,0	20622,0	20780,0	20907,0	21107,0	21331,0	21520,0
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>МВт</b>	<b>143909</b>	<b>144564</b>	<b>145551</b>	<b>146426</b>	<b>147802</b>	<b>149345</b>	<b>150646</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года	МВт	181732,7	183726,6	185050	183826,1	183826,1	184076,1	186524,9
АЭС	МВт	30183,1	30378,5	30378,5	30577,3	30577,3	30827,3	33276,1
ГЭС	МВт	19508,1	19580,8	20877,2	20909,7	20909,7	20909,7	20909,7
ТЭС	МВт	130910,4	132306,2	131913,2	130198	130198	130198	130198
ВИЭ	МВт	1131,0	1461,0	1881,0	2141,0	2141,0	2141,0	2141,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	МВт	7115,7	7741,0	8161,0	8345,5	8345,5	8345,5	8345,5
Вводы мощности после прохождения максимума	МВт	2690,0	1605,4	420,0	1223,8	0,0	1250,0	2448,8
Невыдаваемая мощность	МВт	4211,0	4163,0	4133,0	3819,0	3622,0	3090,0	2891,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>МВт</b>	<b>167697,9</b>	<b>170199,1</b>	<b>172317,9</b>	<b>170419,7</b>	<b>171840,5</b>	<b>171372,5</b>	<b>172821,5</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>МВт</b>	<b>23788,5</b>	<b>25635,3</b>	<b>26767,0</b>	<b>23993,4</b>	<b>24038,8</b>	<b>22027,6</b>	<b>22175,8</b>



## 6.2. 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 среднемноголетней 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 2017 – 2023 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 2016 года).

Структура производства электрической энергии ЕЭС России и ОЭС приведена в таблице 6.4.

Производство электрической энергии электростанциями ЕЭС России относительно фактической величины 2016 года (1 048,5 млрд. кВт·ч) возрастет на 63,1 млрд. кВт·ч (до 1 111,6 млрд. кВт·ч) в 2023 году.

Таблица 6.4 - Структура производства электрической энергии по ОЭС и ЕЭС России

	Единицы измерения	ПРОГНОЗ									
		2017 год					2023 год				
		АЭС	ГЭС	ТЭС	ВИЭ	Всего	АЭС	ГЭС	ТЭС	ВИЭ	Всего
ОЭС Северо-Запада	млрд. кВт·ч	36,827	12,595	54,143	0,002	103,567	42,161	12,629	55,302	0,003	110,095
	%	35,6	12,1	52,3	0	100	38,3	11,5	50,2	0	100
ОЭС Центра	млрд. кВт·ч	93,689	3,277	141,167	0,027	238,160	98,666	4,405	143,469	0,027	246,567
	%	39,3	1,4	59,3	0	100	40,0	1,8	58,2	0	100
ОЭС Средней Волги	млрд. кВт·ч	28,300	20,173	55,222	0,035	103,730	28,300	20,310	55,526	0,376	104,512
	%	27,3	19,5	53,2	0	100	27,1	19,4	53,1	0,4	100
ОЭС Юга	млрд. кВт·ч	21,000	18,986	53,453	0,794	94,233	28,490	21,810	53,762	2,599	106,661
	%	22,3	20,2	56,7	0,8	100	26,7	20,5	50,4	2,4	100
ОЭС Урала	млрд. кВт·ч	9,470	5,134	243,650	0,136	258,390	10,360	4,965	256,028	0,747	272,100
	%	3,7	2,0	94,3	0	100	3,8	1,8	94,1	0,3	100
Европейская часть ЕЭС	млрд. кВт·ч	189,286	60,165	547,635	0,9940	798,080	207,977	64,119	564,087	3,752	839,935
	%	23,7	7,6	68,6	0,1	100	24,8	7,6	67,2	0,4	100



	Единицы измерения	ПРОГНОЗ									
		2017 год					2023 год				
		АЭС	ГЭС	ТЭС	ВИЭ	Всего	АЭС	ГЭС	ТЭС	ВИЭ	Всего
ОЭС Сибири	млрд. кВт·ч	0	93,556	109,653	0,026	203,235	0	107,377	117,520	0,378	225,275
	%	0	46,0	54,0	0	100	0	47,7	52,2	0,1	100
ОЭС Востока	млрд. кВт·ч	0	14,317	23,550	0	37,867	0	16,480	29,918	0	46,398
	%	0	37,8	62,2	0	100	0	35,5	64,5	0	100
ЕЭС России, всего	млрд. кВт·ч	189,286	168,038	680,838	1,020	1039,182	207,977	187,976	711,525	4,130	1111,608
	%	18,2	16,2	65,5	0,1	100	18,7	16,9	64,0	0,4	100

Укрупненная структура изменения производства электрической энергии в ЕЭС России по типам электростанций в рассматриваемый период приведена в таблице 6.5 и рисунке 6.1.

Таблица 6.5 – Укрупненная структура производства электрической энергии в ЕЭС России

	Единицы измерения	Выработка электрической энергии		
		2016 год Факт	Изменение за 2017 - 2023 годы	2023 год Прогноз
Всего, в т.ч.	млрд. кВт·ч	1048,5	63,1	1111,6
	%	100,0	100,0	100,0
АЭС	млрд. кВт·ч	196,4	11,6	208,0
	%	18,7	18,4	18,7
ГЭС	млрд. кВт·ч	178,3	9,7	188,0
	%	17,0	15,4	16,9
ТЭС	млрд. кВт·ч	673,7	37,8	711,5
	%	64,3	59,9	64,0
ВИЭ	млрд. кВт·ч	0,1	4,0	4,1
	%	0,01	6,3	0,4

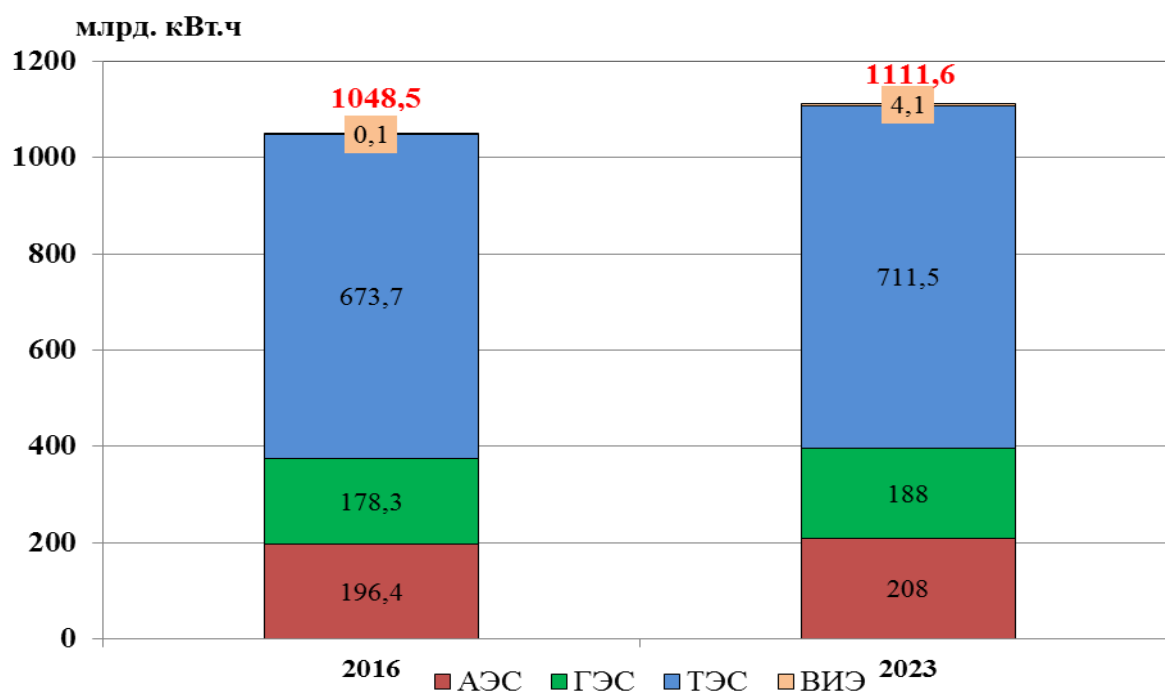


Рисунок 6.1 – Укрупненная структура производства электрической энергии на электростанциях ЕЭС России

В прогнозируемой структуре выработки электрической энергии по ЕЭС России доля АЭС не изменится и составит 18,7 % в 2023 году, доля ГЭС снизится с 17 % в 2016 году до 16,9 % в 2023 году, доля ТЭС - с 64,3 % до 64 %, доля ВИЭ в 2023 году оценивается 0,4 %.

По ОЭС прогнозируется следующая динамика изменения структуры производства электрической энергии за период с 2016 по 2023 год:

в ОЭС Северо-Запада планируемое развитие АЭС приведет к росту доли выработки АЭС на 2,8 % (с 35,5 % в 2016 году до 38,3 % к 2023 году) с соответствующим снижением доли ТЭС с 52,1 % до 50,2 %;

в ОЭС Центра доля АЭС увеличится с 38,9 % в отчетном 2016 году до 40 % в 2023 году, доля ГЭС (при сооружении Загорской ГАЭС-2) увеличится с 1,4 % до 1,8 %, доля ТЭС снизится с 59,7 % до 58,2 %;

в ОЭС Средней Волги доля АЭС снизится с 31,9 % в 2016 году до 27,1 % в 2023 году, доля ГЭС с 20,1 % до 19,4 %. Доля ТЭС увеличится с 48 % в 2016 году до 53,1 % в 2023 году. Долевое участие ВИЭ в 2023 году оценивается 0,4 %;

в ОЭС Юга прирост производства электрической энергии на АЭС за рассматриваемый период составит 4,5 млрд. кВт·ч (с 24,9 % в 2016 году до 26,7 % в 2023 году). Долевое участие ГЭС снизится с 21,9 % в 2016 году до 20,5 % в 2023 году, доля ТЭС - с 53,2 % до 50,4 %. Доля ВИЭ в 2023 году оценивается 2,4 %;

в ОЭС Урала доля АЭС увеличится с 3,2 % (8,4 млрд. кВт·ч) в 2016 году до 3,8 % (10,4 млрд. кВт·ч) в 2023 году с соответствующим снижением доли ТЭС с 94,5 % в 2016 году до 94,1 % в 2023 году. Доля ВИЭ в 2023 году оценивается 0,3 %;

в ОЭС Сибири долевое участие ТЭС увеличится с 51,7 % в 2016 году до 52,2 % в 2023 году, доля ГЭС снизится с 48,3 % до 47,7 %. Доля ВИЭ в 2023 году оценивается 0,1 %;

в ОЭС Востока планируется присоединение Центрального и Западного энергорайонов Республики Саха (Якутия). Рост выработки прогнозируется на 9,6 млрд. кВт·ч (с 36,8 млрд. кВт·ч в 2016 году до 46,4 млрд. кВт·ч в 2023 году). Доля выработки ТЭС на уровне 2023 года оценивается 64,5 %, ГЭС – 35,5 %.

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 2017 – 2023 годах обеспечивается при следующем годовом числе часов использования установленной мощности АЭС и ТЭС (таблица 6.6).

Таблица 6.6 - 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	2023
АЭС	7125	7020	6820	6855	7195	7030	6271	6396	6782	6729	6825	6643	6250
ТЭС	4630	4610	4380	4280	4190	4205	4165	4049	4048	4182	4203	4291	4336

Годовая загрузка ТЭС для обеспечения баланса электрической энергии характеризуется числом часов использования установленной мощности, которое в ЕЭС России в период до 2023 года изменяется в диапазоне 4048 - 4336 часов/год.

По ОЭС число часов использования установленной мощности ТЭС будет составлять: в ОЭС Северо-Запада – 3394 - 3662 часов/год, в ОЭС Центра – 3645 - 3991 часов/год, в ОЭС Юга – 3652 - 4242 часов/год, в ОЭС Средней Волги – 3356 - 3421 часов/год, в ОЭС Урала – 4912 - 5234 часов/год, в ОЭС Сибири – 3798 - 4406 часов/год и в ОЭС Востока – 3779 - 4133 часов/год.

Перспективные балансы электрической энергии по ЕЭС России и ОЭС на 2017 – 2023 годы представлены в приложении № 11, баланс электрической энергии по ЕЭС России – в таблице 6.7. В приложении № 12 приведены данные по региональной структуре перспективных балансов электрической энергии на 2017 – 2023 годы.

Таблица 6.7 - 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						
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Потребление электрической энергии	млрд. кВт·ч	1027,753	1041,082	1054,439	1070,197	1079,667	1090,467	1101,044
в том числе заряд ГАЭС	млрд. кВт·ч	2,660	2,722	3,282	4,072	4,072	4,072	4,072
Экспорт	млрд. кВт·ч	14,419	13,199	12,039	12,039	11,749	11,549	11,554
Импорт	млрд. кВт·ч	2,990	0,990	0,990	0,990	0,990	0,990	0,990
Потребность	млрд. кВт·ч	1039,182	1053,291	1065,488	1081,246	1090,426	1101,026	1111,608
Производство электрической энергии - всего	млрд. кВт·ч	1039,182	1053,291	1065,488	1081,246	1090,426	1101,026	1111,608
ГЭС	млрд. кВт·ч	168,038	185,944	187,391	187,976	187,976	187,976	187,976
АЭС	млрд. кВт·ч	189,286	194,314	206,018	205,766	208,680	204,781	207,977
ТЭС	млрд. кВт·ч	680,838	671,093	669,125	683,894	689,640	704,139	711,525
ВИЭ	млрд. кВт·ч	1,020	1,940	2,954	3,610	4,130	4,130	4,130
Установленная мощность - всего	МВт	244280,2	247236,1	248584,5	247301,6	247866,6	248116,6	250565,4
ГЭС	МВт	49412,0	49489,7	50791,1	50828,6	50828,6	50828,6	50828,6
АЭС	МВт	30183,1	30378,5	30378,5	30577,3	30577,3	30827,3	33276,1
ТЭС	МВт	163498,8	165746,6	165323,6	163544,4	164109,4	164109,4	164109,4
ВИЭ	МВт	1186,2	1621,2	2091,2	2351,2	2351,2	2351,2	2351,2
Число часов использования установленной мощности	час/год	4254	4261	4287	4372	4400	4438	4437
АЭС	час/год	6271	6396	6782	6729	6825	6643	6250
ТЭС	час/год	4165	4049	4048	4182	4203	4291	4336
ВИЭ	час/год	859	1196	1413	1535	1757	1757	1757

\* в составе ЕЭС России учитываются:

- с 2017 года энергосистема Республики Крым и города Севастополь, Западный энергорайон Республики Саха (Якутия) с середины 2017 года;
- с 2018 года Центральный энергорайон Республики Саха (Якутия)

### 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 29 448,2 - 35 011,4 МВт.

2. Баланс мощности по ЕЭС России без ОЭС Востока в период до 2023 года также складывается с избытком мощности в размере 26 205,6 - 31 308,5 МВт.

3. Баланс мощности на период до 2023 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 2016 года (1 048,5 млрд. кВт·ч ) возрастет на 63,1 млрд. кВт·ч (до 1 111,6 млрд. кВт·ч ) в 2023 году.

6. Доля АЭС в прогнозируемой структуре выработки по ЕЭС России не изменится и составит 18,7 % в 2023 году, доля ГЭС снизится с 17 % в 2016 году до 16,9 % в 2023 году, доля ТЭС - с 64,3 % до 64 % и доля ВИЭ в 2023 году оценивается 0,4 %.

7. Число часов использования установленной мощности ТЭС ЕЭС России в период до 2023 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 4048 - 4336 часов/год.

Число часов использования установленной мощности ТЭС в энергообъединениях европейской части ЕЭС России (без ОЭС Урала) будет составлять 3541 – 3791 часов/год: в ОЭС Урала – 4912 - 5234 часов/год, в ОЭС Сибири – 3798 - 4406 часов/год и в ОЭС Востока – 3779 - 4133 часов/год.

## 7. Прогноз спроса на топливо организаций электроэнергетики ЕЭС России (без учета децентрализованных источников) на период 2017-2023 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 2017-2023 годах.

	ПРОГНОЗ						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Выработка электрической энергии, млрд.кВт.ч	680,84	671,09	669,12	683,90	689,64	704,14	711,53
Выработка электрической энергии при маловодных условиях*, млрд.кВт.ч	680,84	686,81	684,84	699,61	705,36	719,85	727,24

\* 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 2017-2023 годах.

	ПРОГНОЗ						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Потребность ТЭС в топливе, тыс. т.у.т.	285987	281376	281132	286317	288308	293005	295477
из них: газ	202300	202221	200571	203316	204601	208234	209890
нефтетопливо	1547	1436	1415	1399	1400	1407	1411
уголь	71440	67101	68519	70885	71565	72587	73383
прочее топливо	10700	10618	10627	10717	10742	10777	10793
Потребность ТЭС в топливе, %	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
из них газ	70,74	71,87	71,34	71,01	70,97	71,07	71,03
нефтетопливо	0,54	0,51	0,50	0,49	0,49	0,48	0,48
уголь	24,98	23,85	24,37	24,76	24,82	24,77	24,84
прочее топливо	3,74	3,77	3,78	3,74	3,73	3,68	3,65

Динамика изменения расхода топлива на ТЭС определяется общим уровнем потребления электрической энергии и долей электростанций различных типов в его покрытии. Поскольку доля АЭС в прогнозируемой структуре выработки электроэнергии по ЕЭС России не изменится и составит 18,7 % в 2023 году, доля ГЭС снизится с 17 % в 2016 году до 16,9 % в 2023 году, доля ТЭС снизится с 64,3 % до 64 %, то потребность в органическом топливе ТЭС составит 286,0 млн. т.у.т. в 2017 году и 295,5 млн. т.у.т. в 2023 году. Помимо принятого уровня выработки электрической энергии на ТЭС на потребность в органическом топливе значительное влияние будет оказывать изменение состава генерирующих мощностей - ввод в эксплуатацию парогазового и газотурбинного оборудования. Удельный расход топлива на отпущенную электрическую энергию снизится с 313,0 г/кВт.ч в 2017 году до 311,1 г/кВт.ч в 2023 году.

Структура используемого топлива на весь рассматриваемый период не меняется. Доля газа составляет около 71%, угля – 24-25%, нефтетоплива и прочего топлива – менее 5%.

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

Таблица 7.3 - Потребность тепловых электростанций в дополнительном топливе при маловодных условиях в 2017-2023 годах, млн. т.у.т.

ОЭС	ПРОГНОЗ						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ОЭС Сибири	0	4,61	4,46	4,14	4,10	4,12	4,13
ОЭС Востока	0	1,63	1,60	1,56	1,64	1,63	1,57

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 2017-2023 годах, тыс. т.у.т.

ОЭС	Годы	Расход условного топлива, всего	в том числе			
			Газ	Нефте-топливо	Уголь	Прочее топливо
ОЭС Северо-Запада	2017	24268	19383	698	2050	2136
	2018	24263	19400	704	2038	2121
	2019	24320	19396	709	2109	2106
	2020	24651	19591	712	2220	2128
	2021	25013	19917	713	2246	2138
	2022	25051	19939	713	2252	2147
	2023	25066	19936	713	2265	2152
ОЭС Центра	2017	57914	50575	88	3531	3720
	2018	58539	51178	88	3544	3729
	2019	55940	49123	85	3011	3721
	2020	56568	50063	86	2694	3725
	2021	56082	49669	84	2608	3721
	2022	58531	51867	87	2844	3732

ОЭС	Годы	Расход условного топлива, всего	в том числе			
			Газ	Нефте-топливо	Уголь	Прочее топливо
	2023	58535	51882	87	2834	3732
<b>ОЭС Средней Волги</b>	2017	28947	28382	285	58	222
	2018	28555	28073	218	58	206
	2019	28403	27952	189	57	206
	2020	28139	27687	188	58	206
	2021	28144	27693	187	58	206
	2022	28152	27701	187	58	206
	2023	28166	27715	187	58	206
<b>ОЭС Юга</b>	2017	19993	17598	50	2336	9
	2018	18453	16285	47	2113	9
	2019	18109	16047	46	2007	9
	2020	18479	16391	38	2043	7
	2021	18714	16600	38	2069	7
	2022	19226	17031	39	2149	7
	2023	19672	17413	39	2212	7
<b>ОЭС Урала</b>	2017	92000	78551	159	11074	2216
	2018	90596	78348	135	9920	2193
	2019	90798	78551	135	9913	2199
	2020	91927	79367	137	10195	2229
	2021	93046	80339	138	10329	2240
	2022	94011	81198	139	10428	2245
	2023	95132	82130	141	10608	2253
<b>ОЭС Сибири</b>	2017	51989	4255	229	45108	2397
	2018	48773	4244	200	41968	2361
	2019	51040	4687	207	43758	2386
	2020	53773	5124	200	46026	2422
	2021	54280	5179	199	46473	2429
	2022	54795	5201	201	46955	2438
	2023	55039	5206	202	47188	2443
<b>ОЭС Востока</b>	2017	10876	3556	38	7282	0
	2018	12196	4693	44	7459	0
	2019	12522	4815	44	7664	0
	2020	12781	5092	40	7648	0
	2021	13028	5206	40	7782	0
	2022	13239	5298	41	7900	0
	2023	13868	5608	41	8219	0

### Выводы:

При заданных уровнях электропотребления потребность в органическом топливе тепловых электростанций ЕЭС России составит 286,0 млн. т.у.т. в 2017 году и 295,5 млн. т.у.т. в 2023 году. Структура топлива на прогнозируемый период 2017-2023 гг. не меняется, основную его долю составляет газ – около 71%. Удельные расходы топлива на отпущенную электроэнергию в среднем по ЕЭС России будут снижаться с 313,0 г/кВт.ч в 2017 году до 311,1 г/кВт.ч в 2023 году.



## **8. Развитие магистральных и распределительных сетей с учетом требований по обеспечению регулирования (компенсации) реактивной электрической мощности на 2017 – 2023 годы**

Развитие электрической сети напряжением 220 кВ и выше ЕЭС России в период 2017 – 2023 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;

обеспечение 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 2017 – 2023 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 АО «СО ЕЭС» и ПАО «ФСК ЕЭС».

При этом необходимо отметить, что в ЕЭС России в период 2017–2023 годов не планируется вывод из эксплуатации объектов электросетевого хозяйства классом напряжения 220 кВ и выше.

При определении объемов вводимого электросетевого хозяйства в период 2017 – 2023 годов за основу приняты материалы инвестиционных программ ПАО «ФСК ЕЭС», ФЦП, 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: ВЛ 330 кВ Копорская – Гатчинская, ВЛ 330 кВ Копорская – Кингисеппская, ВЛ 330 кВ Копорская – Пулковская – Южная - для выдачи мощности первого энергоблока Ленинградской АЭС-2 (энергоблока №5

Ленинградской АЭС); сооружение открытого распределительного устройства 750 кВ Ленинградской АЭС-2 с ВЛ 750 кВ ПС Копорская – Ленинградская АЭС и ВЛ 750 кВ Копорская – Ленинградская - для выдачи мощности второго энергоблока Ленинградской АЭС-2 (энергоблока №6 Ленинградской АЭС); заходы существующей ВЛ 750 кВ Ленинградская АЭС – Ленинградская на ПС 750 кВ Копорская - для выдачи мощности третьего энергоблока Ленинградской АЭС-2 (энергоблока №7 Ленинградской АЭС). Решение по строительству электрических сетей класса напряжения 750 кВ для выдачи мощности второго и последующих энергоблоков Ленинградской АЭС-2 (новых энергоблоков Ленинградской АЭС) в настоящее время актуализируется в рамках корректировки схемы выдачи мощности электростанции.

В ОЭС Центра: ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС-2 – Бутурлиновка, ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 2 - для выдачи мощности второго энергоблока Нововоронежской АЭС-2 (энергоблока №7 Нововоронежской АЭС).

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

Развитие межсистемных электрических связей 500 кВ и выше

В 2017 – 2023 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 Нововоронежской АЭС-2 (новых энергоблоков Нововоронежской АЭС) и Ростовской АЭС, наиболее значимыми вводами электросетевых объектов 500 кВ в период до 2023 года 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; ВЛ 500 кВ Калужская – Обнинская с ПС 500 кВ 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 Ростовская – Тамань – для повышения пропускной способности электрических связей в контролируемом сечении «Юго-запад» и передачи мощности из ОЭС Юга в энергосистему Республики Крым и города Севастополь; ВЛ 500 кВ Невинномысск – Моздок с ПС 500 кВ Моздок – для усиления электрической сети ОЭС Юга в восточной и юго-восточной частях ОЭС Юга; ВЛ 500 кВ Ростовская – Шахты – для выполнения проектной схемы

присоединения ПС 500 кВ Ростовская, обеспечивающей электроснабжение потребителей энергосистемы Ростовской области;

в ОЭС Урала: ПС 500 кВ Преображенская с заходами ВЛ 500 кВ Газовая – Красноармейская – для обеспечения технологического присоединения новых потребителей Западного энергорайона Оренбургской области; ПП 500 кВ Тобол с заходами ВЛ 500 кВ Иртыш – Демьянская и ВЛ 500 кВ Тюмень – Нелым, ПС 500 кВ ЗапСиб с четырьмя ВЛ 500 кВ Тобол – ЗапСиб – для электроснабжения электроустановок ООО «Западно-Сибирский Нефтехимический комбинат»;

в ОЭС Сибири: ПС 500 кВ Усть-Кут с переводом на номинальное напряжение 500 кВ ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Якурим (в габаритах 500 кВ), ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская с ПС 500 кВ Нижнеангарская – для присоединения новых потребителей северной части энергосистемы Иркутской области, Республики Бурятия и трубопроводной системы «ВСТО», обеспечения развития северобайкальского участка БАМ;

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

#### Развитие электрических сетей 330 кВ

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

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, обеспечения 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 – 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 обеспечения надежности работы основной электрической сети 330 кВ энергосистемы Республики Дагестан и усиления схемы выдачи мощности

Ирганайской ГЭС; ВЛ 330 кВ Артем – Дербент – для обеспечения 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 – для исключения ограничения потребителей в зимний максимум нагрузки в энергосистеме Республики Коми и Котласском энергоузле в послеаварийных режимах;

в ОЭС Центра: ВЛ 220 кВ Грибово – Победа - для обеспечения надежности электроснабжения потребителей Ржевско-Нелидовского энергоузла Тверской области; ВЛ 220 кВ Обнинская – Созвездие – для обеспечения технологического присоединения потребителей в северной части Калужской области;

в ОЭС Юга: ВЛ 220 кВ Кубанская – Бужора для обеспечения присоединения новых потребителей, ПС 220 кВ Горный с отпайками от ВЛ 220 кВ Кубанская – Кирилловская и Кубанская - Бужора – 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;

в ОЭС Средней Волги: КВЛ 220 кВ Бегишево – ТАНЕКО – для обеспечения надежности электроснабжения потребителей Закамского района; КВЛ 220 кВ Щелоков – Центральная I и II цепь – для обеспечения надежности электроснабжения потребителей Казанского энергоузла;

в ОЭС Урала: заходы ВЛ 220 кВ Бекетово – НПЗ с отпайкой на ПС 220 кВ Затон на РУ 220 кВ Затонской ТЭЦ, КВЛ 220 кВ Затонская ТЭЦ – Затон – для выдачи мощности блоков №1 и №2 ПГУ-210(Т) Затонской ТЭЦ; ПС 220 кВ Надежда с заходами ВЛ 220 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Южная – для обеспечения надежности электроснабжения существующих потребителей города Екатеринбург и обеспечения технологического присоединения ПАО «МРСК Урала» и АО «Екатеринбургская электросетевая компания»;

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 обеспечения надежности электроснабжения потребителей Северо-Байкальского участка БАМ; ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская №2 (сроки сооружения данной ВЛ, а также ответственная за финансирование строительства сторона определяется исходя из дальнейших планов по эксплуатации Кызылской МГТЭС)

в ОЭС Востока: вторая ВЛ 220 кВ Тында – Лопча – Хани – Чара для присоединения энергопринимающих устройств Удоканского ГОК; ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Томмот, ПС НПС-23, ПС НПС-26 и ПС НПС-29 в Амурской области, ПС НПС-32 в Хабаровском крае - для обеспечения внешнего электроснабжения нефтяной трубопроводной системы «ВСТО»; ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Спасск – Дальневосточная - для обеспечения надежности электроснабжения потребителей юга Приморского края.

Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей, выполнение которых с учетом результатов использования перспективной расчетной модели ЕЭС России необходимо для обеспечения прогнозного спроса на электрическую энергию (мощность) в ЕЭС России, предусмотренного программой развития ЕЭС России, надежности функционирования ЕЭС России и качества электрической энергии в ней, которые соответствуют требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям, а также для обеспечения снижения влияния технологических и системных ограничений на цены, складывающиеся на рынках электрической энергии, и для выполнения требований к обеспечению регулирования (компенсации) реактивной электрической мощности на 2017 – 2023 годы приведен в приложении № 13. 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 28.12.2016 № 1432) и инвестиционные программы иных сетевых организаций.

Всего за период 2017 – 2023 годов намечается ввод в эксплуатацию ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 16 712,4 км, трансформаторной мощности 55 069 МВА. Такой объем электросетевого строительства потребует 593 008,9 млн. руб. в прогнозных ценах с учетом НДС (18 %) и инфляционного удорожания за рассматриваемый расчетный период до 2023 года.

Карты-схемы размещения линий электропередачи, ПС напряжением 220 кВ и выше и электростанций по ОЭС на 2017 – 2023 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 города Севастополь) представлены в разделе 11.

Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 220 кВ и выше представлены в приложении № 14.

Ниже, в таблице 8.1 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 8.1 - Показатели надежности и качества оказываемых услуг по передаче электрической энергии

№	Наименование показателя	2017	2018	2019	2020
1	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии (Пп)	0,03495	0,03442	0,03391	0,03340
2	Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения (П <sub>тпр</sub> )	1,2019	1,18415	1,16639	н/д

#### **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 2017 – 2023 годов намечается ввод ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 16 712,4 км, трансформаторной мощности 55 069 МВА.

3. Реализация намеченных планов по развитию электросетевого комплекса потребует инвестиции в объеме 593 008,9 млн.руб. в прогнозных ценах с учетом НДС (18 %) и инфляционного удорожания за рассматриваемый расчетный период до 2023 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;
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;
ЦС АРЧМ	- 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 технологических режимов работы и эксплуатационного состояния 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. Требования к организации обмена технологической информацией между электрическими станциями и объектами электросетевого хозяйства, имеющими в своем составе объекты диспетчеризации, с диспетчерскими центрами АО «СО ЕЭС» формализованы в виде технических требований АО «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 АО «СО ЕЭС», для передачи в режиме реального времени диспетчерских команд (разрешений), команд телеуправления и информации о технологическом режиме работы объектов диспетчеризации, необходимой диспетчерским центрам АО «СО ЕЭС» для управления электроэнергетическим режимом работы энергосистем.

Отступления от технических требований допускаются в отношении подстанций, к которым не присоединены ЛЭП, находящиеся в диспетчерском управлении диспетчерского центра АО «СО ЕЭС», либо ответвительных подстанций.

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. Эта работа проводится, в том числе, с учетом оптимизации программ модернизации и расширения ССПИ объектов электроэнергетики, 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 программам модернизации и расширения ССПИ.

Утвержден План поэтапной реализации мероприятий по повышению надежности объектов ОАО «РЖД» с объемами реконструкции первичного оборудования РУ 110-220 кВ, модернизации устройств РЗА и обеспечению наблюдаемости со сроками реализации до 2030 года. В целях повышения темпов модернизации и расширения ССПИ объектов электросетевого хозяйства ОАО «РЖД» будут разработаны программы модернизации и расширения ССПИ объектов электросетевого хозяйства ОАО «РЖД».

В настоящее время реализуются пилотные проекты по дистанционному (теле-) управлению из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» оборудованием подстанций ПС 330 кВ Завод Ильич, ПС 220 кВ Проспект Испытателей, ПС 220 кВ Поселковая (ОЭС Северо-Запада), ПС 220 кВ Псоу, ПС 220 кВ Черноморская (ОЭС Юга). Внедрено телеуправление из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» коммутационными аппаратами на ПС 500 кВ Щелоков, ПС 220 кВ Центральная (ОЭС Средней Волги).

В целях повышения эффективности управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России и оптимизации процесса автоматизации оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления будет осуществляться внедрение дистанционного (теле-) управления оборудованием подстанций электросетевого комплекса ДЗО ПАО «Россети» и распространение функций дистанционного (теле-) управления на устройства РЗА в соответствии с

требованиями следующих документов:

- типовые принципы переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций (утв. ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети» и АО «СО ЕЭС» 20.09.2016);
- типовой порядок переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций (утв. ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети» и АО «СО ЕЭС» 20.09.2016);
- типовые технические требования к ПТК АСУ ТП подстанций и к обмену технологической информацией для осуществления функций телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» и центров управления сетями сетевых организаций (утв. ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети» и АО «СО ЕЭС» 27.10.2016).

9.4. Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России в 2017 – 2023 годах планируется реализация следующих проектов по развитию ПА в электрической сети 330 – 750 кВ:

- создание ЦСПА ОЭС Северо-Запада;
- перевод ЦСПА ОЭС Урала, ЦСПА ОЭС Юга, ЦСПА Тюменской энергосистемы на платформу ЦСПА нового поколения;
- перевод ЦСПА ОЭС Средней Волги на платформу ЦСПА нового поколения;
- модернизация ЦСПА ОЭС Сибири;
- ввод в работу ЛАПНУ на Бурейской ГЭС в качестве низового устройства ЦСПА ОЭС Востока;
- создание ЛАПНУ на Ленинградской АЭС-2;
- модернизация ЛАПНУ ПС 750 кВ Ленинградская, ПС 750 кВ Белозерская;
- ввод в работу ЛАПНУ на ПС 750 кВ Ленинградская в качестве низового устройства ЦСПА ОЭС Северо-Запада.

9.5. На объектах электроэнергетики электрической сети 110 – 220 кВ в части ПА до 2023 года планируется:

- реализация технических решений технико-экономических обоснований реконструкции системы ПА в операционных зонах филиалов АО «СО ЕЭС» РДУ;
- 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;
- создание ЛАПНУ на Уренгойской ГРЭС;
- разработка и реализация технико-экономического обоснования создания (реконструкции) системы релейной защиты и автоматики в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ.

9.6. Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России в 2017 – 2023 годах планируется реализация проектов по развитию централизованных

систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности:  
 подключение Цимлянской ГЭС к ЦС АРЧМ ОЭС Юга;  
 ввод в промышленную эксплуатацию системы ГРАМ Иркутской ГЭС;  
 подключение энергоблоков ТЭС по результатам конкурентных отборов поставщиков услуг по обеспечению системной надежности к управлению ЦКС АРЧМ ЕЭС (ЦС АРЧМ ОЭС);  
 подключение ВПТ на ПС 220 кВ Могоча к управлению ЦС АРЧМ ОЭС Востока.

9.7. Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России в 2017 - 2023 годах планируется:

создание программно-технических комплексов СМПР на Верхнетагильской ГРЭС, Гусиноозерской ГРЭС, Зейской ГЭС, Казанской ТЭЦ-3, Кармановской ГРЭС, Конаковской ГРЭС, Ленинградской АЭС-2, ТЭЦ-26 ПАО «Мосэнерго», Невинномысской ГРЭС, Нижневартовской ГРЭС, Новосалаватской ТЭЦ, Новочеркасской ГРЭС, Пермской ГРЭС, Пермской ТЭЦ-9, Севостопольской ПГУ-ТЭС, Серовской ГРЭС, Сургутской ГРЭС-1, Челябинской ТЭЦ-3, а также на строящихся подстанциях 500 кВ;

расширение существующих комплексов СМПР на Богучанской ГЭС, Волжской ГЭС, Воткинской ГЭС, Жигулевской ГЭС, Загорской ГАЭС, Киришской ГРЭС, Рефтинской ГРЭС и Уренгойской ГРЭС.

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

Для ускорения отключения КЗ в «мертвых зонах» РУ объектов электроэнергетики разработана быстродействующая релейная защита «мертвой зоны» (далее РЗМЗ), позволяющая ликвидировать КЗ в «мертвой зоне» с временем действия основных быстродействующих защит электросетевых элементов распределительных устройств. В настоящее время промышленные образцы устройства РЗМЗ находятся в опытной эксплуатации на ОРУ 750 кВ Калининской АЭС и ОРУ 750 кВ Смоленской АЭС. Начало серийного производства устройства РЗМЗ планируется на 2017 год.

Целесообразно на стадии проектирования новых объектов электроэнергетики производить оценку необходимости применения РЗМЗ с целью обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций.

Для действующих электростанций, на которых существует проблема

обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования, а также на некоторых смежных с ними объектах электроэнергетики, целесообразно применение РЗМЗ в краткосрочной перспективе. Среди первоочередных действующих объектов:

Смоленская АЭС;  
 Калининская АЭС;  
 Кольская АЭС;  
 Псковская ГРЭС;  
 Рязанская ГРЭС;  
 Нововоронежская АЭС;  
 Ростовская АЭС;  
 Костромская ГРЭС;  
 Нижнекамская ГЭС;  
 Усть-Илимская ГЭС;  
 Томь-Усинская ГРЭС;  
 Березовская ГРЭС;  
 Харанорская ГРЭС;  
 ПС 330 кВ Князегубская;  
 ПС 330 кВ Лоухи;  
 Курская АЭС;  
 ТЭЦ-26 ПАО «Мосэнерго»;  
 Череповецкая ГРЭС.

При включении ЛЭП при опробовании или ТАПВ на междуфазное короткое замыкание существуют риски нарушения динамической устойчивости генерирующего оборудования электрических станций. Кроме того, 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 АО «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 2018 год планируется установка устройства Автоматики опробования ЛЭП 500-750 кВ на ВЛ 750 кВ Смоленская АЭС – Новобрянская, в качестве мероприятия по успешной коммутации элегазовых выключателей.

Целесообразно на стадии проектирования при создании (модернизации)

объектов электроэнергетики в качестве одного из мероприятий по обеспечению успешной коммутации элегазовых выключателей реактированных ЛЭП рассматривать применение Автоматики опробования ЛЭП 500-750 кВ.

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 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 в 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 дальнейшее резервирование.

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. Оснащение устройствами РЗ и СА ЛЭП 110 кВ и выше осуществляется с учетом следующего:

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 установка 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 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.

Если КВЛ имеют кабельные участки с непосредственным соприкосновением кабелей разных фаз, возможность использования АПВ определяется при проектировании.

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. Оснащение устройствами РЗ и СА автотрансформаторов (трансформаторов) высшим классом напряжения 110 кВ и выше осуществляется с учетом следующего:

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 выполняется при недостаточной чувствительности или недопустимом времени 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 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 устанавливаются две основные защиты.

9.9.4. Оснащение устройствами РЗ и СА шунтирующих реакторов, управляемых шунтирующих реакторов высшим классом напряжения 330 кВ и выше осуществляется с учетом следующего:

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. Оснащение устройствами РЗ и СА систем (секций) шин, обходных, шиносоединительных и секционных выключателей напряжением 110 кВ и выше осуществляется с учетом следующего.

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 160 МВт и более, и на подстанциях нового поколения, оснащённых оптическими ТТ без постоянного 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 (перевode) их через обходной выключатель. Выходные цепи и цепи переменного тока основных защит указанных линий электропередачи и оборудования при включении в работу (перевode) их через обходной выключатель имеют возможность перевода на обходной выключатель. Предусматривается возможность использования в микропроцессорных устройствах РЗ и СА обходного выключателя нескольких групп уставок.

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, устанавливаются устройства АЛАР.

На каждой связи, по которой возможен асинхронный режим, обеспечивается селективное выявление асинхронного режима с электрическим центром качаний в любой точке связи двумя устройствами АЛАР. В электрической сети 150 кВ и ниже допускается применение устройств АЛАР, не обеспечивающих выявления электрического центра качаний.

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, КНР, 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 энергоблока на свои собственные нужды действием ЧДА обеспечивается устойчивая работа выделяемого энергоблока в течение не менее 30 минут.

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 СМПР устанавливаются на следующих объектах электроэнергетики ЕЭС России:

на подстанциях 500 кВ и выше единой национальной (общероссийской) электрической сети;

на электростанциях установленной мощностью 500 МВт и более;

на межгосударственных и входящих в контролируемые сечения Единой энергетической системы России ЛЭП 220 кВ и выше, определяемых АО «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 соответствующих диспетчерских центров АО «СО ЕЭС».

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 ЛЭП. 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.

Передача сигналов и команд с устройств РЗ, осуществляющих функцию основной защиты ЛЭП, организовывается по выделенным каналам, независимым от каналов связи, используемых для передачи сигналов и команд с других устройств РЗ этой же ЛЭП. При выполнении защит ЛЭП с использованием трех комплектов основных защит, допускается использовать один канал связи для обеспечения функционирования двух комплектов основных защит.

Не используется один и тот же канал связи или каналобразующей аппаратуры для обеспечения функционирования основных защит разных ЛЭП, в случае применения для защиты ЛЭП только одной основной быстродействующей защиты. Для устройств РЗ, предусматривающих дублированный режим передачи сигналов, необходимо использование двух независимых каналов связи.

При этом ускоряющие, разрешающие и отключающие команды РЗ ЛЭП могут передаваться в общем канале совместно с командами ПА.

Устройства РЗА обеспечивают автоматический контроль исправности используемых каналов связи. При неисправности канала связи, выявленной в процессе непрерывного автоматического контроля, обеспечивается автоматическая блокировка устройств РЗА, если эта неисправность может привести к неправильным действиям устройств РЗА, с возможностью автоматической и/или ручной деблокировки, а также формирование сигнала неисправности канала соответствующих устройств РЗА.

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, изморозь, 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 мощностей, объектов электросетевого хозяйства, номинальный класс напряжения которых составляет 220 кВ и выше, на 2017 – 2023 годы**

Объемы капитальных вложений в сооружение электроэнергетических объектов на перспективу определены в соответствии с намечаемыми вводами и структурой генерирующих мощностей электростанций.

Оценка капитальных вложений в электростанции и электросетевые объекты в разрезе ОЭС проведена в прогнозных ценах с учетом НДС (18 %) и инфляционного удорожания за рассматриваемый расчетный период до 2023 года.

Прогнозные цены рассчитывались:

- на период до 2019 года на основе индекс-дефляторов, представленных в документе «Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2017 год и на плановый период 2018 и 2019 годов» (Минэкономразвития, 24.11.2016);

- на период 2020 – 2023 года на основе значения индекс-дефлятора, определенного в прогнозе социально-экономического развития на среднесрочный период для последнего года соответствующего среднесрочного периода прогнозирования – 2019 года (в соответствии с Приказом Минэнерго России от 05.05.2016 №380 в связи с отсутствием в прогнозе социально-экономического развития индексов-дефляторов на период 2020-2023 годы).

Оценка необходимых объемов капитальных вложений в строительство электростанций выполнена исходя из анализа инвестиционных программ генерирующих компаний, а также нормативных документов.

В строительстве электросетевых объектов, намечаемых Схемой и программой развития ЕЭС России на 2017 – 2023 годы, в том числе сооружаемых за счет иных инвесторов, капитальные вложения принимались по материалам инвестиционных программ отдельных субъектов электроэнергетики (или их проектам), по проектам-аналогам, а также по «Укрупненным нормативам цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электросетевого хозяйства», утвержденным Приказом Минэнерго России от 08.02.2016 № 75.

Сроки сооружения электросетевых объектов принимались по стандарту ПАО «ФСК ЕЭС» «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции ПС и линий электропередачи» (утверждены Советом директоров ПАО «ФСК ЕЭС» 01.06.2012).

Суммарные объемы капиталовложений в развитие электроэнергетики России за период 2017–2023 годов оцениваются в 2 299 057,6млн. руб., в том числе по генерирующим объектам 1 706 048,6млн. руб. и электрическим сетям 220 кВ и выше 593 008,9 млн. руб.

Прогнозные объемы инвестиций в строительство электростанций в разрезе ОЭС и по типам станций, а также сводные показатели по капитальным вложениям в сооружение электрических сетей напряжением 220 кВ и выше представлены в таблице 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 2017 – 2023 годы.

Таблица 10.1 - Прогнозные объемы инвестиций в развитие ЕЭС России на период 2017 – 2023 годов в прогнозных ценах

ОЭС	Тип станции	Инвестиции, млн. руб. (в прогнозных ценах)							Итого за 2017-2023 годы
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
<b>ОЭС Северо-Запада</b>		<b>98901,3</b>	<b>82839,9</b>	<b>89347,8</b>	<b>86356,0</b>	<b>66028,0</b>	<b>77730,2</b>	<b>57238,5</b>	<b>558441,7</b>
	АЭС	57398,6	39004,1	70989,7	86356,0	66028,0	77730,2	57238,5	454745,1
	ГЭС и МГЭС	1839,0	7071,9	4031,9	0,0	0,0	0,0	0,0	12942,8
	ТЭС	39663,6	36764,0	14326,2	0,0	0,0	0,0	0,0	90753,8
<b>ОЭС Центра</b>		<b>73539,3</b>	<b>81177,0</b>	<b>86942,8</b>	<b>97202,6</b>	<b>96517,7</b>	<b>78273,1</b>	<b>34753,7</b>	<b>548406,4</b>
	АЭС	48097,6	71939,4	85771,6	97202,6	96517,7	78273,1	34753,7	512555,7
	ГАЭС	3094,6	2499,7	1171,3	0,0	0,0	0,0	0,0	6765,6
	ТЭС	21046,5	6738,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	27784,5
	НИЭ	1300,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1300,5
<b>ОЭС Средней Волги</b>		<b>36137,1</b>	<b>10097,9</b>	<b>2348,9</b>	<b>3686,9</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>52270,8</b>
	ТЭС	23546,6	6460,7	2348,9	3686,9	0,0	0,0	0,0	36043,0
	НИЭ	12590,5	3637,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16227,8
<b>ОЭС Юга</b>		<b>145457,5</b>	<b>88253,1</b>	<b>61647,0</b>	<b>7865,1</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>303222,7</b>
	АЭС	24704,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	24704,1
	ГЭС и МГЭС	11586,6	13413,5	14261,7	0,0	0,0	0,0	0,0	39261,8
	ТЭС	48911,1	17140,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	66051,0
	НИЭ	60255,8	57699,7	47385,3	7865,1	0,0	0,0	0,0	173205,8
<b>ОЭС Урала</b>		<b>53060,2</b>	<b>24443,4</b>	<b>16157,8</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>93661,4</b>
	ТЭС	36288,8	801,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	37090,1
	НИЭ	16771,5	23642,1	16157,8	0,0	0,0	0,0	0,0	56571,4
<b>ОЭС Сибири</b>		<b>20520,9</b>	<b>25817,0</b>	<b>6489,0</b>	<b>2605,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>55431,9</b>
	ТЭС	7815,1	11722,7	1736,7	2605,0	0,0	0,0	0,0	23879,5
	НИЭ	12705,8	14094,4	4752,3	0,0	0,0	0,0	0,0	31552,4
<b>ОЭС Востока</b>		<b>20561,5</b>	<b>0,0</b>	<b>10562,7</b>	<b>44212,4</b>	<b>19277,1</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>94613,7</b>
	ГЭС и МГЭС	7363,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7363,6
	ТЭС	13197,9	0,0	10562,7	44212,4	19277,1	0,0	0,0	87250,1

ОЭС	Тип станции	Инвестиции, млн. руб. (в прогнозных ценах)							Итого за 2017-2023 годы
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
<b>ИТОГО</b>		<b>448177,9</b>	<b>312628,4</b>	<b>273496,0</b>	<b>241928,0</b>	<b>181822,9</b>	<b>156003,2</b>	<b>91992,2</b>	<b>1706048,6</b>
	АЭС	130200,4	110943,4	156761,3	183558,6	162545,8	156003,2	91992,2	992004,9
	ГЭС и МГЭС	20789,2	20485,3	18293,7	0,0	0,0	0,0	0,0	59568,2
	ГАЭС	3094,6	2499,7	1171,3	0,0	0,0	0,0	0,0	6765,6
	ТЭС	190469,6	79626,5	28974,5	50504,3	19277,1	0,0	0,0	368851,9
	НИЭ	103624,1	99073,4	68295,4	7865,1	0,0	0,0	0,0	278858,0
Эл.сети 220 кВ и выше		<b>164052,7</b>	<b>136161,5</b>	<b>105011,7</b>	<b>73160,3</b>	<b>72838,9</b>	<b>30828,2</b>	<b>10955,7</b>	<b>593008,9</b>
<b>Всего учетом сетей 220 кВ и выше</b>		<b>612230,6</b>	<b>448789,9</b>	<b>378507,7</b>	<b>315088,3</b>	<b>254661,8</b>	<b>186831,4</b>	<b>102947,9</b>	<b>2299057,6</b>

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 2017 – 2023 годы в прогнозных ценах, млн. руб.

		2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	Итого за 2017-2023 гг.
ОЭС Северо-Запада		<b>16826,3</b>	<b>12916,0</b>	<b>14257,4</b>	<b>7517,7</b>	<b>10225,8</b>	<b>1674,7</b>	<b>843,3</b>	<b>64261,2</b>
	750 кВ	7101,1	6267,8	8178,6	0,0	0,0	405,1	0,0	21952,5
	330 кВ	9595,1	6082,9	4497,2	6181,6	9245,4	0,0	843,3	36445,5
	220 кВ	130,0	565,4	1581,6	1336,2	980,4	1269,7	0,0	5863,2
ОЭС Центра		<b>17670,2</b>	<b>14353,4</b>	<b>13089,8</b>	<b>11091,0</b>	<b>11638,5</b>	<b>3102,5</b>	<b>1608,5</b>	<b>72553,8</b>
	500 кВ	6229,8	5613,3	5763,8	1994,3	0,0	0,0	0,0	19601,1
	330 кВ	587,4	43,5	40,6	51,5	53,9	1537,1	1608,5	3922,4
	220 кВ	10853,0	8696,5	7285,4	9045,2	11584,6	1565,4	0,0	49030,3
ОЭС Юга		<b>24142,6</b>	<b>28928,8</b>	<b>9393,5</b>	<b>7013,0</b>	<b>7189,9</b>	<b>4654,6</b>	<b>2590,7</b>	<b>83913,2</b>
	500 кВ	13349,6	16998,5	4119,9	3674,7	3322,2	0,0	0,0	41464,8
	330 кВ	1522,4	3407,0	3461,4	1647,0	1718,9	2802,8	0,0	14559,4
	220 кВ	9270,7	8523,3	1812,2	1691,3	2148,9	1851,9	2590,7	27888,9
Энергосистема Республики Крым и г. Севастополь		<b>2678,4</b>	<b>653,5</b>	<b>691,2</b>	<b>612,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>4635,1</b>
	330 кВ	2678,4	653,5	500,0	423,7	0,0	0,0	0,0	4255,5
	220 кВ	0,0	0,0	191,2	188,3	0,0	0,0	0,0	379,6
ОЭС Средней Волги		<b>1372,2</b>	<b>1960,6</b>	<b>2916,8</b>	<b>821,7</b>	<b>779,7</b>	<b>400,0</b>	<b>233,3</b>	<b>8484,4</b>
	500 кВ	130,0	184,2	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	319,5
	220 кВ	1242,2	1776,3	2916,8	821,7	779,7	400,0	228,1	8164,9

<b>ОЭС Урала</b>		<b>26585,0</b>	<b>21726,1</b>	<b>3493,7</b>	<b>4121,9</b>	<b>2615,2</b>	<b>4780,7</b>	<b>4987,9</b>	<b>68310,4</b>
	500 кВ	5770,2	3854,2	501,0	1824,4	320,3	4780,7	4987,9	<b>22038,6</b>
	220 кВ	20814,8	17872,0	2992,6	2297,5	2294,9	0,0	0,0	<b>46271,8</b>
<b>ОЭС Сибири</b>		<b>47807,9</b>	<b>30208,9</b>	<b>34624,7</b>	<b>28310,2</b>	<b>31807,9</b>	<b>4247,8</b>	<b>0,0</b>	<b>177007,5</b>
	500 кВ	1209,3	3100,2	8224,3	17944,4	13462,0	0,0	0,0	<b>43940,2</b>
	220 кВ	46598,6	27108,7	26400,4	10365,8	18345,9	4247,8	0,0	<b>133067,3</b>
<b>ОЭС Востока</b>		<b>26970,0</b>	<b>25414,2</b>	<b>26544,6</b>	<b>13672,9</b>	<b>8581,8</b>	<b>11967,8</b>	<b>692,0</b>	<b>113843,4</b>
	500 кВ	0,0	0,0	3280,4	3433,8	5391,4	9287,8	0,0	<b>21393,4</b>
	220 кВ	26970,0	25414,2	23264,2	10239,1	3190,4	2680,0	692,0	<b>92449,9</b>
<b>ИТОГО</b>		<b>164052,7</b>	<b>136161,5</b>	<b>105011,7</b>	<b>73160,3</b>	<b>72838,9</b>	<b>30828,2</b>	<b>10955,7</b>	<b>593008,9</b>
	750 кВ	7101,1	6267,8	8178,6	0,0	0,0	405,1	0,0	<b>21952,5</b>
	500 кВ	26688,9	29750,4	21889,4	28871,5	22495,9	14068,5	4993,1	<b>148757,6</b>
	330 кВ	14383,3	10186,9	8499,1	8303,7	11018,2	4339,8	2451,7	<b>59182,8</b>
	220 кВ	115879,3	89956,5	66444,6	35985,1	39324,8	12014,8	3510,8	<b>363116,0</b>

**Вывод:**

Суммарные капиталовложения в развитие ЕЭС России на период 2017 – 2023 годов прогнозируются в объеме 2 299 057,6 млн. руб., в том числе в части генерирующих мощностей электрических станций – 1 706 048,6 млн. руб., объектов электросетевого хозяйства, номинальный класс напряжения которых составляет 220 кВ и выше – 593 008,9 млн. руб.

## 9. Схема развития ЕЭС России

Схема развития ЕЭС России состоит из следующих карт-схем:

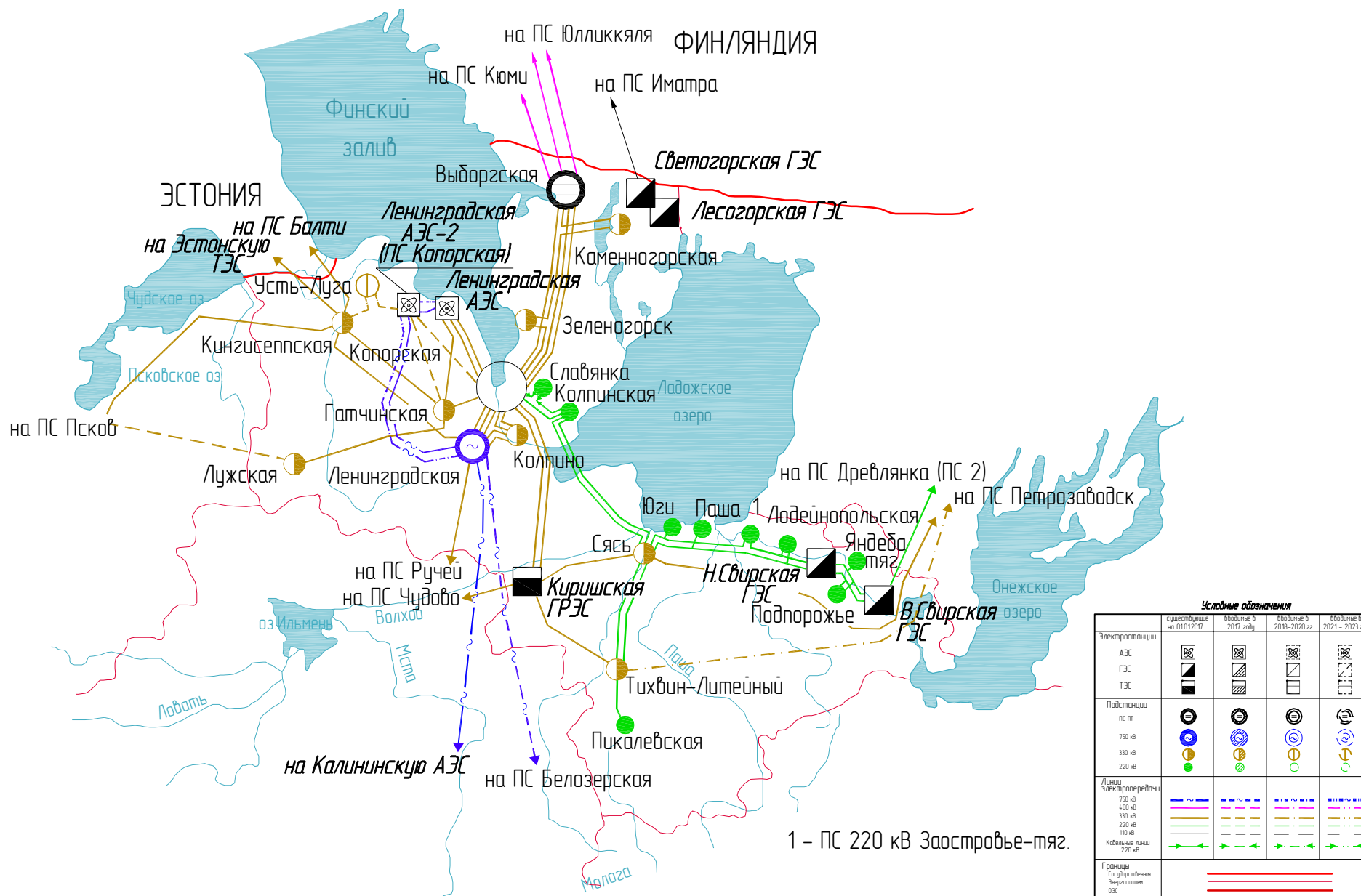
1. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Северо-Запада на 2017 – 2023 годы;
2. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы города Санкт-Петербурга и Ленинградской области на 2017 – 2023 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 2017 – 2023 годы (по Ленинградской области);
4. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Центра на 2017 – 2023 годы;
5. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы города Москвы и Московской области на 2017 – 2023 годы;
6. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Средней Волги на 2017 – 2023 годы;
7. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Юга на 2017 – 2023 годы;
8. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций Республики Крым и г. Севастополь на 2017 – 2023 годы;
9. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Урала на 2017 – 2023 годы;
10. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Тюменской области на 2017 – 2023 годы;
11. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Ямало-Ненецкого автономного округа на 2017 – 2023 годы;
12. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Ханты-Мансийского автономного округа на 2017 – 2023 годы;
13. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Сибири на 2017 – 2023 годы;
14. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций Восточной Сибири на 2017 – 2023 годы;
15. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Востока на 2017 – 2023 годы





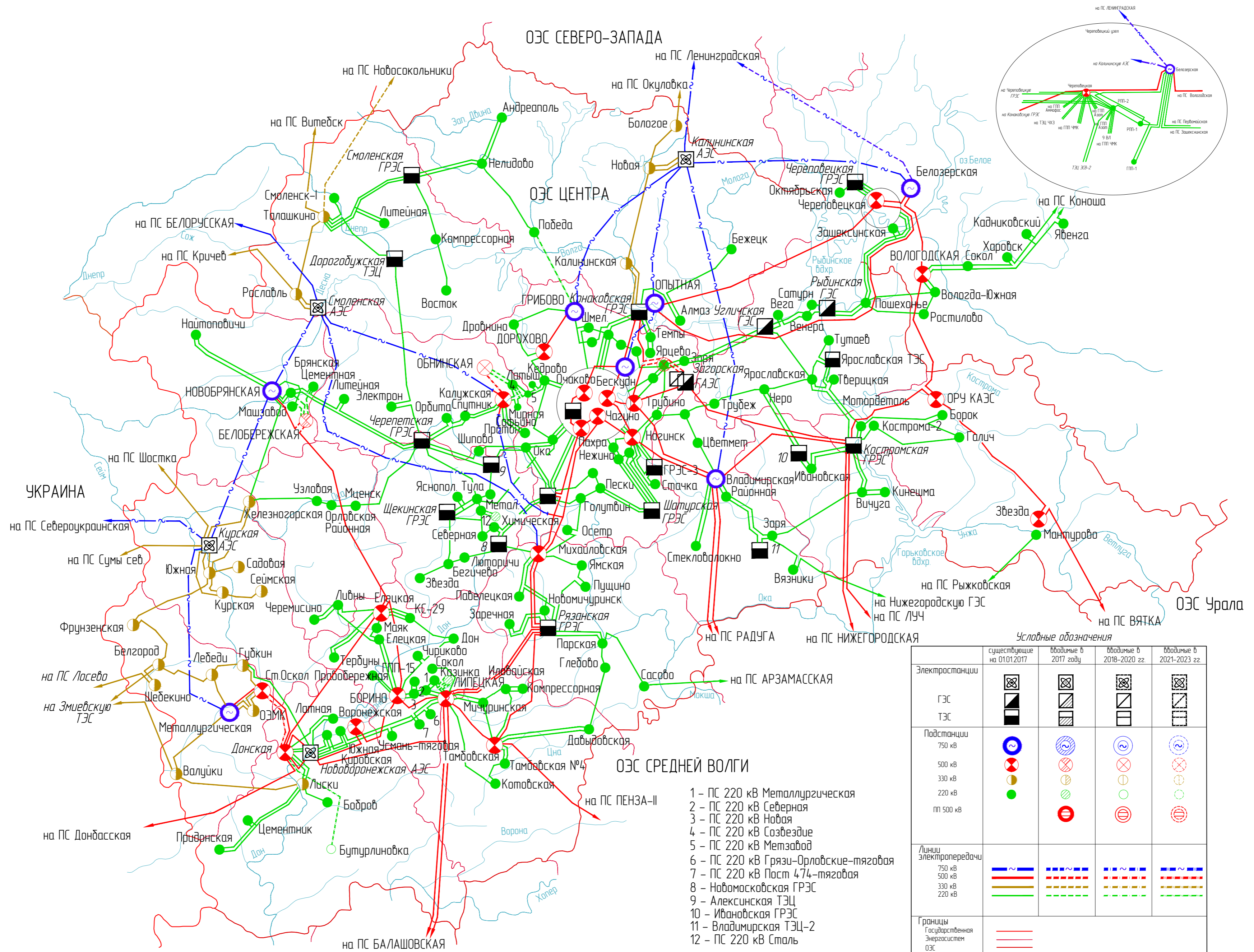


# Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций Ленинградской энергосистемы на 2017–2023 годы



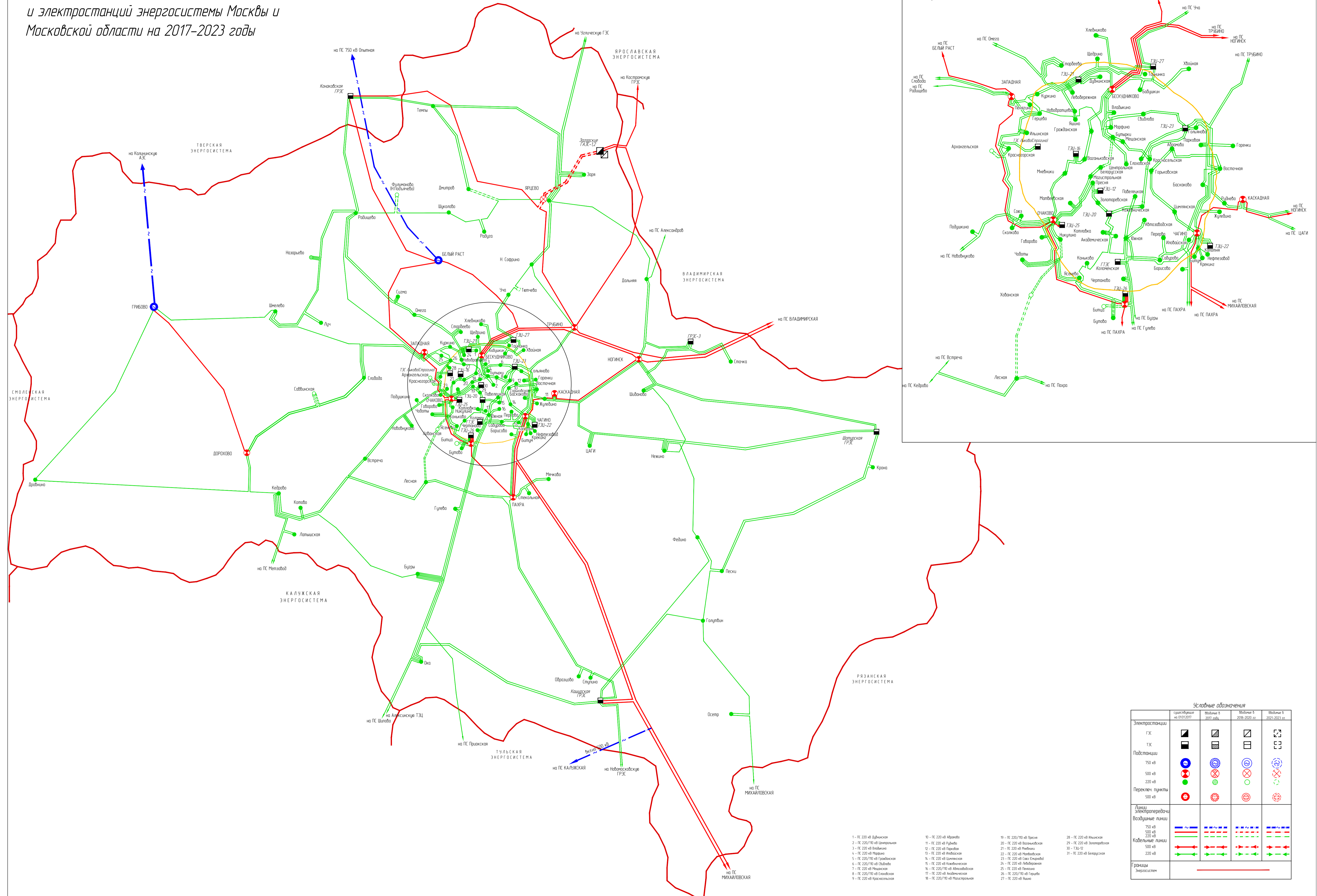


# Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Центра на 2017-2023 годы





Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Москвы и Московской области на 2017-2023 годы



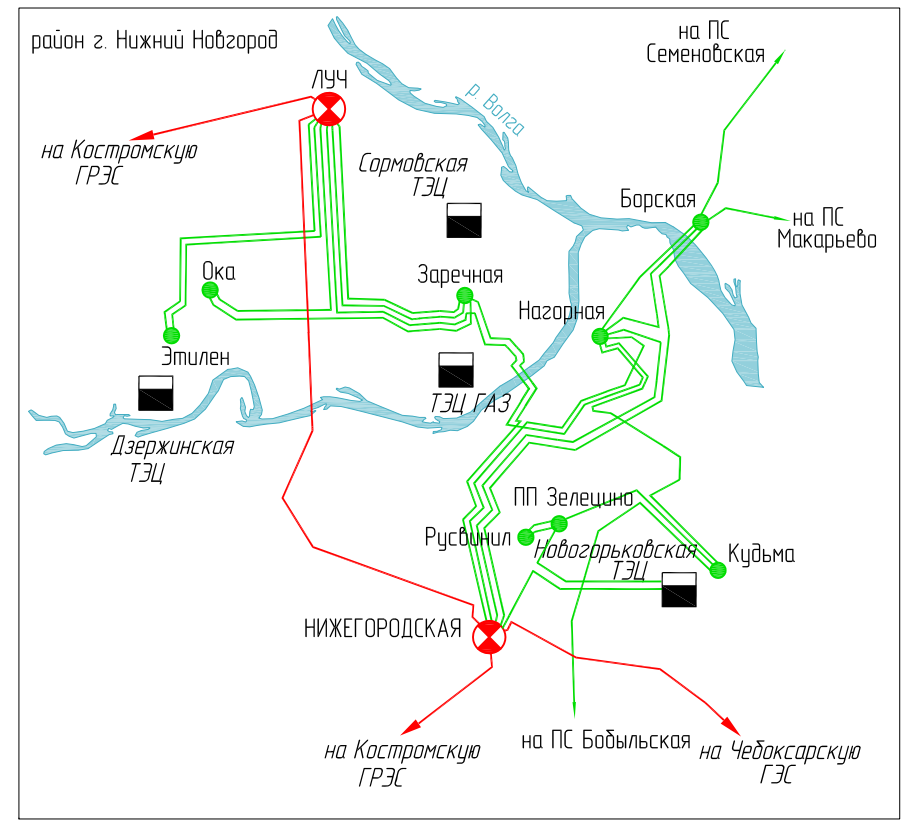
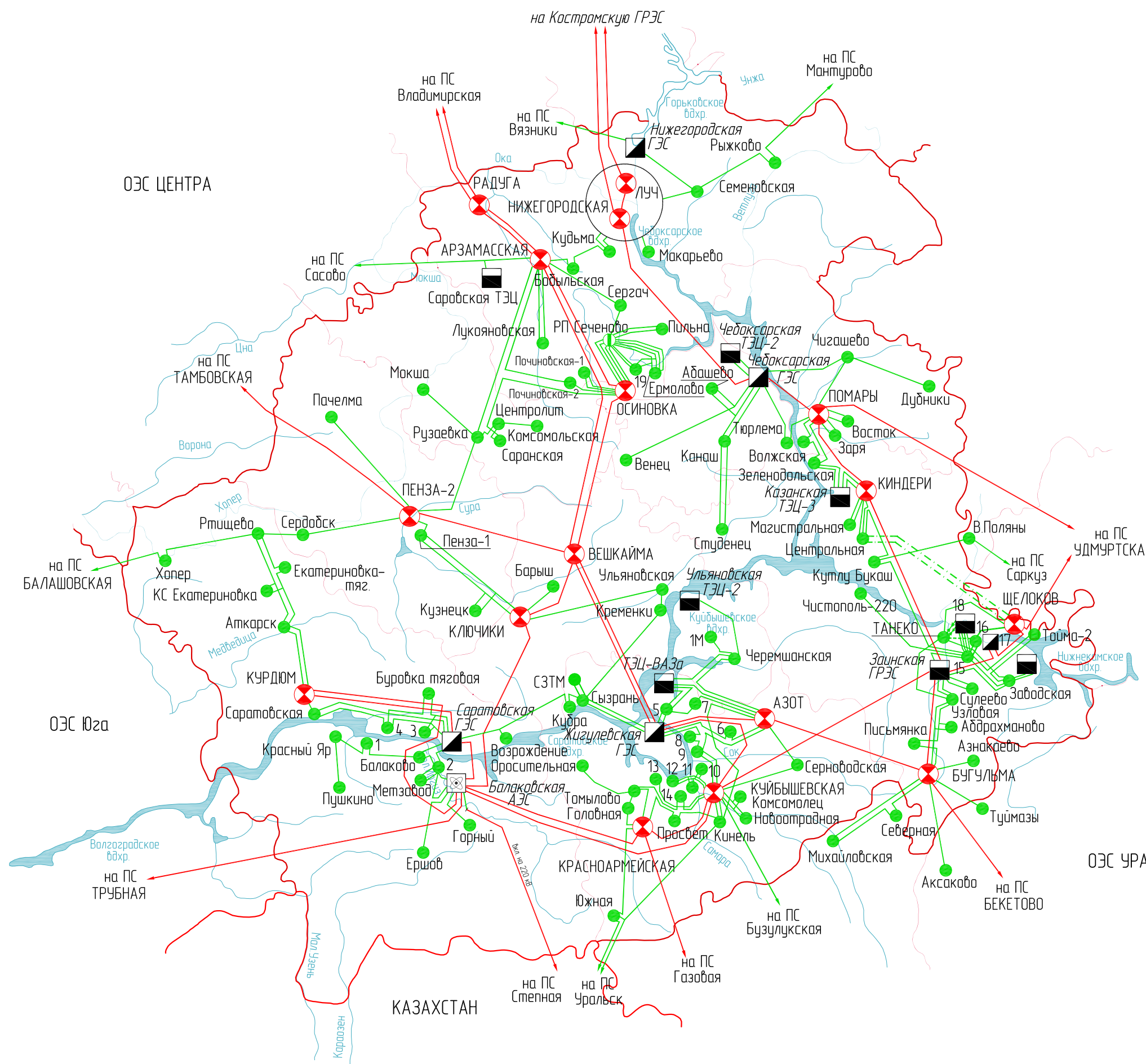
- 1 - ПС 220 кВ Ву́нская
- 2 - ПС 220 кВ Ру́дево
- 3 - ПС 220 кВ Парфал
- 4 - ПС 220 кВ Марьино
- 5 - ПС 220 кВ Гражданская
- 6 - ПС 220 кВ Бутово
- 7 - ПС 220 кВ Мысовая
- 8 - ПС 220 кВ Лосиноостровская
- 9 - ПС 220 кВ Красносельская
- 10 - ПС 220 кВ Абрамцево
- 11 - ПС 220 кВ Руднево
- 12 - ПС 220 кВ Митино
- 13 - ПС 220 кВ Митинская
- 14 - ПС 220 кВ Шиняевская
- 15 - ПС 220 кВ Коминтерн
- 16 - ПС 220 кВ Алмазовская
- 17 - ПС 220 кВ Академическая
- 18 - ПС 220 кВ Мясницкая
- 19 - ПС 220 кВ Пресня
- 20 - ПС 220 кВ Возьмошская
- 21 - ПС 220 кВ Мещкино
- 22 - ПС 220 кВ Марьинская
- 23 - ПС 220 кВ Ока (Егорово)
- 24 - ПС 220 кВ Новоборисово
- 25 - ПС 220 кВ Пеняево
- 26 - ПС 220 кВ Гарилово
- 27 - ПС 220 кВ Ясно
- 28 - ПС 220 кВ Мысовая
- 29 - ПС 220 кВ Зосинская
- 30 - ПС 220 кВ Новоборисово
- 31 - ПС 220 кВ Белорусская

**Условные обозначения**

Электростанция	существующая на 01.01.2017	объекты в 2017 году	объекты в 2018-2020 гг.	объекты в 2021-2023 гг.
	ГЭС			
ТЭС				
Подстанции	750 кВ			
	500 кВ			
	220 кВ			
	110 кВ			
Переключ. пункты	500 кВ			
	220 кВ			
	110 кВ			
	60 кВ			
Линии	Электропередачи			
	Воздушные линии			
	750 кВ			
	500 кВ			
Наземные линии	500 кВ			
	220 кВ			
	110 кВ			
Границы	Энергосистем			
	районов			



Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Средней Волги на 2017–2023 годы

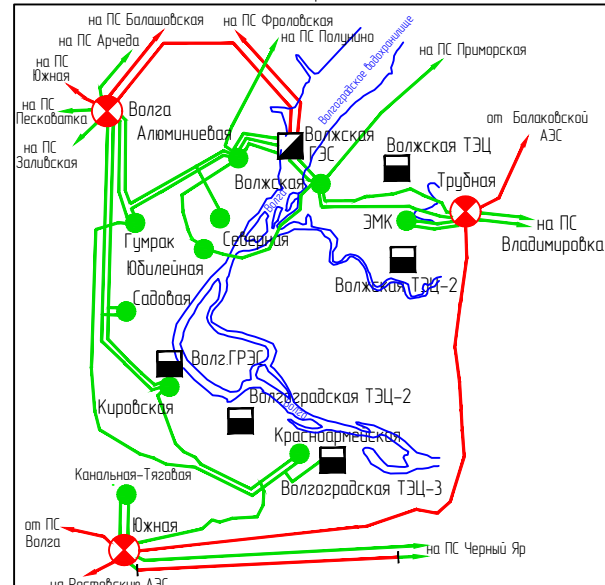
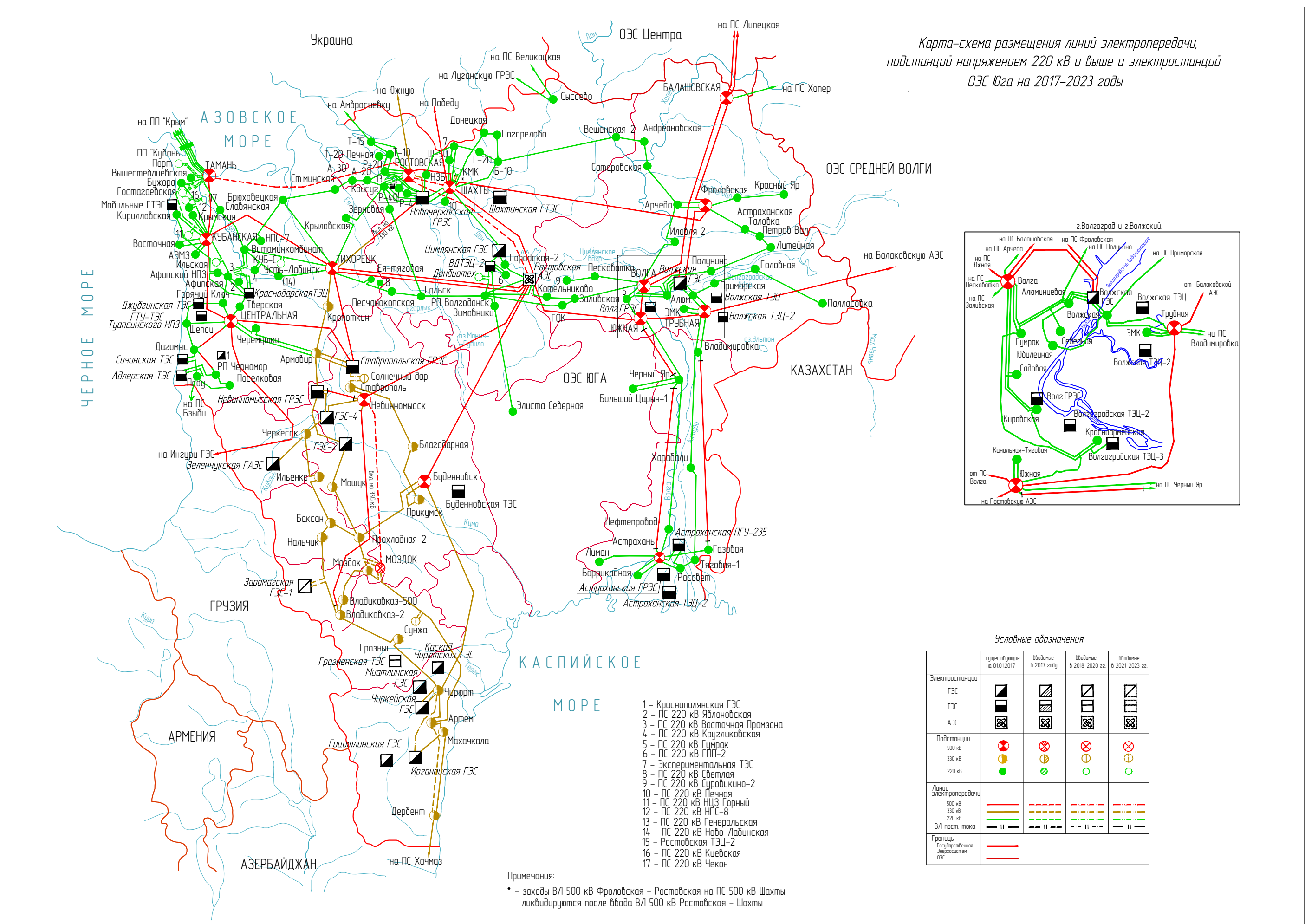


- 1 – ПС 220 кВ Подлесное
- 2 – ПС 220 кВ Центральная
- 3 – ПС 220 кВ Вольск
- 4 – ПС 220 кВ Терешка
- 5 – ПС 220 кВ Лебодеревная
- 6 – ПС 220 кВ КС-22
- 7 – ПС 220 кВ Васильевская
- 8 – ПС 220 кВ Солнечная
- 9 – ПС 220 кВ Кировская
- 10 – ПС 220 кВ Юбилейная
- 11 – ПС 220 кВ Яблочная
- 12 – ПС 220 кВ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

Условные обозначения

	существующие на 01.01.2017	вводимые в 2017 году	вводимые в 2018–2020 гг.	вводимые в 2021–2023 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 2017-2023 годы



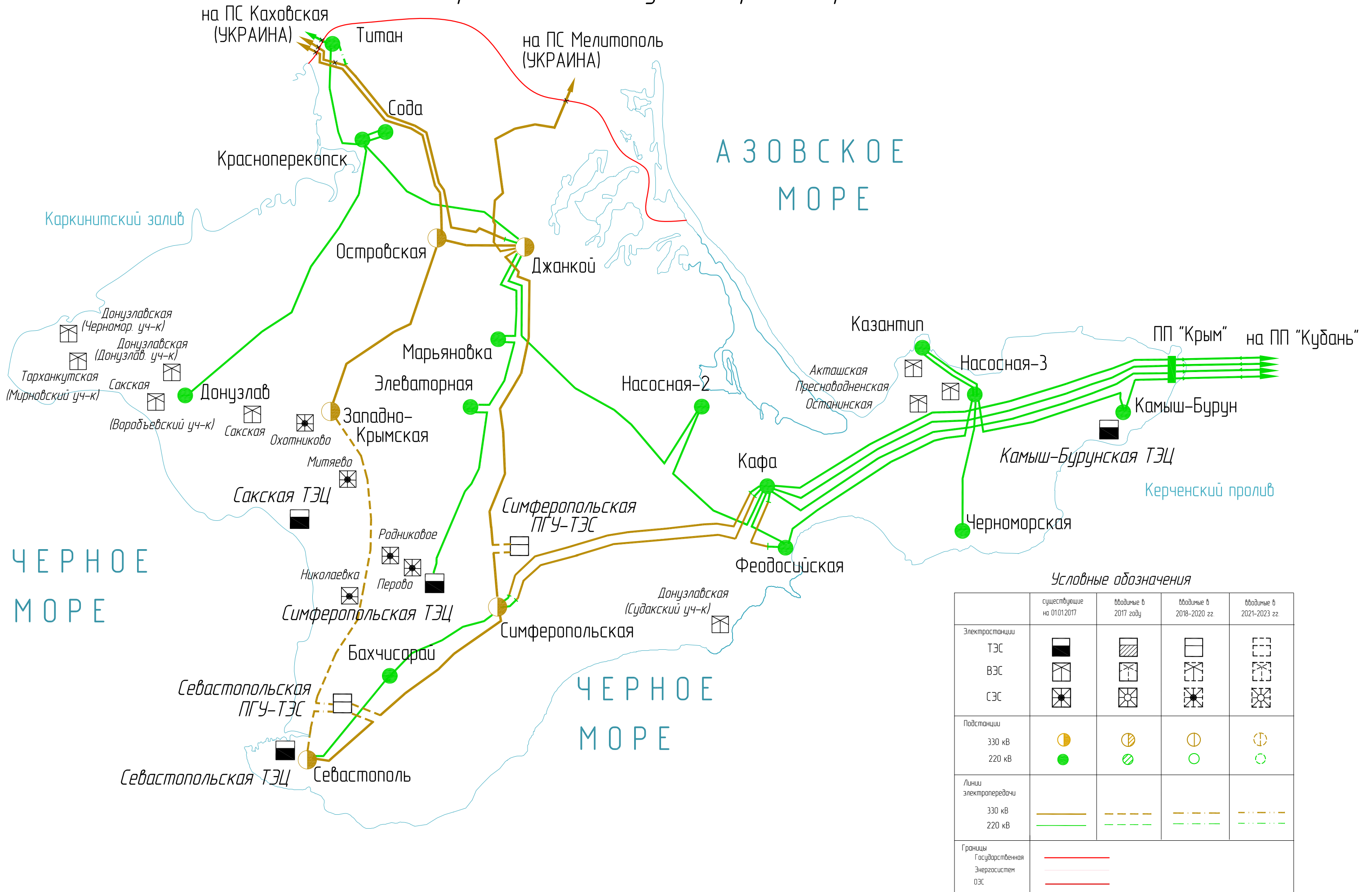
- 1 - Краснополянская ГЭС
- 2 - ПС 220 кВ Яблоновская
- 3 - ПС 220 кВ Восточная Промзона
- 4 - ПС 220 кВ Кругликовская
- 5 - ПС 220 кВ Гумрак
- 6 - ПС 220 кВ ГПП-2
- 7 - Экспериментальная ТЭС
- 8 - ПС 220 кВ Светлая
- 9 - ПС 220 кВ Суравикино-2
- 10 - ПС 220 кВ Печная
- 11 - ПС 220 кВ НЦЗ Горный
- 12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

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

Условные обозначения

	существующие на 01.01.2017	вводимые в 2017 году	вводимые в 2018-2020 гг.	вводимые в 2021-2023 гг.
Электростанции				
ГЭС				
ТЭС				
АЭС				
Подстанции				
500 кВ				
330 кВ				
220 кВ				
Линии электропередачи				
500 кВ				
330 кВ				
220 кВ				
ВЛ пост. тока				
Границы Государственной энергосистемы ОЭС				

# Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Республики Крым и города Севастополь на 2017-2023 годы

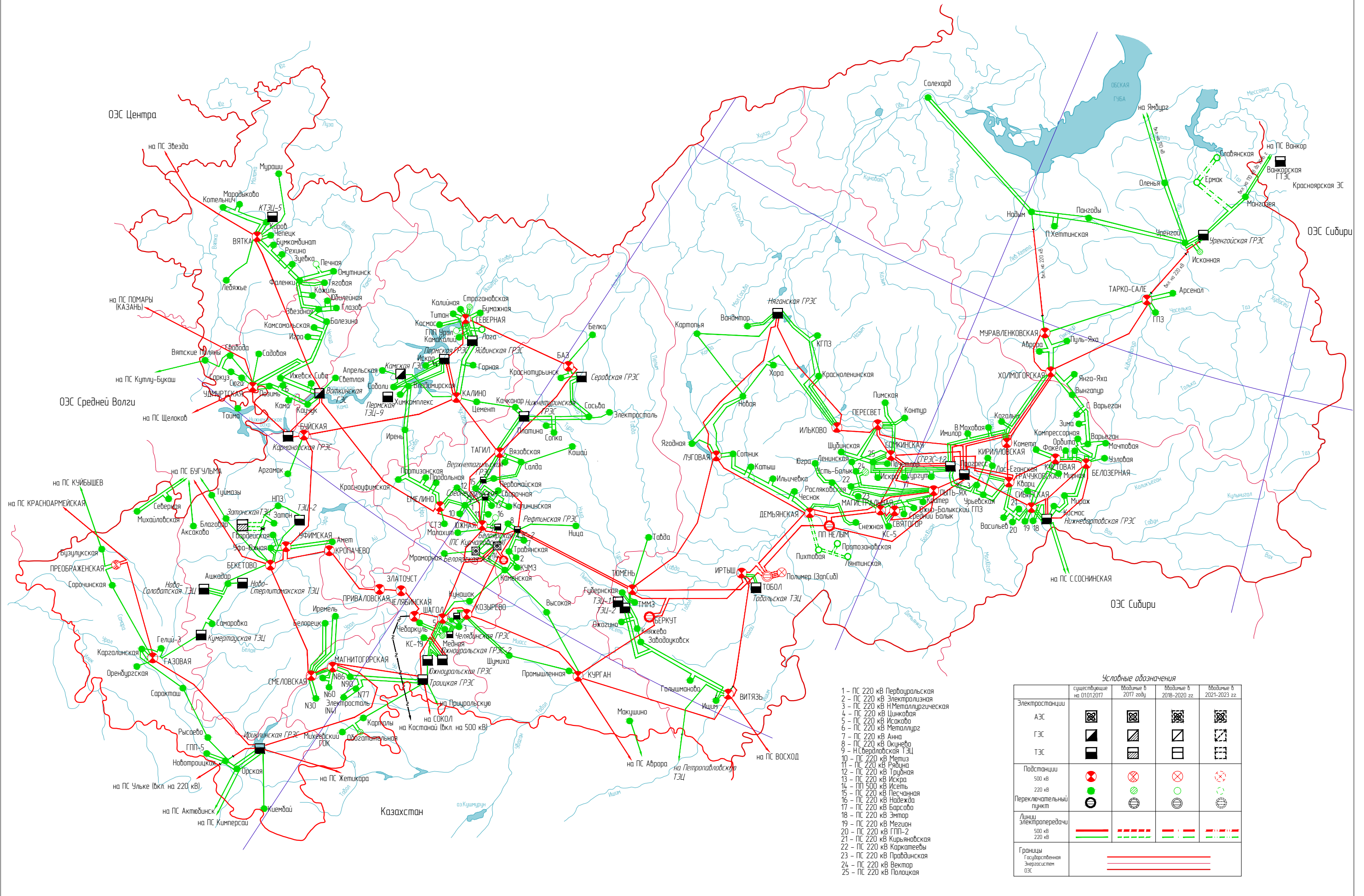


## Условные обозначения

	существующие на 01.01.2017	вводимые в 2017 году	вводимые в 2018-2020 гг.	вводимые в 2021-2023 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 2017-2023 годы



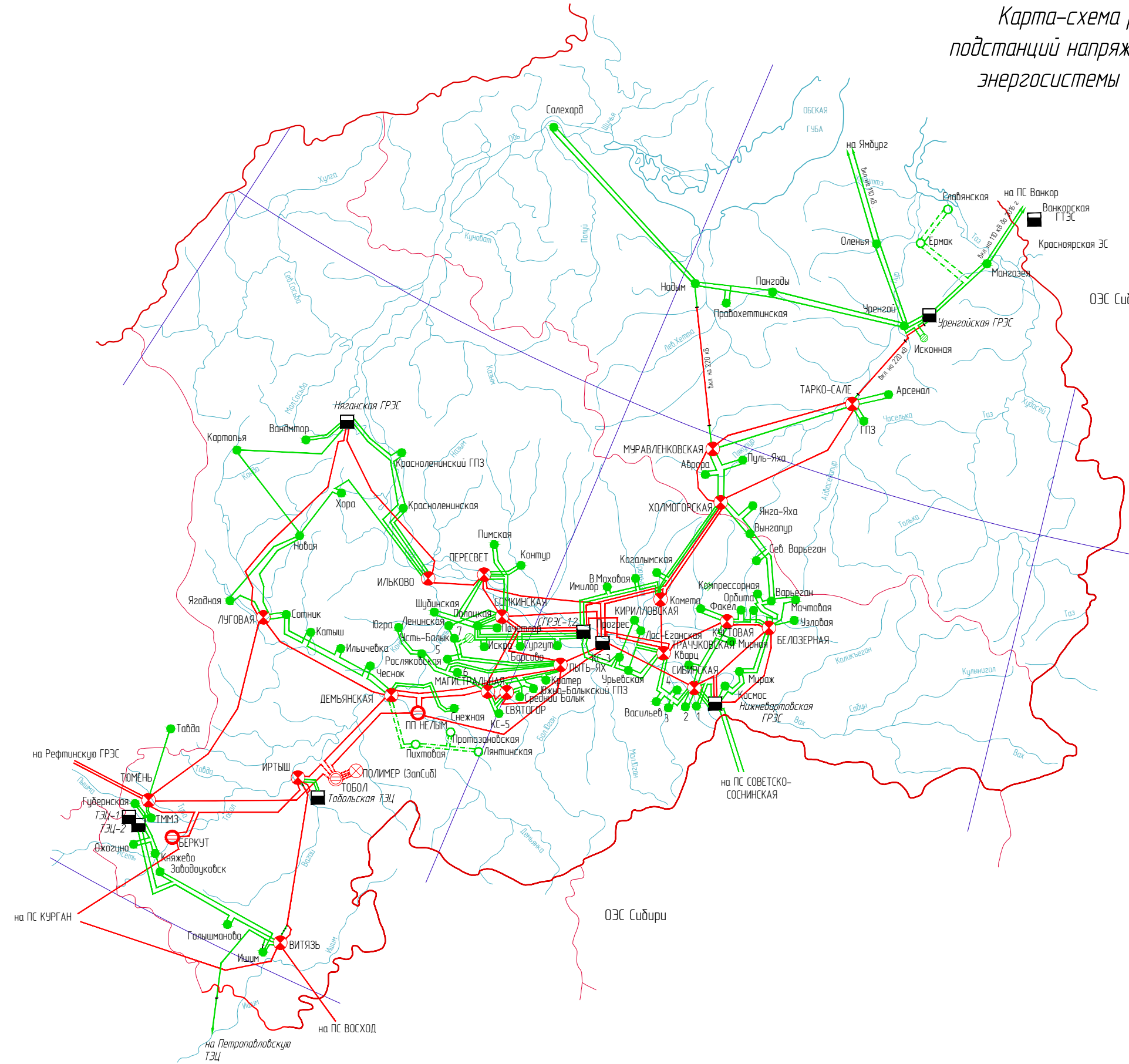
- 1 - ПС 220 кВ Первоуральская
- 2 - ПС 220 кВ Электролизная
- 3 - ПС 220 кВ НМеталлургическая
- 4 - ПС 220 кВ Щинковская
- 5 - ПС 220 кВ Исакова
- 6 - ПС 220 кВ Металлург
- 7 - ПС 220 кВ Анна
- 8 - ПС 220 кВ Окунево
- 9 - НСвердловская ТЭЦ
- 10 - ПС 220 кВ Метиз
- 11 - ПС 220 кВ Райчиха
- 12 - ПС 220 кВ Трудная
- 13 - ПС 220 кВ Искра
- 14 - ПП 500 кВ Исеть
- 15 - ПС 220 кВ Песчанная
- 16 - ПС 220 кВ Надежда
- 17 - ПС 220 кВ Барсово
- 18 - ПС 220 кВ Эмтор
- 19 - ПС 220 кВ Мегион
- 20 - ПС 220 кВ ГПП-2
- 21 - ПС 220 кВ Кирьяновская
- 22 - ПС 220 кВ Каркатеевы
- 23 - ПС 220 кВ Правдинская
- 24 - ПС 220 кВ Вектор
- 25 - ПС 220 кВ Полоцкая

Условные обозначения

	существующие на 01.01.2017	вводимые в 2017 году	вводимые в 2018-2020 гг	вводимые в 2021-2023 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 2017–2023 годы

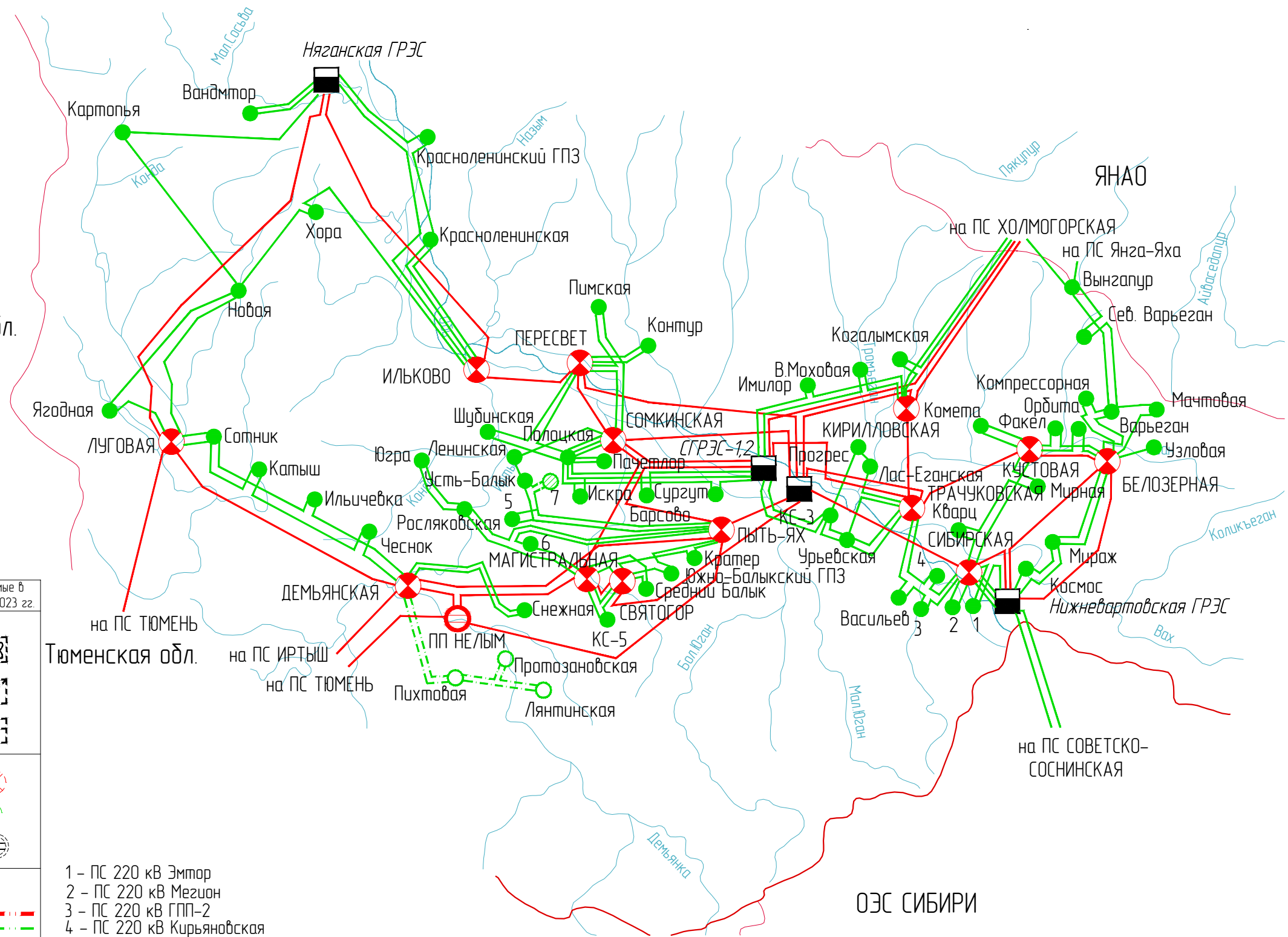


Условные обозначения

	существующие на 01.01.2017 г.	вводимые в 2017 г.	вводимые в 2018-2020 гг.	вводимые в 2021 - 2023 гг.
Электростанции				
АЭС				
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции 500 кВ				
Подстанции 220 кВ				
Переключательный пункт				
Линии электропередачи 500 кВ				
Линии электропередачи 220 кВ				
Границы Государственной Энергосистемы				
Границы ОЭС				

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

# Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Ханты-Мансийского автономного округа на 2017-2023 годы

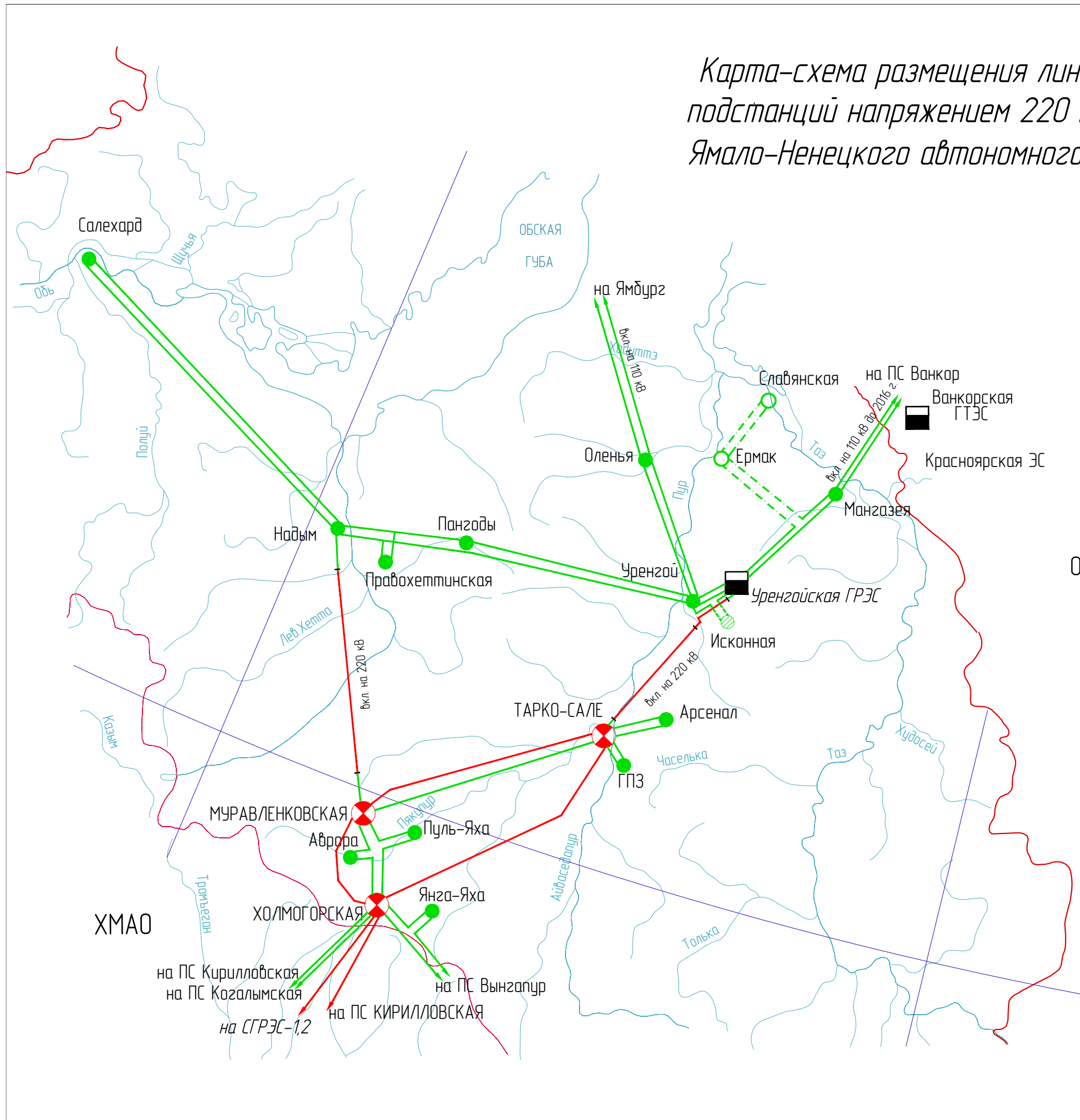


Условные обозначения

	существующие на 01.01.2017	вводимые в 2017 году	вводимые в 2018-2020 гг.	вводимые в 2021-2023 гг.
Электростанции				
АЭС				
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции				
500 кВ				
220 кВ				
Переключательный пункт				
Линии электропередачи				
500 кВ				
220 кВ				
Границы Государственной Энергосистем ОЭС				

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

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций Ямало-Ненецкого автономного округа на 2017-2023 годы



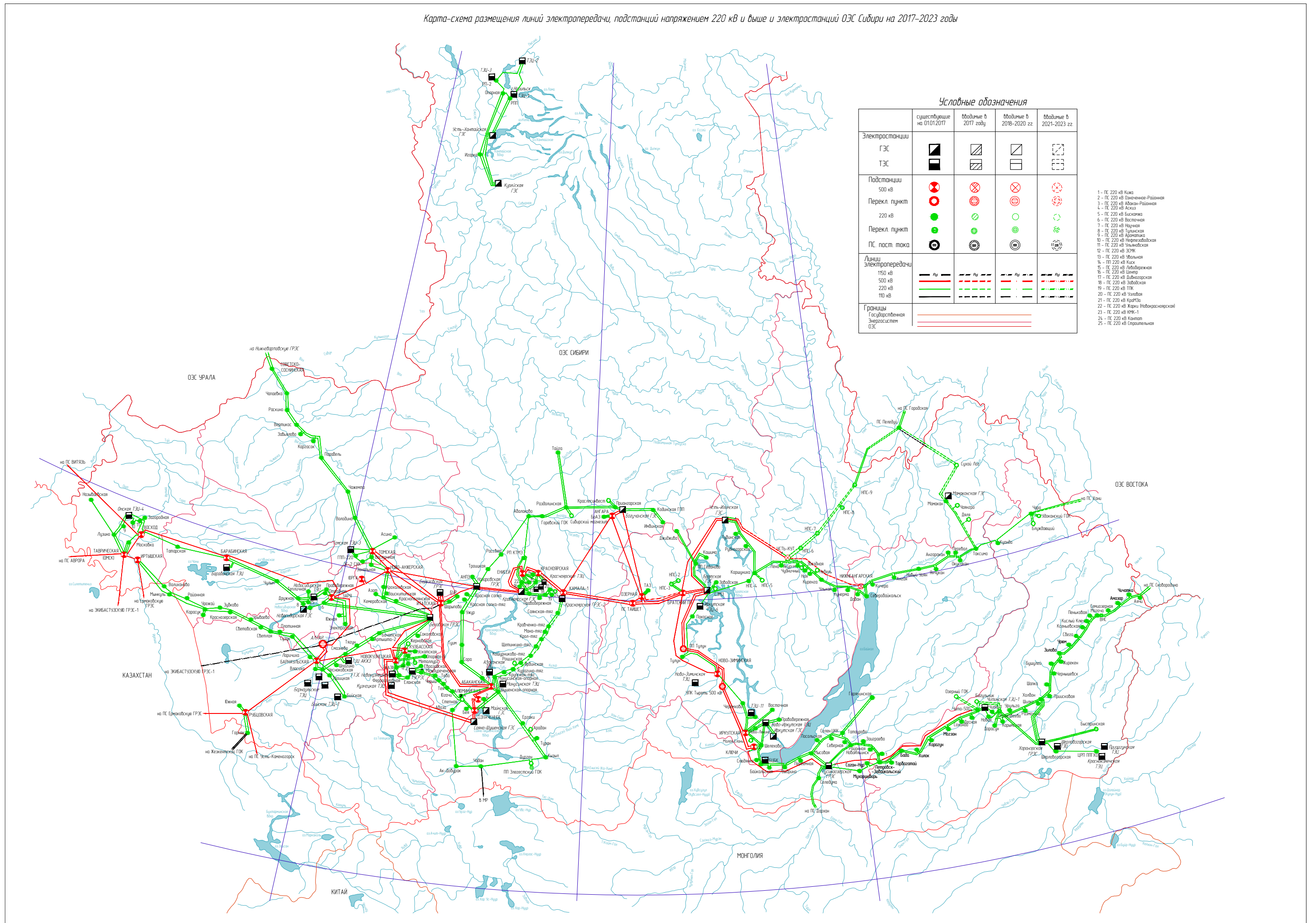
ОЭС СИБИРИ

Условные обозначения

	существующие на 01.01.2017 г.	вводимые в 2017 г.	вводимые в 2018-2020 гг.	вводимые в 2021 - 2023 гг.
Электростанции				
АЭС				
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции				
500 кВ				
220 кВ				
Переключательный пункт				
Линии электропередачи				
500 кВ				
220 кВ				
Границы Государственной Энергосистемы ОЭС				



Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Сибири на 2017-2023 годы

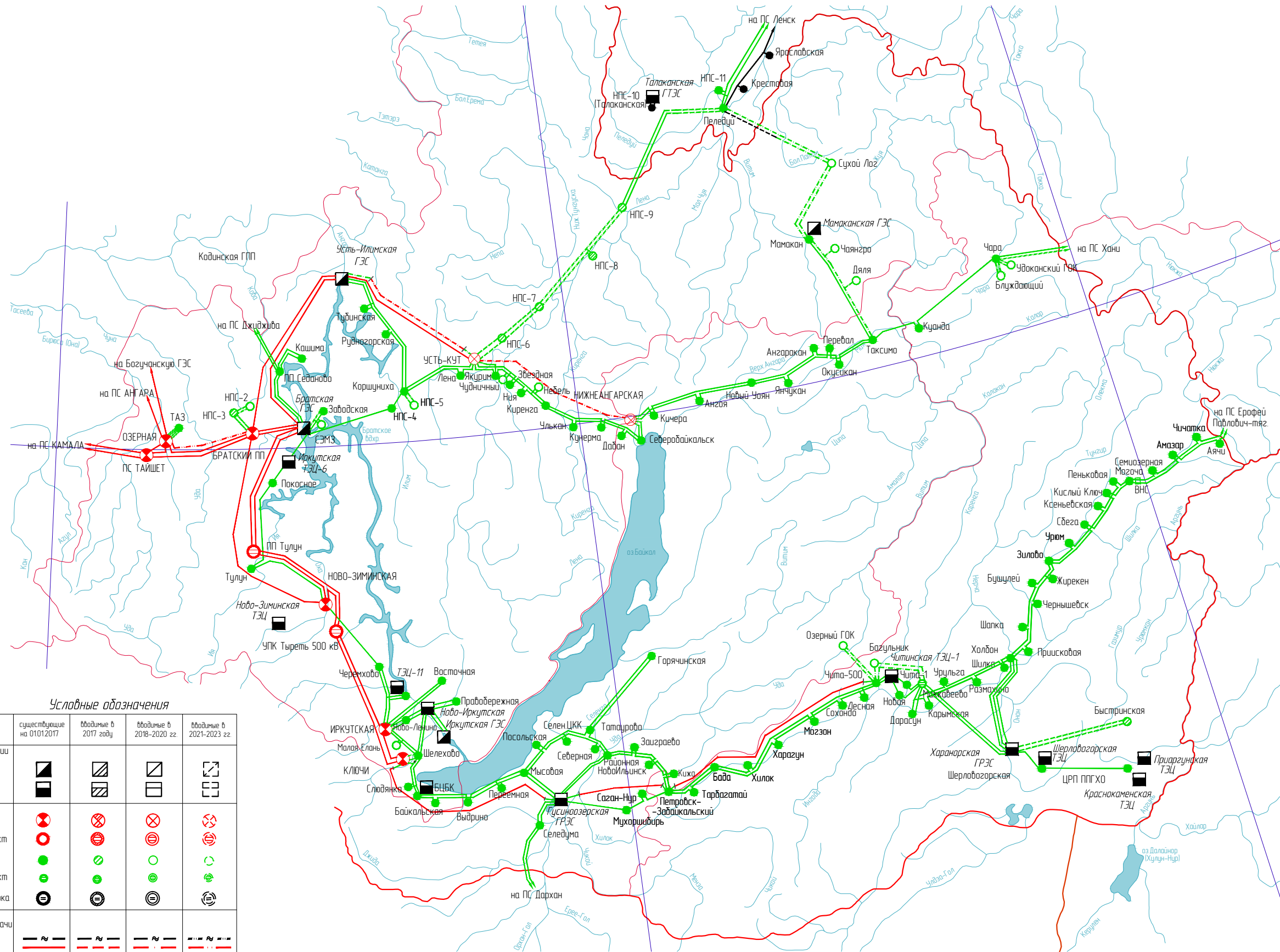


Условные обозначения

	существующие на 01.01.2017	вводимые в 2017 году	вводимые в 2018-2020 гг.	вводимые в 2021-2023 гг.
Электростанции				
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции 500 кВ				
Переключательный пункт 220 кВ				
Переключательный пункт 110 кВ				
ПС пост. тока				
Линии электропередачи				
150 кВ				
500 кВ				
220 кВ				
110 кВ				
Границы Государственной Энергосистемы ОЭС				

- 1 - ПС 220 кВ Кама
- 2 - ПС 220 кВ Озургинское-Раданная
- 3 - ПС 220 кВ Абакан-Раданная
- 4 - ПС 220 кВ Аскал
- 5 - ПС 220 кВ Баскочка
- 6 - ПС 220 кВ Восточная
- 7 - ПС 220 кВ Научная
- 8 - ПС 220 кВ Тургинская
- 9 - ПС 220 кВ Архангелка
- 10 - ПС 220 кВ Нефтегазоборская
- 11 - ПС 220 кВ Чумовская
- 12 - ПС 220 кВ ЗСМК
- 13 - ПС 220 кВ Ульчанская
- 14 - ПС 220 кВ Кушк
- 15 - ПС 220 кВ Левоберезовая
- 16 - ПС 220 кВ Центр
- 17 - ПС 220 кВ Шибирская
- 18 - ПС 220 кВ Забайская
- 19 - ПС 220 кВ ТПК
- 20 - ПС 220 кВ Ульчанская
- 21 - ПС 220 кВ Крафт
- 22 - ПС 220 кВ Жары (Иркутская область)
- 23 - ПС 220 кВ КМЖ-1
- 24 - ПС 220 кВ Комбат
- 25 - ПС 220 кВ Спротельная

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций Восточной Сибири на 2017-2023 годы



Условные обозначения

	существующие на 01.01.2017	вводимые в 2017 году	вводимые в 2018-2020 гг.	вводимые в 2021-2023 гг.
Электростанции				
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции 500 кВ				
Переключательный пункт 220 кВ				
Переключательный пункт				
ПС пост. тока				
Линии электропередачи				
1150 кВ				
500 кВ				
220 кВ				
110 кВ				
Границы Государственной Энергосистемы ОЭС				





## Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС ЕЭС России на период 2017 – 2023 годов

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

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2017 - 2023 гг., %
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
ОЭС Северо-Запада	92,880	91,498	92,184	92,591	93,334	93,910	94,949	95,826	
годовой темп прироста, %	2,86	-1,49	0,75	0,44	0,80	0,62	1,11	0,92	0,45
Энергосистема Архангельской области	7,310	7,259	7,268	7,277	7,330	7,381	7,451	7,514	
годовой темп прироста, %	0,41	-0,70	0,12	0,12	0,73	0,70	0,95	0,85	0,39
Энергосистема Калининградской области	4,459	4,420	4,455	4,473	4,508	4,540	4,583	4,626	
годовой темп прироста, %	1,97	-0,87	0,79	0,40	0,78	0,71	0,95	0,94	0,53
Энергосистема Республики Карелия	7,918	7,848	7,875	7,902	7,965	8,002	8,042	8,082	
годовой темп прироста, %	2,60	-0,88	0,34	0,34	0,80	0,46	0,50	0,50	0,29
Энергосистема Мурманской области	12,344	12,210	12,249	12,282	12,326	12,334	12,354	12,374	
годовой темп прироста, %	0,90	-1,09	0,32	0,27	0,36	0,06	0,16	0,16	0,03
Энергосистема Республики Коми	9,021	8,875	8,884	8,889	8,942	8,982	9,064	9,152	
годовой темп прироста, %	2,00	-1,62	0,10	0,06	0,60	0,45	0,91	0,97	0,21
Энергосистема города Санкт-Петербург и Ленинградской области	45,083	44,274	44,775	45,037	45,481	45,858	46,598	47,186	
годовой темп прироста, %	3,59	-1,79	1,13	0,59	0,99	0,83	1,61	1,26	0,65
Энергосистема Новгородской области	4,519	4,403	4,442	4,482	4,517	4,535	4,561	4,586	
годовой темп прироста, %	7,93	-2,57	0,89	0,90	0,78	0,40	0,57	0,55	0,21
Энергосистема Псковской области	2,226	2,209	2,236	2,249	2,265	2,278	2,296	2,306	
годовой темп прироста, %	4,02	-0,76	1,22	0,58	0,71	0,57	0,79	0,44	0,51

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

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2017 - 2023 гг., %
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
ОЭС Центра	237,276	234,660	236,333	238,742	241,184	243,580	245,828	248,537	
годовой темп, %	2,38	-1,10	0,71	1,02	1,02	0,99	0,92	1,10	0,66
Энергосистема Белгородской области	15,215	15,307	15,487	15,661	15,868	16,007	16,169	16,336	
годовой темп, %	2,18	0,60	1,18	1,12	1,32	0,88	1,01	1,03	1,02
Энергосистема Брянской области	4,420	4,379	4,390	4,399	4,426	4,461	4,491	4,522	
годовой темп, %	-1,30	-0,93	0,25	0,21	0,61	0,79	0,67	0,69	0,33
Энергосистема Владимирской области	7,001	6,922	6,946	6,974	7,034	7,083	7,152	7,227	
годовой темп, %	1,73	-1,13	0,35	0,40	0,86	0,70	0,97	1,05	0,45
Энергосистема Вологодской области	13,556	13,540	13,573	13,627	13,547	13,717	13,809	13,903	
годовой темп, %	-0,40	-0,12	0,24	0,40	-0,59	1,25	0,67	0,68	0,36
Энергосистема Воронежской области	11,003	10,972	11,193	11,579	11,911	11,972	12,118	12,191	
годовой темп, %	5,09	-0,28	2,01	3,45	2,87	0,51	1,22	0,60	1,48
Энергосистема Ивановской области	3,553	3,475	3,476	3,506	3,539	3,554	3,577	3,608	
годовой темп, %	2,78	-2,20	0,03	0,86	0,94	0,42	0,65	0,87	0,22
Энергосистема Калужской области	6,593	6,444	6,525	6,596	6,699	6,797	6,882	6,979	
годовой темп, %	4,67	-2,26	1,26	1,09	1,56	1,46	1,25	1,41	0,82
Энергосистема Костромской области	3,636	3,594	3,599	3,606	3,616	3,633	3,659	3,679	
годовой темп, %	1,59	-1,16	0,14	0,19	0,28	0,47	0,72	0,55	0,17
Энергосистема Курской области	8,681	8,587	8,438	8,694	8,573	8,734	8,572	8,750	
годовой темп, %	0,84	-1,08	-1,74	3,03	-1,39	1,88	-1,85	2,08	0,11
Энергосистема Липецкой области	12,392	12,295	12,392	12,451	12,544	12,639	12,756	12,881	



	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2017 - 2023 гг., %
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
годовой темп, %	1,12	-0,78	0,79	0,48	0,75	0,76	0,93	0,98	0,55
Энергосистема Орловской области	2,842	2,795	2,803	2,814	2,831	2,848	2,864	2,881	
годовой темп, %	1,75	-1,65	0,29	0,39	0,60	0,60	0,56	0,59	0,19
Энергосистема Рязанской области	6,640	6,518	6,547	6,559	6,593	6,635	6,692	6,741	
годовой темп, %	3,28	-1,84	0,44	0,18	0,52	0,64	0,86	0,73	0,22
Энергосистема Смоленской области	6,330	6,304	6,058	6,307	6,172	6,319	6,365	6,327	
годовой темп, %	-0,19	-0,41	-3,90	4,11	-2,14	2,38	0,73	-0,60	-0,01
Энергосистема Тамбовской области	3,520	3,440	3,444	3,450	3,472	3,484	3,511	3,537	
годовой темп, %	3,14	-2,27	0,12	0,17	0,64	0,35	0,77	0,74	0,07
Энергосистема Тверской области	8,312	8,350	8,437	8,066	8,355	8,376	8,310	8,474	
годовой темп, %	-0,40	0,46	1,04	-4,40	3,58	0,25	-0,79	1,97	0,28
Энергосистема Тульской области	9,965	9,900	9,985	10,068	10,169	10,240	10,334	10,432	
годовой темп, %	1,29	-0,65	0,86	0,83	1,00	0,70	0,92	0,95	0,66
Энергосистема Ярославской области	8,283	8,238	8,267	8,292	8,337	8,381	8,444	8,508	
годовой темп, %	2,27	-0,54	0,35	0,30	0,54	0,53	0,75	0,76	0,38
Энергосистема города Москвы и Московской области	105,333	103,600	104,773	106,093	107,498	108,700	110,123	111,561	
годовой темп, %	3,29	-1,65	1,13	1,26	1,32	1,12	1,31	1,31	0,82

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

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2017 - 2023 гг., %
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
ОЭС Средней Волги	106,270	104,700	105,201	105,569	106,350	106,936	107,745	108,482	
годовой темп, %	1,93	-1,48	0,48	0,35	0,74	0,55	0,76	0,68	0,29
Энергосистема Нижегородской области	20,132	19,650	19,728	19,779	19,908	20,007	20,155	20,302	
годовой темп, %	2,22	-2,39	0,40	0,26	0,65	0,50	0,74	0,73	0,12
Энергосистема Самарской области	23,183	22,861	22,955	23,035	23,230	23,336	23,491	23,641	
годовой темп, %	-0,35	-1,39	0,41	0,35	0,85	0,46	0,66	0,64	0,28
Энергосистема Республики Марий-Эл	2,642	2,599	2,606	2,609	2,625	2,638	2,653	2,668	
годовой темп, %	2,09	-1,63	0,27	0,12	0,61	0,50	0,57	0,57	0,14
Энергосистема Республики Мордовия	3,160	3,122	3,135	3,148	3,173	3,199	3,230	3,261	
годовой темп, %	0,32	-1,20	0,42	0,41	0,79	0,82	0,97	0,96	0,45
Энергосистема Пензенской области	4,871	4,842	4,856	4,875	4,916	4,946	4,982	5,012	
годовой темп, %	-1,10	-0,60	0,29	0,39	0,84	0,61	0,73	0,60	0,41
Энергосистема Саратовской области	12,909	12,689	12,781	12,791	12,917	13,013	13,139	13,258	
годовой темп, %	1,54	-1,70	0,73	0,08	0,99	0,74	0,97	0,91	0,38
Энергосистема Ульяновской области	5,913	5,851	5,887	5,915	5,959	5,988	6,032	6,070	
годовой темп, %	-0,07	-1,05	0,62	0,48	0,74	0,49	0,73	0,63	0,38
Энергосистема Чувашской Республики	5,028	4,986	5,001	5,011	5,044	5,074	5,114	5,153	
годовой темп, %	0,98	-0,84	0,30	0,20	0,66	0,59	0,79	0,76	0,35
Энергосистема Республики Татарстан	28,432	28,100	28,252	28,406	28,578	28,735	28,949	29,117	
годовой темп, %	5,21	-1,17	0,54	0,55	0,61	0,55	0,74	0,58	0,34

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

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2017 - 2023 гг., %
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
ОЭС Юга <sup>1</sup>	90,703	96,813	98,535	100,445	102,061	103,310	104,918	106,336	
годовой темп, %	<i>3,21</i>	<i>6,74</i>	<i>1,78</i>	<i>1,94</i>	<i>1,61</i>	<i>1,22</i>	<i>1,56</i>	<i>1,35</i>	<i>2,30</i>
Энергосистема Астраханской области	4,396	4,336	4,341	4,347	4,383	4,418	4,474	4,518	
годовой темп, %	<i>0,27</i>	<i>-1,36</i>	<i>0,12</i>	<i>0,14</i>	<i>0,83</i>	<i>0,80</i>	<i>1,27</i>	<i>0,98</i>	<i>0,39</i>
Энергосистема Волгоградской области	15,178	14,998	15,138	15,264	15,469	15,622	15,790	15,965	
годовой темп, %	<i>0,78</i>	<i>-1,19</i>	<i>0,93</i>	<i>0,83</i>	<i>1,34</i>	<i>0,99</i>	<i>1,08</i>	<i>1,11</i>	<i>0,72</i>
Энергосистема Чеченской Республики	2,636	2,594	2,675	2,777	2,821	2,858	2,901	2,950	
годовой темп, %	<i>1,46</i>	<i>-1,59</i>	<i>3,12</i>	<i>3,81</i>	<i>1,58</i>	<i>1,31</i>	<i>1,50</i>	<i>1,69</i>	<i>1,62</i>
Энергосистема Республики Дагестан	6,403	6,243	6,299	6,383	6,457	6,533	6,626	6,712	
годовой темп, %	<i>3,68</i>	<i>-2,50</i>	<i>0,90</i>	<i>1,33</i>	<i>1,16</i>	<i>1,18</i>	<i>1,42</i>	<i>1,30</i>	<i>0,68</i>
Энергосистема Кабардино-Балкарской Республики	1,679	1,656	1,673	1,700	1,724	1,739	1,761	1,783	
годовой темп, %	<i>2,94</i>	<i>-1,37</i>	<i>1,03</i>	<i>1,61</i>	<i>1,41</i>	<i>0,87</i>	<i>1,27</i>	<i>1,25</i>	<i>0,86</i>
Энергосистема Республики Калмыкия	0,536	0,566	0,586	0,591	0,598	0,602	0,606	0,620	
годовой темп, %	<i>0,94</i>	<i>5,60</i>	<i>3,53</i>	<i>0,85</i>	<i>1,18</i>	<i>0,67</i>	<i>0,66</i>	<i>2,31</i>	<i>2,10</i>
Энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея	26,962	26,798	27,418	28,278	28,876	29,237	29,903	30,294	
годовой темп, %	<i>5,73</i>	<i>-0,61</i>	<i>2,31</i>	<i>3,14</i>	<i>2,11</i>	<i>1,25</i>	<i>2,28</i>	<i>1,31</i>	<i>1,68</i>
Энергосистема Ростовской области	18,530	18,247	18,450	18,714	18,959	19,215	19,497	19,830	
годовой темп, %	<i>3,11</i>	<i>-1,53</i>	<i>1,11</i>	<i>1,43</i>	<i>1,31</i>	<i>1,35</i>	<i>1,47</i>	<i>1,71</i>	<i>0,97</i>







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

	Факт	Базовый вариант							Ср.год. прирост за 2017 - 2023 гг., %
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
ОЭС Востока <sup>1</sup>	33,177	34,567	38,762	39,503	40,161	41,011	41,574	43,098	
годовой темп прироста, %	2,96	4,19	12,14	1,91	1,67	2,12	1,37	3,67	3,81
Энергосистема Амурской области	8,370	8,240	8,364	8,490	8,579	8,667	8,771	8,887	
годовой темп, %	3,73	-1,55	1,50	1,51	1,05	1,03	1,20	1,32	0,86
Энергосистема Приморского края	13,109	13,050	13,382	13,560	13,672	13,763	13,964	14,590	
годовой темп, %	2,59	-0,45	2,54	1,33	0,83	0,67	1,46	4,48	1,54
Энергосистема Хабаровского края и Еврейского автономного округа	9,785	9,753	9,882	10,018	10,165	10,258	10,320	10,416	
годовой темп, %	1,37	-0,33	1,32	1,38	1,47	0,91	0,60	0,93	0,90
Южный, Центральный и Западный энергорайоны Республики Саха (Якутия)	1,913	3,524	7,134	7,435	7,745	8,323	8,519	9,205	
годовой темп прироста, %	11,09	84,21	102,44	4,22	4,17	7,46	2,35	8,05	25,16

<sup>1</sup> с учетом присоединения Западного энергорайона с середины 2017 г. и Центрального энергорайона с 2018 г. Республики Саха (Якутия) к ОЭС Востока.





Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>Энергосистема Воронежской области</b>											
<b>Воронежская ТЭЦ-1</b>											
ПАО "Квадра"											
4 ПТ-30-90		Газ природный	окончательный				30,0				30,0
5 ПТ-30-90		Газ природный	окончательный	30,0							30,0
6 ПТ-30-90		Газ природный	окончательный				30,0				30,0
7 Р-14-90		Уголь Донецкий	окончательный				14,0				14,0
8 Р-14-90		Газ природный	окончательный				14,0				14,0
9 ПР-20-90		Газ природный	окончательный				20,0				20,0
Всего по станции				30,0			108,0				138,0
<b>Энергосистема Костромской области</b>											
<b>Шарьинская ТЭЦ</b>											
ОАО "Шарьинская ТЭЦ"											
1 ПР-6-35(5)1,2		Мазут	окончательный	3,0							3,0
2 ПР-6-35(15)5		Мазут	окончательный	6,0							6,0
3 Р-12-35		Мазут	окончательный	12,0							12,0
Всего по станции				21,0							21,0
<b>Энергосистема Курской области</b>											
<b>Курская АЭС</b>											
АО "Концерн "Росэнергоатом"											
1 РБМК-1000		Ядерное топливо	окончательный						1000,0		1000,0
<b>Курская ТЭЦ-4</b>											
ПАО "Квадра"											
1 Р-6-35/10		Газ природный	окончательный	4,8							4,8
<b>Энергосистема Липецкой области</b>											
<b>Данковская ТЭЦ</b>											
ПАО "Квадра"											
1 АТ-6-35/1,2		Газ природный	окончательный	6,0							6,0
2 Р-4-35/6		Газ природный	окончательный	4,0							4,0
Всего по станции				10,0							10,0
<b>Энергосистема г.Москвы и Московской области</b>											
<b>ТЭЦ-16 Мосэнерго</b>											
ПАО "Мосэнерго"											
1 Т-30-90		Газ природный	окончательный	30,0							30,0
2 Т-25-90		Газ природный	окончательный	25,0							25,0
Всего по станции				55,0							55,0
<b>ТЭЦ-20 Мосэнерго</b>											
ПАО "Мосэнерго"											
2 Т-30-90		Газ природный	окончательный	30,0							30,0
4 ПТ-35-90		Газ природный	окончательный	35,0							35,0
Всего по станции				65,0							65,0
<b>Каширская ГРЭС</b>											
АО "ИНТЕР РАО - Электрогенерация"											
1 К-300-240		Уголь Кузнецкий	окончательный			300,0					300,0
2 К-300-240		Уголь Кузнецкий	окончательный			300,0					300,0
4 К-300-240		Газ природный	замена				300,0				300,0
5 К-300-240		Газ природный	замена				300,0				300,0
6 К-300-240		Газ природный	замена				300,0				300,0
7 ПТ-80-130		Газ природный	окончательный				80,0				80,0
Всего по станции						600,0	980,0				1580,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>Шелковская ГТ-ТЭЦ</b>	АО "ГТ Энерго"										
1 ГТЭ-009М		Газ природный	окончательный				9,0				9,0
2 ГТЭ-009М		Газ природный	окончательный				9,0				9,0
Всего по станции							18,0				18,0
<b>ТЭЦ-6</b>	ООО "Орехово-зுவская теплосеть"										
1 П-6-35/5М		Газ природный	окончательный	6,0							6,0
2 П-6-35/5М		Газ природный	окончательный	6,0							6,0
3 П-6-35/5М		Газ природный	окончательный	6,0							6,0
Всего по станции				18,0							18,0
<b>ОАО "ТЭЦ-ЗИЛ"</b>	ОАО "ТЭЦ-ЗИЛ"										
1 ДКО-195(АП-25-1)		Газ природный	окончательный	25,0							25,0
3 Т-100-120-130-3		Газ природный	окончательный	100,0							100,0
Всего по станции				125,0							125,0
<b>ТЭЦ ВТИ</b>	ОАО "ВТИ"										
4 ПТ-12-90		Газ природный	окончательный	12,0							12,0
<b>Энергосистема Орловской области</b>											
<b>Орловская ГТ-ТЭЦ</b>	АО "ГТ Энерго"										
1 ГТЭ-009М		Газ природный	окончательный				9,0				9,0
2 ГТЭ-009М		Газ природный	окончательный				9,0				9,0
Всего по станции							18,0				18,0
<b>Ливенская ТЭЦ</b>	ПАО "Квадра"										
2 АТ-6-35		Газ природный	окончательный	6,0							6,0
<b>Энергосистема Рязанской области</b>											
<b>Сасовская ГТ-ТЭЦ</b>	АО "ГТ Энерго"										
1 ГТЭ-009М		Газ природный	окончательный				9,0				9,0
2 ГТЭ-009М		Газ природный	окончательный				9,0				9,0
Всего по станции							18,0				18,0
<b>Энергосистема Тамбовской области</b>											
<b>Тамбовская ГТ-ТЭЦ</b>	АО "ГТ Энерго"										
1 ГТЭ-009М		Газ природный	окончательный				9,0				9,0
2 ГТЭ-009М		Газ природный	окончательный				9,0				9,0
Всего по станции							18,0				18,0
<b>Тамбовская ТЭЦ</b>	ПАО "Квадра"										
6 ПТ-25-90/10М		Газ природный	окончательный	25,0							25,0
<b>Энергосистема Тульской области</b>											
<b>Новомосковская ГРЭС</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>Ефремовская ТЭЦ</b>	ПАО "Квадра"										
4 ПР-25-90/10/0,9		Газ природный	окончательный				25,0				25,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>Энергосистема Ярославской области</b>											
<b>Ярославская ТЭЦ-1</b>											
ОАО "ТГК-2"											
3 ПТ-25-90/10		Газ природный	окончательный				25,0				25,0
4 ПТ-25-90/10М		Газ природный	окончательный				25,0				25,0
Всего по станции							50,0				50,0
<b>ОЭС Центра, всего</b>											
Демонтаж всего				523,8		600,0	1235,0		1000,0		3358,8
АЭС									1000,0		1000,0
ТЭС				523,8		600,0	1235,0				2358,8
<b>ОЭС Средней Волги</b>											
<b>Энергосистема Самарской области</b>											
<b>Самарская ГРЭС</b>											
ПАО "Т Плюс"											
1 ПТ-12-2,9/0,6		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"											
3 Т-25-29		Газ природный	окончательный				25,0				25,0
5 Т-46-90		Газ природный	окончательный				46,0				46,0
6 ПТ-25-90		Газ природный	окончательный				25,0				25,0
8 ПР-...-90		Газ природный	окончательный				23,7				23,7
Всего по станции							119,7				119,7
<b>Энергосистема Саратовской области</b>											
<b>Саратовская ГРЭС</b>											
ПАО "Т Плюс"											
2 ПТР-11-35/10		Газ природный	окончательный	11,0							11,0
3 Р-12-3,4/0,1		Газ природный	окончательный	12,0							12,0
Всего по станции				23,0							23,0
<b>Саратовская ТЭЦ-1</b>											
ПАО "Т Плюс"											
1 ПР-9-32/10/1,2		Газ природный	окончательный	9,0							9,0
2 ПР-9-32/10/1,2		Газ природный	окончательный	9,0							9,0
Всего по станции				18,0							18,0
<b>Энергосистема Республики Татарстан</b>											
<b>Казанская ТЭЦ-2</b>											
АО "Татэнерго"											
6 Р-25-90/1,2		Газ природный	окончательный				25,0				25,0
<b>Уруссинская ГРЭС</b>											
ЗАО "ТГК Уруссинская ГРЭС"											
4 ПТ-25-90-3ПР2		Газ природный	окончательный				30,0				30,0
5 К-25-90-1ПР2		Газ природный	окончательный				25,0				25,0
7 К-50-90-2		Газ природный	окончательный				53,0				53,0
8 К-50-90-2		Газ природный	окончательный				53,0				53,0
Всего по станции							161,0				161,0
<b>ОЭС Средней Волги, всего</b>											
Демонтаж всего				41,0	36,0		305,7				382,7
ТЭС				41,0	36,0		305,7				382,7

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>ОЭС Юга</b>											
<b>Энергосистема Волгоградской области</b>											
<b>Волгоградская ГРЭС</b>											
ООО "Волгоградская ГРЭС"											
1 Т-20-28/1,2		Газ природный	окончательный	20,0							20,0
3 Р-12-90/31М		Газ природный	окончательный	12,0							12,0
Всего по станции				32,0							32,0
<b>Энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея</b>											
<b>Краснодарская ТЭЦ</b>											
ООО "ЛУКОЙЛ - Кубаньэнерго"											
1 ПТ-25-90		Газ природный	замена				25,0				25,0
4 ПТ-50-90		Газ природный	замена		50,0						50,0
Всего по станции					50,0		25,0				75,0
<b>Афипская ТЭЦ</b>											
ООО "Краснодартеплосеть"											
1 генерирующий агрегат		Газ природный		4,0							4,0
<b>Мобильные ГТЭС ПС "Кирилловская"</b>											
АО "Мобильные ГТЭС"											
1 FN8-3 MOBILEPAC		Дизельное топливо	окончательный	22,5							22,5
2 FN8-3 MOBILEPAC		Дизельное топливо	окончательный	22,5							22,5
Всего по станции				45,0							45,0
<b>ОЭС Юга, всего</b>											
Демонтаж всего				81,0	50,0		25,0				156,0
ТЭС				81,0	50,0		25,0				156,0
<b>ОЭС Урала</b>											
<b>Энергосистема Кировской области</b>											
<b>Кировская ТЭЦ-1</b>											
ПАО "Т Плюс"											
2 Р-5-32/10		Газ природный	окончательный	5,0							5,0
<b>Кировская ТЭЦ-3</b>											
ПАО "Т Плюс"											
3 ПТ-22-90/10		Газ природный	окончательный	22,0							22,0
<b>Энергосистема Курганской области</b>											
<b>ТЭЦ АО "ШААЗ"</b>											
АО "ШААЗ"											
1 Р-1,3-1,2/0,22		Газ природный	окончательный	1,3							1,3
<b>Энергосистема Пермского края</b>											
<b>Пермская ТЭЦ-6</b>											
ПАО "Т Плюс"											
2 Р-25-29		Газ природный	замена				24,5				24,5
<b>Березниковская ТЭЦ-2</b>											
ПАО "Т Плюс"											
6 Р-6-90		Газ природный	окончательный	6,0							6,0
7 ПТ-50-90		Газ природный	окончательный	50,0							50,0
Всего по станции				56,0							56,0
<b>Березниковская ТЭЦ-4</b>											
ПАО "Т Плюс"											
1 Р-5,8-56/17		Мазут	окончательный	5,8							5,8
3 Р-3,9-56/17		Мазут	окончательный	3,9							3,9
7 Р-2,1-56/17		Мазут	окончательный	2,1							2,1
Всего по станции				11,8							11,8

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>Березниковская ТЭЦ-10</b>											
2 ПР-12-3,4/1,0/0,1	ПАО "Т Плюс"	Газ природный	окончательный	12,0							12,0
5 Р-9-35/8		Газ природный	окончательный	9,0							9,0
Всего по станции				21,0							21,0
<b>Энергосистема Свердловской области</b>											
<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>Богословская ТЭЦ</b>											
ПАО "Т Плюс"											
1 Р-20-29/7		Газ природный	окончательный	20,0							20,0
2 Р-20-29/7		Газ природный	окончательный	20,0							20,0
3 Р-10-29/7		Газ природный	окончательный	10,0							10,0
6 Т-33-31,5		Газ природный	окончательный	33,0							33,0
7 Р-41-31,5/1,7		Газ природный	окончательный	41,0							41,0
8 Р-6-31,5/7		Газ природный	окончательный	6,0							6,0
Всего по станции				130,0							130,0
<b>Красногорская ТЭЦ</b>											
ПАО "Т Плюс"											
1 Р-14-29/1,2		Газ природный	окончательный				14,0				14,0
2 Р-17-29/8		Газ природный	окончательный				17,0				17,0
4 Р-14-29/1,2		Газ природный	окончательный				14,0				14,0
6 Т-25-29/1,2		Газ природный	окончательный				25,0				25,0
9 Р-17-29/8		Газ природный	окончательный				17,0				17,0
10 Р-20-29/8		Газ природный	окончательный				20,0				20,0
Всего по станции							107,0				107,0
<b>Свердловская ТЭЦ</b>											
ПАО "Т Плюс"											
5 ПР-12-35-11/1,2		Газ природный	окончательный	12,0							12,0
<b>Екатеринбургская ГТ-ТЭЦ</b>											
АО "ГТ Энерго"											
1 ГТЭ-009М		Газ природный	окончательный	9,0							9,0
2 ГТЭ-009М		Газ природный	окончательный	9,0							9,0
Всего по станции				18,0							18,0
<b>Режевская ГТ-ТЭЦ</b>											
АО "ГТ Энерго"											
1 ГТЭ-009М		Газ природный	окончательный	9,0							9,0
2 ГТЭ-009М		Газ природный	окончательный	9,0							9,0
Всего по станции				18,0							18,0
<b>Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО</b>											
<b>"ПЭС "Уренгой"</b>											
ПАО "Передвижная энергетика"											
1 ДЦ59Л		Газ природный	окончательный	12,0							12,0
2 ДЦ59Л		Газ природный	окончательный	12,0							12,0
3 ДЦ59Л		Газ природный	окончательный	12,0							12,0
4 ДЦ59Л		Газ природный	окончательный	12,0							12,0
5 ДЦ59Л		Газ природный	окончательный	12,0							12,0
6 ДЦ59Л		Газ природный	окончательный	12,0							12,0
Всего по станции				72,0							72,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>ПЭС Надым 05</b>											
1 ГТГ-2Б3	ООО "Северная ПЛЭС"	Газ природный	окончательный	12,0							12,0
2 ГТГ-2Б3		Газ природный	окончательный	12,0							12,0
Всего по станции				24,0							24,0
<b>Энергосистема Челябинской области</b>											
<b>Троицкая ГРЭС</b>											
1 Т-85-90	ПАО "ОГК-2"	Уголь Экибастузский	окончательный		85,0						85,0
2 Т-85-90		Уголь Экибастузский	окончательный		85,0						85,0
3 Т-85-90		Уголь Экибастузский	окончательный		85,0						85,0
Всего по станции					255,0						255,0
<b>Челябинская ТЭЦ-1</b>											
7 Р-25-29	ОАО "Фортум"	Газ природный	окончательный				25,0				25,0
8 Р-25-29		Газ природный	окончательный				25,0				25,0
Всего по станции							50,0				50,0
<b>ОЭС Урала, всего</b>											
Демонтаж всего				391,1	643,0		181,5				1215,6
ТЭС				391,1	643,0		181,5				1215,6
<b>ОЭС Сибири</b>											
<b>Энергосистема Забайкальского края</b>											
<b>Приаргунская ТЭЦ</b>											
1 ПТ-12-35/10М	ПАО "ТГК-14"	Мазут	окончательный				12,0				12,0
2 ПТ-12-35/10		Мазут	окончательный				12,0				12,0
Всего по станции							24,0				24,0
<b>Энергосистема Иркутской области</b>											
<b>Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)</b>											
1 ПТ-21-90	ПАО "Иркутскэнерго"	Уголь Иркутский	окончательный	21,0							21,0
5 П-19-90		Уголь Иркутский	окончательный	19,0							19,0
7 Р-...-90		Уголь Иркутский	окончательный				24,0				24,0
10 ПТ-25-90		Уголь Иркутский	окончательный	25,0							25,0
11 Т-22-90		Уголь Иркутский	окончательный	22,0							22,0
12 Т-25-90		Уголь Иркутский	замена	25,0							25,0
Всего по станции				112,0			24,0				136,0
<b>Энергосистема Красноярского края</b>											
<b>Канская ТЭЦ</b>											
1 П-6-35/5М	АО "Канская ТЭЦ"	Уголь	окончательный				6,0				6,0
2 Р-12-3,4/0,5-0,1		Уголь	окончательный				12,0				12,0
3 ПР-6-35/5/1,2		Уголь	окончательный				6,0				6,0
Всего по станции							24,0				24,0
<b>Энергосистема Новосибирской области</b>											
<b>Барабинская ТЭЦ</b>											
5 К-25-90-2	АО "СИБЭКО"	Газ природный	окончательный	25,0							25,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>Новосибирская ТЭЦ-2</b>	АО "СИБЭКО"										
3 Т-20-90		Газ природный	окончательный	20,0							20,0
4 Т-20-90		Газ природный	окончательный	20,0							20,0
Всего по станции				40,0							40,0
<b>Новосибирская ТЭЦ-3</b>	АО "СИБЭКО"										
1 Т-16,5-29		Мазут	окончательный	16,5							16,5
<b>Новосибирская ТЭЦ-4</b>	АО "СИБЭКО"										
3 ПТ-22-90/13		Газ природный	окончательный	22,0							22,0
<b>Энергосистема Республики Тыва</b>											
<b>Мобильные ГТЭС ПС "Кызылская"</b>	АО "Мобильные ГТЭС"										
1 FN8-3 MOBILEPAC		Керосин	окончательный	22,5							22,5
<b>ОЭС Сибири, всего</b>											
Демонтаж всего				238,0			72,0				310,0
ТЭС				238,0			72,0				310,0
<b>ОЭС Востока</b>											
<b>Энергосистема Амурской области</b>											
<b>Райчихинская ГРЭС</b>	АО "ДГК"										
4 К-12-29		Уголь Райчихинский	окончательный				12,0				12,0
5 Р-7-29		Уголь Райчихинский	окончательный				7,0				7,0
Всего по станции							19,0				19,0
<b>Энергосистема Приморского края</b>											
<b>Партизанская ГРЭС</b>	АО "ДГК"										
3 К-...-90		Уголь Нерюнгринский	окончательный		41,0						41,0
<b>Энергосистема Хабаровского края</b>											
<b>Майская ГРЭС</b>	АО "ДГК"										
1 К-12-35		Уголь Ургальский	окончательный			12,0					12,0
3 К-6-35		Уголь Ургальский	окончательный			6,0					6,0
4 К-12-35		Уголь Ургальский	окончательный			12,0					12,0
6 ГТ-12		Дизельное топливо	окончательный				12,0				12,0
7 ГТ-12		Дизельное топливо	окончательный				12,0				12,0
8 ГТ-12		Дизельное топливо	окончательный				12,0				12,0
9 ГТ-12		Дизельное топливо	окончательный				12,0				12,0
Всего по станции						30,0	48,0				78,0
<b>ОЭС Востока, всего</b>											
Демонтаж всего					41,0	30,0	67,0				138,0
ТЭС					41,0	30,0	67,0				138,0
<b>ЕЭС России - всего</b>											
Демонтаж всего				1422,4	1770,0	630,0	2904,2		1000,0		7726,6
АЭС					1000,0		1000,0		1000,0		3000,0
ТЭС				1422,4	770,0	630,0	1904,2				4726,6

Приложение № 3  
к схеме и программе развития  
Единой энергетической системы  
России на 2017-2023 годы

**Информация о планах собственников по выводу из эксплуатации генерирующих объектов (не учитываемая при расчете режимно-балансовой ситуации) по ОЭС и ЕЭС России на 2017-2023 годы**

											МВт
Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>ОЭС Северо-Запада</b>											
<b>Энергосистема Калининградской области</b>											
<b>Зеленоградская ВЭС</b>	ОАО "КГК"										
1 ветровые агрегаты		нет топлива	окончательный		0,6						0,6
2 ветровые агрегаты		нет топлива	окончательный		0,2						0,2
3 ветровые агрегаты		нет топлива	окончательный		0,2						0,2
4 ветровые агрегаты		нет топлива	окончательный		0,2						0,2
5 ветровые агрегаты		нет топлива	окончательный		0,2						0,2
6 ветровые агрегаты		нет топлива	окончательный		0,2						0,2
7 ветровые агрегаты		нет топлива	окончательный		0,2						0,2
8 ветровые агрегаты		нет топлива	окончательный		0,2						0,2
9 ветровые агрегаты		нет топлива	окончательный		0,2						0,2
10 ветровые агрегаты		нет топлива	окончательный		0,2						0,2
11 ветровые агрегаты		нет топлива	окончательный		0,2						0,2
12 ветровые агрегаты		нет топлива	окончательный		0,2						0,2
13 ветровые агрегаты		нет топлива	окончательный		0,2						0,2
14 ветровые агрегаты		нет топлива	окончательный		0,2						0,2
15 ветровые агрегаты		нет топлива	окончательный		0,2						0,2
16 ветровые агрегаты		нет топлива	окончательный		0,2						0,2
17 ветровые агрегаты		нет топлива	окончательный		0,2						0,2
18 ветровые агрегаты		нет топлива	окончательный		0,2						0,2
19 ветровые агрегаты		нет топлива	окончательный		0,3						0,3
20 ветровые агрегаты		нет топлива	окончательный		0,4						0,4
21 ветровые агрегаты		нет топлива	окончательный		0,4						0,4
Всего по станции					5,1						5,1
<b>Гусевская ТЭЦ</b>											
2 Р-9-29	ОАО "КГК"	Мазут	окончательный		8,5						8,5
<b>Энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области</b>											
<b>ТЭЦ ЗАО "ГСП ТЭЦ"</b>	АО "ГСП ТЭЦ"										
1 П-20-29		Газ природный	окончательный	20,0							20,0
<b>Энергосистема Мурманской области</b>											
<b>Мурманская ТЭЦ</b>	ПАО "ТГК-1"										
3 ПР-6-35		Мазут	окончательный							6,0	6,0
4 ПР-6-35		Мазут	окончательный							6,0	6,0
Всего по станции										12,0	12,0
<b>ОЭС Северо-Запада, всего</b>											
Демонтаж всего				20,0	13,6					12,0	45,6
ТЭС				20,0	8,5					12,0	40,5
ВИЭ					5,1						5,1
ветровые					5,1						5,1



Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>ОЭС Центра</b>											
<b>Энергосистема Вологодской области</b>											
<b>Красавинская ГТ-ТЭЦ</b>											
1 ГТ ТЭЦ	ГЭП "Вологдаоблкоммунэнерго"	Газ природный	окончательный					14,4			14,4
2 ГТ ТЭЦ		Газ природный	окончательный					14,4			14,4
3 ГТ ТЭЦ		Газ природный	окончательный					14,4			14,4
4 ПТ-21-90		Газ природный	окончательный					20,6			20,6
Всего по станции								63,8			63,8
<b>Энергосистема Курской области</b>											
<b>Курская ТЭЦ-1</b>											
5 ПТ-50-90	ПАО "Квадра"	Газ природный	окончательный	50,0							50,0
<b>Энергосистема г.Москвы и Московской области</b>											
<b>ГЭС-1 им.Смидовича</b>											
28 Р-10-35	ПАО "Мосэнерго"	Газ природный	окончательный							10,0	10,0
<b>ТЭЦ-20 Мосэнерго</b>											
3 Т-30-90	ПАО "Мосэнерго"	Газ природный	окончательный				30,0				30,0
5 ПТ-65-90		Газ природный	окончательный				65,0				65,0
Всего по станции							95,0				95,0
<b>Энергосистема Рязанской области</b>											
<b>Ново-Рязанская ТЭЦ</b>											
2 ПТ-25-90	ООО "Ново-Рязанская ТЭЦ"	Газ природный	окончательный				25,0				25,0
<b>ОЭС Центра, всего</b>											
Демонтаж всего				50,0			120,0	63,8		10,0	243,8
ТЭС				50,0			120,0	63,8		10,0	243,8
<b>ОЭС Средней Волги</b>											
<b>Энергосистема Нижегородской области</b>											
<b>Автозаводская ТЭЦ</b>											
3 Р-25-90	ООО "Автозаводская ТЭЦ"	Мазут	окончательный			25,0					25,0
4 Т-25-29		Газ природный	окончательный			25,0					25,0
5 Т-25-90		Газ природный	окончательный			25,0					25,0
6 Т-25-90		Газ природный	окончательный						25,0		25,0
Всего по станции						75,0				25,0	100,0
<b>Саровская ТЭЦ</b>											
51 ТЭЦ разные	АО "Саровская Генерирующая Компания"	Газ природный	окончательный				16,0				16,0
<b>Энергосистема Пензенской области</b>											
<b>Пензенская ТЭЦ-1</b>											
3 ПТ-25-90	ПАО "Т Плюс"	Газ природный	замена		25,0						25,0
6 ПТ-50-90		Газ природный	окончательный		50,0						50,0
Всего по станции					75,0						75,0
<b>Энергосистема Самарской области</b>											
<b>Новокуйбышевская ТЭЦ-1</b>											
7 ПТ-25-90	ПАО "Т Плюс"	Газ природный	окончательный				25,0				25,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>Энергосистема Саратовской области</b>											
<b>Саратовская ТЭЦ-2</b>											
7 ПТ-60-130	ПАО "Т Плюс"	Газ природный	окончательный			60,0					60,0
<b>Энгельсская ТЭЦ-3</b>											
4 Р-50-130	ПАО "Т Плюс"	Газ природный	окончательный			50,0					50,0
<b>Энергосистема Республики Татарстан</b>											
<b>Занская ГРЭС</b>											
2 К-200-130	АО "Татэнерго"	Газ природный	замена					200,0			200,0
3 К-200-130		Газ природный	замена					200,0			200,0
4 К-200-130		Газ природный	замена					200,0			200,0
5 К-200-130		Газ природный	замена					200,0			200,0
6 К-200-130		Газ природный	замена					200,0			200,0
7 К-200-130		Газ природный	замена					200,0			200,0
8 К-200-130		Газ природный	замена					200,0			200,0
9 К-200-130		Газ природный	замена					200,0			200,0
10 К-200-130		Газ природный	замена					200,0			200,0
11 К-200-130		Газ природный	замена					200,0			200,0
12 К-205-130		Газ природный	замена					204,9			204,9
Всего по станции								2204,9			2204,9
<b>Казанская ТЭЦ-2</b>											
9 Т-50-130	АО "Татэнерго"	Газ природный	окончательный					50,0			50,0
<b>Казанская ТЭЦ-1</b>											
1 ГТУ-20 (Т)	АО "Татэнерго"	Газ природный	замена					20,0			20,0
2 ГТУ-20 (Т)		Газ природный	замена					20,0			20,0
5 ПТ-60-130		Газ природный	окончательный					40,0			40,0
6 ПТ-60-130		Газ природный	окончательный					41,0			41,0
7 Р-10-130		Газ природный	окончательный					10,0			10,0
Всего по станции								131,0			131,0
<b>ОЭС Средней Волги, всего</b>											
Демонтаж всего					75,0	185,0	41,0	2385,9		25,0	2711,9
ТЭС					75,0	185,0	41,0	2385,9		25,0	2711,9
<b>ОЭС Юга</b>											
<b>Энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея</b>											
<b>Белореченская ГЭС</b>											
2 гидроагрегат	ООО "ЛУКОЙЛ - Экоэнерго"	нет топлива	окончательный			16,0					16,0
<b>ОЭС Юга, всего</b>											
Демонтаж всего						16,0					16,0
ГЭС						16,0					16,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>ОЭС Урала</b>											
<b>Энергосистема Оренбургской области</b>											
<b>Каргалинская ТЭЦ</b>											
1 ПТ-60-130	ПАО "Т Плюс"	Газ природный	окончательный				60,0				60,0
6 Р-50-130		Газ природный	окончательный		50,0						50,0
Всего по станции					50,0		60,0				110,0
<b>Сакмарская ТЭЦ</b>											
3 Т-50-130	ПАО "Т Плюс"	Газ природный	окончательный				50,0				50,0
<b>Энергосистема Пермского края</b>											
<b>Пермская ТЭЦ-9</b>											
3 Р-25-90	ПАО "Т Плюс"	Газ природный	окончательный				25,0				25,0
6 ПТ-65-130		Газ природный	замена				65,0				65,0
Всего по станции							90,0				90,0
<b>Пермская ТЭЦ-6</b>											
3 Р-5-35	ПАО "Т Плюс"	Газ природный	окончательный				5,2				5,2
4 Р-4-35		Газ природный	замена				4,0				4,0
5 Р-...-90		Газ природный	замена				23,0				23,0
Всего по станции							32,2				32,2
<b>Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО</b>											
<b>Ямбургская ГТЭС (ГТЭС-72)</b>											
5 ГТ-12	ОАО "Газпром"	Газ попутный	замена				12,0				12,0
6 ГТ-12		Газ попутный	замена				12,0				12,0
Всего по станции							24,0				24,0
<b>ГТЭС ООО "Лукойл-Западная Сибирь"</b>											
1 ТЭЦ Газопоршневые	ООО "ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь"	Газ природный	окончательный			6,3					6,3
<b>Энергосистема Республики Удмуртия</b>											
<b>Ижевская ТЭЦ-1</b>											
1 ПТ-12-35	ПАО "Т Плюс"	Газ природный	замена		12,0						12,0
4 ПТ-12-35		Газ природный	окончательный		12,0						12,0
7 ПТ-12-35		Газ природный	окончательный		12,0						12,0
Всего по станции					36,0						36,0
<b>ОЭС Урала, всего</b>											
Демонтаж всего					86,0	6,3	256,2				348,5
ТЭС					86,0	6,3	256,2				348,5
<b>ОЭС Сибири</b>											
<b>Энергосистема Иркутской области</b>											
<b>Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)</b>											
9 ПТ-30-90	ПАО "Иркутскэнерго"	Уголь Иркутский	замена				30,0				30,0
<b>Энергосистема Кемеровской области</b>											
<b>Кемеровская ГРЭС</b>											
9 Р-35-130	ООО "СГК"	Уголь Кузнецкий	окончательный							35,0	35,0
<b>Ново-Кемеровская ТЭЦ</b>											
9 Р-50-130	ООО "СГК"	Уголь Кузнецкий	окончательный							50,0	50,0
13 Р-50-130		Уголь Кузнецкий	окончательный							50,0	50,0
Всего по станции										100,0	100,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип монтажа	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>Энергосистема Томской области</b>											
<b>ТЭЦ "СХК"</b>	АО "Сибирский Химический Комбинат"										
12 ТЭЦ разные		Уголь Кузнецкий	окончательный				100,0				100,0
<b>ОЭС Сибири, всего</b>											
Демонтаж всего							130,0			135,0	265,0
ТЭС							130,0			135,0	265,0
<b>ОЭС Востока</b>											
<b>Энергосистема Приморского края</b>											
<b>Артемовская ТЭЦ</b>	АО "ДГК"										
7 К-100-90		Уголь Приморский	окончательный					100,0			100,0
8 К-100-90		Уголь Ургальский	замена					100,0			100,0
Всего по станции								200,0			200,0
<b>Владивостокская ТЭЦ-2</b>											
1 Т-80-130	АО "ДГК"	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								185,0		98,0	283,0
<b>Энергосистема Хабаровского края</b>											
<b>Хабаровская ТЭЦ-1</b>	АО "ДГК"										
1 ПР-25-90		Газ природный	окончательный				25,0				25,0
2 ПТ-30-90		Газ природный	окончательный				30,0				30,0
3 ПР-25-90		Газ природный	окончательный				25,0				25,0
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>Южно-Якутский энергорайон</b>											
<b>Чульманская ТЭЦ</b>	АО "ДГК"										
3 ПТ-12-35		Уголь Нерюнгринский	окончательный						12,0		12,0
5 К-12-35		Уголь Нерюнгринский	окончательный						12,0		12,0
6 ПТ-12-35		Уголь Нерюнгринский	окончательный						12,0		12,0
7 ПТ-12-35		Уголь Нерюнгринский	окончательный						12,0		12,0
Всего по станции									48,0		48,0
<b>Якутский центральный энергорайон</b>											
<b>Якутская ГРЭС-1</b>	ПАО "Якутскэнерго"										
1 ГТ-45		Газ природный	окончательный			45,0					45,0
3 ГТ-45		Газ природный	окончательный						45,0		45,0
5 ГТ-35		Газ природный	окончательный		35,0						35,0
9 ГТ-12		Газ природный	окончательный				12,0				12,0
10 ГТ-12		Газ природный	окончательный				12,0				12,0
11 ГТ-12		Газ природный	окончательный				12,0				12,0
12 ГТ-12		Газ природный	окончательный				12,0				12,0
Всего по станции					35,0	45,0	48,0		45,0		173,0
<b>ОЭС Востока, всего</b>											
Демонтаж всего					35,0	45,0	178,0	690,0	93,0	98,0	1139,0
ТЭС					35,0	45,0	178,0	690,0	93,0	98,0	1139,0
<b>ЕЭС России - всего</b>											
Демонтаж всего				70,0	209,6	252,3	725,2	3139,7	93,0	280,0	4769,8
ТЭС				70,0	204,5	236,3	725,2	3139,7	93,0	280,0	4748,7
ГЭС						16,0					16,0
ВИЭ					5,1						5,1
ветровые					5,1						5,1

Приложение № 4  
к схеме и программе развития  
Единой энергетической системы  
России на 2017-2023 годы

**Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС  
России на 2017-2023 годы**

											МВт
Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>ОЭС Северо-Запада</b>											
<b>Энергосистема Калининградской области</b>											
<b>Объекты генерации на территории Калининградской области</b>											
	ООО "Калининградская генерация"				768,0	195,0					963,0
<b>Энергосистема Республики Карелия</b>											
<b>МГЭС "Белопорожская ГЭС-1"</b>											
	ООО "НГБП"										
51 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство			24,9					24,9
<b>МГЭС "Белопорожская ГЭС-2"</b>											
	ООО "НГБП"										
51 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство			24,9					24,9
<b>Энергосистема Республики Коми</b>											
<b>Энергоцентр "Ярега" ГТУ-ТЭЦ</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
Всего по станции				75,0							75,0
<b>Энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области</b>											
<b>Ленинградская АЭС-2 (новые энергоблоки Ленинградской АЭС)</b>											
	АО "Концерн Росэнергоатом"										
1 ВВЭР-1200 (5 энергоблок ЛАЭС)		Ядерное топливо	новое строительство	1198,8							1198,8
2 ВВЭР-1200 (6 энергоблок ЛАЭС)		Ядерное топливо	новое строительство				1198,8				1198,8
3 ВВЭР-1200 (7 энергоблок ЛАЭС)		Ядерное топливо	новое строительство							1198,8	1198,8
Всего по станции				1198,8			1198,8			1198,8	3596,4
<b>ОЭС Северо-Запада, всего</b>											
Вводы мощности - всего				1273,8	768,0	244,8	1198,8			1198,8	4684,2
АЭС				1198,8			1198,8			1198,8	3596,4
ГЭС						49,8					49,8
ТЭС				75,0	768,0	195,0					1038,0
<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

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>Нововоронежская АЭС-2 (новый энергоблок НВАЭС)</b>											
2 ВВЭР-1200 (7 энергоблок НВАЭС)	АО "Концерн Росэнергоатом"	Ядерное топливо	новое строительство		1195,4						1195,4
<b>Энергосистема Курской области</b>											
<b>Курская АЭС-2</b>											
1 ВВЭР-ТОИ	АО "Концерн Росэнергоатом"	Ядерное топливо	новое строительство						1250,0		1250,0
2 ВВЭР-ТОИ		Ядерное топливо	новое строительство							1250,0	1250,0
Всего по станции									1250,0	1250,0	2500,0
<b>Энергосистема Липецкой области</b>											
<b>ГТРС ПАО "НЛМК"</b>											
1 ГУБТ-20	ПАО "НЛМК"	Газ искусственный	новое строительство	20,0							20,0
<b>Энергосистема г.Москвы и Московской области</b>											
<b>Загорская ГАЭС-2</b>											
1 ГАЭС	АО "Загорская ГАЭС-2"	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						840,0					840,0
<b>Энергосистема Рязанской области</b>											
<b>Ново-Рязанская ТЭЦ</b>											
4 Р-30-90	ООО "Новорязанская ТЭЦ"	Газ природный	замена		30,0						30,0
<b>Энергосистема Тульской области</b>											
<b>Алексинская ТЭЦ</b>											
5 ПГУ(Т)	ПАО "Квадра"	Газ природный	новое строительство	115,0							115,0
<b>Энергосистема Ярославской области</b>											
<b>Хуадянь-Тенинская ТЭЦ</b>											
1 ПГУ-450(Т)	ООО "Хуадянь-Тенинская ТЭЦ"	Газ природный	новое строительство	450,0							450,0
<b>ОЭС Центра, всего</b>											
Вводы мощности - всего				600,0	1448,4	840,0			1250,0	1250,0	5388,4
АЭС					1195,4				1250,0	1250,0	3695,4
ГАЭС						840,0					840,0
ТЭС				585,0	253,0						838,0
ВИЭ-всего				15,0							15,0
солнечные				15,0							15,0
<b>ОЭС Средней Волги</b>											
<b>Энергосистема Нижегородской области</b>											
<b>Саровская ТЭЦ</b>											
8 ПТ-25-90	АО "Саровская Генерирующая Компания"	Газ природный	новое строительство				25,0				25,0
9 ПТ-25-90		Газ природный	новое строительство				25,0				25,0
Всего по станции							50,0				50,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>Энергосистема Самарской области</b>											
<b>Самарская СЭС-2</b>	ООО "Солар Системс"										
51 солнечные агрегаты		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				50,0	25,0						75,0
<b>Энергосистема Саратовской области</b>											
<b>АСТ-Саратовская СЭС-4</b>	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		15,0						15,0
<b>АСТ-Саратовская СЭС-6</b>	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>АСТ-Саратовская СЭС-8</b>	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	10,0							10,0
<b>Первомайская СЭС</b>	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	5,0							5,0
<b>Энергосистема Республики Татарстан</b>											
<b>Казанская ТЭЦ-3</b>	ОАО "ТГК-16"										
7 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство	388,6							388,6
<b>Казанская ТЭЦ-1</b>	АО "Татэнерго"										
8 ПГУ(Т)		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>Мини-ТЭЦ Кастамону</b>	ООО «Кастамону Интегрейтед Вуд Индастри»										
1 LM 2500+G4DLE		Газ природный	новое строительство	25,0							25,0
<b>Энергосистема Ульяновской области</b>											
<b>ВЭС "Ишеевка"</b>	ООО "КомплексИндустрия"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>ВЭС "Карсун"</b>	ООО "КомплексИндустрия"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>ВЭС "Новая Майна"</b>	ООО "КомплексИндустрия"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>Ульяновская ВЭС</b>	ОАО "Фортум"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство	35,0							35,0
<b>ОЭС Средней Волги, всего</b>											
Вводы мощности - всего				573,6	270,0		50,0				893,6
ТЭС				413,6	230,0		50,0				693,6
ВИЭ-всего				160,0	40,0						200,0
солнечные				80,0	40,0						120,0
ветровые				80,0							80,0



Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>ОЭС Юга</b>											
<b>Энергосистема Астраханской области</b>											
<b>СЭС "Володаровка" (МРЦ Энергохолдинг)</b>	ООО"МРЦ Энергохолдинг"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>СЭС "Промстройматериалы"</b>	ООО"МРЦ Энергохолдинг"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>СЭС "Енотаевка"</b>	ООО"МРЦ Энергохолдинг"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>СЭС "Заводская"</b>	ООО"КомплексИндустрия"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>ВЭС "Фунтово"</b>	ООО"КомплексИндустрия"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>ВЭС "Аксарайская"</b>	ООО"КомплексИндустрия"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>СЭС "Нива"</b>	ООО"КомплексИндустрия"										
1 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>СЭС "Казинка"</b>	ООО"КомплексИндустрия"										
1 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>СЭС "Доброе"</b>	ООО"КомплексИндустрия"										
1 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>СЭС "Михайловская"</b>	ООО"КомплексИндустрия"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>СЭС "Суровикино"</b>	ООО"МРЦ Энергохолдинг"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>СЭС "Урюпинское"</b>	ООО"МРЦ Энергохолдинг"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>СЭС "Бубновская"</b>	ООО"МРЦ Энергохолдинг"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>СЭС "Ерзовка"</b>	ООО"МРЦ Энергохолдинг"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>СЭС "Александровская"</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>Энергосистема Волгоградской области</b>											
<b>Волгоградская СЭС</b>	ООО "Солар Систем"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		25,0						25,0



Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>Энергосистема Республики Дагестан</b>											
<b>СЭС "Хунзах-1"</b>	ООО "МЭК-Инжиниринг"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	5,0							5,0
<b>Энергосистема Республики Кабардино-Балкария</b>											
<b>Верхнебалкарская МГЭС</b>	ООО "Верхнебалкарская МГЭС"										
1 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство			3,3					3,3
2 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство			3,3					3,3
3 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство			3,4					3,4
Всего по станции						10,0					10,0
<b>Сенгилеевская ГЭС</b>											
4 агрегаты малых ГЭС	ПАО "РусГидро"	нет топлива	новое строительство		10,0						10,0
<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>											
51 солнечные агрегаты	ООО "МРЦ Энергохолдинг"	нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>СЭС "Элиста Северная"</b>											
51 солнечные агрегаты	ООО "МРЦ Энергохолдинг"	нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>Калмыцкая СЭС-1</b>											
51 солнечные агрегаты	ООО "Солар Системс"	нет топлива	новое строительство			25,0					25,0
<b>Энергосистема Республики Карачаево-Черкесия</b>											
<b>МГЭС Усть-Джегутинская</b>	ООО "МГЭС Ставрополя и КЧР"										
51 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство		5,6						5,6
<b>МГЭС Б.Зеленчук</b>											
1 агрегаты малых ГЭС	ООО "МГЭС Ставрополя и КЧР"	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 Краснодарского края и Республики Адыгея</b>											
<b>Шовгеновская ВЭС</b>	АО «ВетроОГК»										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство		32,0						32,0
52 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство		70,0						70,0
53 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство		48,0						48,0
Всего по станции					150,0						150,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>Пилотная ВЭС</b>	АО «ВетроОГК»										
1 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство			20,0					20,0
2 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство			20,0					20,0
3 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство			20,0					20,0
4 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство			20,0					20,0
5 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство			20,0					20,0
6 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство			20,0					20,0
7 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство			20,0					20,0
8 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство			20,0					20,0
9 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство			20,0					20,0
10 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство			20,0					20,0
11 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство				20,0				20,0
12 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство				20,0				20,0
13 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство				20,0				20,0
14 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство				20,0				20,0
15 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство				20,0				20,0
16 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство				20,0				20,0
17 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство				20,0				20,0
18 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство				20,0				20,0
19 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство				20,0				20,0
20 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство				20,0				20,0
21 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство				20,0				20,0
22 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство				20,0				20,0
23 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство				20,0				20,0
Всего по станции						200,0	260,0				460,0
<b>Энергосистема Республики Крым и г. Севастополь</b>											
<b>МГТЭС Западно-Крымская</b>											
5 ГТ КЭС		моторное топливо	новое строительство	22,5							22,5
<b>Севастопольская ПГУ-ТЭС</b>	ООО "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>Симферопольская ПГУ-ТЭС</b>	ООО "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>Энергосистема Республики Северная Осетия - Алания</b>											
<b>Зарамагская ГЭС-1</b>	АО "Зарамагские ГЭС"										
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

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>Энергосистема Ставропольского края</b>											
<b>Барсучковская МГЭС</b>											
000 "МГЭС Ставрополя и КЧР"											
1 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство		1,7						1,7
2 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство		1,7						1,7
3 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	новое строительство		1,7						1,7
Всего по станции					5,1						5,1
<b>Старомарьевская СЭС</b>											
000 "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
<b>ОЭС Юга, всего</b>											
Вводы мощности - всего				1939,7	1050,7	602,0	260,0				3852,4
АЭС				1070,0							1070,0
ГЭС				1,2	20,7	352,0					373,9
ТЭС				492,5	830,0						1322,5
ВИЭ-всего				376,0	200,0	250,0	260,0				1086,0
солнечные				295,0	50,0	50,0					395,0
ветровые				81,0	150,0	200,0	260,0				691,0
<b>ОЭС Урала</b>											
<b>Энергосистема Республики Башкортостан</b>											
<b>Затонская ТЭЦ</b>											
000 "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>											
000 "Авелар Солар Технолоджи"											
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	9,0							9,0
<b>Бурибаевская СЭС (2 очередь) (Юлдыбаевская СЭС)</b>											
000 "Авелар Солар Технолоджи"											
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	10,0							10,0
<b>АСТ-Башкирская СЭС-5</b>											
000 "Авелар Солар Технолоджи"											
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		10,0						10,0
<b>АСТ-Башкирская СЭС-10</b>											
000 "Авелар Солар Технолоджи"											
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		10,0						10,0
<b>Энергосистема Оренбургской области</b>											
<b>Соль-Илецкая СЭС</b>											
000 "Авелар Солар Технолоджи"											
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство	25,0							25,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>Переволоцкая СЭС</b>	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
53 солнечных агрегаты		нет топлива	новое строительство			10,0					10,0
<b>Грачевская СЭС</b>	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
51 солнечных агрегаты		нет топлива	новое строительство	10,0							10,0
<b>Оренбургская СЭС-3</b>	ПАО "Т Плюс"										
51 солнечных 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
<b>ВЭС "Аэропорт"</b>	ООО "КомплексИндустрия"										
51 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>Державинская СЭС</b>	ПАО "Т Плюс"										
51 солнечных агрегаты		нет топлива	новое строительство	5,0							5,0
<b>АСТ - Оренбургская СЭС-3 (Плешановская СЭС)</b>	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
51 солнечных агрегаты		нет топлива	новое строительство	10,0							10,0
<b>АСТ-Оренбургская СЭС-4</b>	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
51 солнечных агрегаты		нет топлива	новое строительство		10,0						10,0
<b>Оренбургская СЭС-5</b>	ПАО "Т Плюс"										
51 солнечных агрегаты		нет топлива	новое строительство	10,0							10,0
<b>АСТ-Оренбургская СЭС-6</b>	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
51 солнечных агрегаты		нет топлива	новое строительство		15,0						15,0
<b>Оренбургская СЭС-2</b>	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
51 солнечных агрегаты		нет топлива	новое строительство			30,0					30,0
<b>Оренбургская СЭС-1</b>	ПАО "Т Плюс"										
51 солнечных агрегаты		нет топлива	новое строительство			45,0					45,0
<b>АСТ-Оренбургская СЭС-8</b>	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
51 солнечных 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>Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО</b>											
<b>Новоуренгойская ГТЭС</b>	ПАО "Газпром"										
1 ПГУ КЭС		Газ природный	новое строительство	120,0							120,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>ГТЭС Шапшинского месторождения</b>											
1 ГТУ		Газ природный	новое строительство		11,2						11,2
<b>Энергосистема Челябинской области</b>											
<b>Челябинская ГРЭС</b>											
11 ПГУ(Т)	ОАО "Фортум"	Газ природный	новое строительство	247,5							247,5
<b>Аргаяшская ТЭЦ</b>											
4 Т-...-90	ОАО "Фортум"	Газ природный	замена	65,0							65,0
<b>Октябрьская СЭС</b>											
51 солнечные агрегаты	ООО "КомплексИндустрия"	нет топлива	новое строительство	15,0							15,0
<b>Чесменская СЭС</b>											
51 солнечные агрегаты	ООО "МРЦ Энергохолдинг"	нет топлива	новое строительство		15,0						15,0
<b>Бородиновская СЭС</b>											
51 солнечные агрегаты	ООО "МРЦ Энергохолдинг"	нет топлива	новое строительство		15,0						15,0
<b>Песчаная СЭС</b>											
51 солнечные агрегаты	ООО "МРЦ Энергохолдинг"	нет топлива	новое строительство		15,0						15,0
<b>ОЭС Урала, всего</b>											
Вводы мощности - всего				2196,5	101,2	170,0					2467,7
ТЭС				2072,5	11,2						2083,7
ВИЭ-всего				124,0	90,0	170,0					384,0
солнечные				94,0	90,0	170,0					354,0
ветровые				30,0							30,0
<b>ОЭС Сибири</b>											
<b>Энергосистема Алтайского края и Республики Алтай</b>											
<b>АСТ-Алтайская СЭС-6</b>											
56 солнечные агрегаты	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	нет топлива	новое строительство	5,0							5,0
<b>АСТ-Алтайская СЭС-3</b>											
51 солнечные агрегаты	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	нет топлива	новое строительство			10,0					10,0
<b>АСТ-Алтайская СЭС-7</b>											
51 солнечные агрегаты	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	нет топлива	новое строительство			10,0					10,0
<b>АСТ-Омская СЭС-3</b>											
51 солнечные агрегаты	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	нет топлива	новое строительство	10,0							10,0
<b>АСТ-Забайкальская СЭС-3</b>											
51 солнечные агрегаты	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	нет топлива	новое строительство	10,0							10,0
<b>Энергосистема Республики Бурятия</b>											
<b>АСТ-Бурятские СЭС-6</b>											
51 солнечные агрегаты	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	нет топлива	новое строительство		15,0						15,0
<b>АСТ-Бурятская СЭС-9</b>											
51 солнечные агрегаты	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	нет топлива	новое строительство	10,0							10,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<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>Балей СЭС</b>	ООО"КомплексИндустрия"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство		15,0						15,0
<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>ГТЭС "Полярная"</b>	АО "Банкорнефть"										
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>АСТ-Омская СЭС-1</b>	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			15,0					15,0
<b>АСТ-Омская СЭС-2</b>	ООО "Авелар Солар Технолоджи"										
51 солнечные агрегаты		нет топлива	новое строительство			15,0					15,0
<b>ТЭЦ ОАО "Омский Каучук"</b>	ОАО "Омский Каучук"										
1 ПТУ		Газ природный	новое строительство		25,0						25,0
2 ГТУ					50,0						50,0
3 ГТУ							50,0				50,0
Всего по станции					75,0		50,0				125,0
<b>ОЭС Сибири, всего</b>											
Вводы мощности - всего				35,0	330,0	50,0	50,0				465,0
ТЭС					225,0		50,0				275,0
ВИЭ-всего				35,0	105,0	50,0					190,0
солнечные				35,0	105,0	50,0					190,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>ОЭС Востока</b>											
<b>Энергосистема Амурской области</b>											
<b>Нижне-Бурейская ГЭС</b>											
1 г/а пов.-лопаст. верт.	АО "Нижне-Бурейская ГЭС	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>ГЭС ЗАО "ВНХК"</b>											
1 ПГУ(Т)	АО "Восточная нефтехимическая компания"	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 "РАО ЭС Востока"											
1 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство	46,5							46,5
2 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство	46,5							46,5
3 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство	46,5							46,5
Всего по станции				139,5							139,5
<b>Энергосистема Хабаровского края</b>											
<b>Совгаванская ТЭЦ</b>											
ЗАО "ТЭЦ в г.Советская Гавань"											
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				579,5				565,0			1144,5
ГЭС				320,0							320,0
ТЭС				259,5				565,0			824,5
<b>ЕЭС России - всего</b>											
Вводы мощности - всего				7198,1	3968,3	1906,8	1558,8	565,0	1250,0	2448,8	18895,8
АЭС				2268,8	1195,4		1198,8		1250,0	2448,8	8361,8
ГЭС				321,2	20,7	401,8					743,7
ГАЭС						840,0					840,0
ТЭС-всего				3898,1	2317,2	195,0	100,0	565,0			7075,3
ВИЭ-всего				710,0	435,0	470,0	260,0				1875,0
солнечные				519,0	285,0	270,0					1074,0
ветровые				191,0	150,0	200,0	260,0				801,0



Приложение № 5  
к схеме и программе развития  
Единой энергетической системы  
России на 2017-2023 годы

**Информация о планах собственников по строительству генерирующих объектов (не учитываемая при расчете режимно-балансовой ситуации) по  
ОЭС и ЕЭС России на 2017-2023 годы**

											МВт
Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>ОЭС Северо-Запада</b>											
<b>Энергосистема Калининградской области</b>											
<b>Калининградская ТЭЦ-1</b>											
1 ТЭЦ ГПА	ОАО "Калининградская генерирующая компания"	Газ природный	новое строительство		17,46						17,46
<b>ВЭС в Калининградской обл.</b>											
1 ветровые агрегаты	ОАО "Калининградская генерирующая компания"	нет топлива	новое строительство	6,9							6,9
<b>Энергосистема Республики Коми</b>											
<b>Энергоцентр "Ярега"</b>											
4 ГТУ-25 (Т)	ООО "ЛУКОЙЛ-Коми"	Газ природный	новое строительство						25,0		25,0
<b>Энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области</b>											
<b>ТЭЦ ГУП "ТЭК СПб"</b>											
8 ТЭЦ разные	ГУП "ТЭК СПб"	Газ природный	новое строительство		3,5						3,5
9 ТЭЦ разные		Газ природный	новое строительство		3,5						3,5
10 ТЭЦ разные		Газ природный	новое строительство			2,0					2,0
11 ТЭЦ разные		Газ природный	новое строительство			2,0					2,0
12 ТЭЦ разные		Газ природный	новое строительство			2,0					2,0
13 ТЭЦ разные		Газ природный	новое строительство			2,0					2,0
Всего по станции					7,0	8,0					15,0
<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				6,9	24,46	8,0		110,0	25,0		174,36
ТЭС					24,46	8,0		110,0	25,0		167,46
ВИЭ-всего				6,9							6,9
ветровые				6,9							6,9
<b>ОЭС Центра</b>											
<b>Энергосистема Вологодской области</b>											
<b>ГТЭС ОАО "ФосАгро-Череповец"</b>											
2 ГТУ-25 (Т)	АО "ФосАгроЧереповец"	Газ природный	новое строительство	25,0							25,0
<b>УЭС ТЭС ПАО "Северсталь"</b>											
3 ПТ-25-35	ПАО "Северсталь"	Газ искусственный	новое строительство		25,0						25,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>Энергосистема Липецкой области</b>											
<b>Липецкая ТЭС</b>	ОАО «Энерготехнологии Липецк»										
1 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство			196,3					196,3
2 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство			196,3					196,3
3 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство			196,3					196,3
Всего по станции						588,9					588,9
<b>Энергосистема г.Москвы и Московской</b>											
<b>ГТЭС "Городецкая" (Кожухово)</b>	ООО "Росмикс"										
1 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство		226,0						226,0
<b>ТЭЦ-22 Мосэнерго</b>	ПАО "Мосэнерго"										
9 Т-240(250)/290-240		Газ природный	замена					295,0			295,0
<b>Энергосистема Рязанской области</b>											
<b>Ново-Рязанская ТЭЦ</b>	ООО "Ново-Рязанская ТЭЦ"										
2 Т-30-130		Газ природный	замена						30,0		30,0
<b>Энергосистема Тульской области</b>											
<b>ТЭЦ НПО "Тулачермет"</b>	ПАО "Тулачермет"										
6 ПТ-...-130		Газ природный	новое строительство			32,0					32,0
<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				77,0	251,0	620,9		295,0	30,0		1273,9
ТЭС				77,0	251,0	620,9		295,0	30,0		1273,9
<b>ОЭС Средней Волги</b>											
<b>Энергосистема Нижегородской области</b>											
<b>Автозаводская ТЭЦ</b>	ООО "Автозаводская ТЭЦ"										
13 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство					220,0			220,0
14 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство					220,0			220,0
Всего по станции								440,0			440,0
<b>Нижегородская ПГ-ТЭЦ</b>	АО "Верхне-Волжская генерирующая компания"										
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						450,0		450,0			900,0
<b>Энергосистема Республики Татарстан</b>											
<b>Набережночелнинская ТЭЦ</b>	ОАО "Генерирующая компания"										
12 ПГУ(Т)		Газ природный	замена					107,0			107,0
<b>Энергосистема Ульяновской области</b>											
<b>ИЯУ ОАО "ГНЦ НИИАР"</b>	АО «ГНЦ НИИАР»										
52 МБИР		Ядерное топливо	новое строительство				55,8				55,8
<b>ОЭС Средней Волги, всего</b>											
Вводы мощности - всего						450,0	55,8	997,0			1502,8
АЭС							55,8				55,8
ТЭС						450,0		997,0			1447,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>ОЭС Юга</b>											
<b>Энергосистема Астраханской области</b>											
<b>Наримановская ВЭС</b>											
51 ветровые агрегаты	ЗАО "ВГК"	нет топлива	новое строительство	24,0							24,0
<b>Знаменская ПГУ-ТЭЦ</b>											
1 ПГУ-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 Краснодарского края и Республики Адыгея</b>											
<b>ГТУ-ТЭС Туапсинского НПЗ</b>											
7 Р-12-35	ООО "РН-Туапсинский НПЗ"	Газ природный	новое строительство	12,0							12,0
8 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство	47,0							47,0
9 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство	47,0							47,0
10 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство	47,0							47,0
Всего по станции				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-Мирный"	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 Республики Крым и г. Севастополь</b>											
<b>Симферопольская ТЭЦ</b>											
5 ПГУ(Т)	АО "КРЫМТЭЦ"	Газ природный	новое строительство			248,5					248,5
<b>Камыш-Бурунская ТЭЦ</b>											
6 ПГУ(Т)	АО "КРЫМТЭЦ"	Газ природный	новое строительство			61,0					61,0
7 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство			61,0					61,0
Всего по станции						122,0					122,0
<b>Сакская ТЭЦ (Сакские тепловые сети)</b>											
5 ПГУ(Т)	АО "КРЫМТЭЦ"	Газ природный	новое строительство			57,0					57,0



Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>Степная ВЭС</b>											
51 ветровые агрегаты	ООО "Ветряной парк Степной"	нет топлива	новое строительство						180,0		180,0
52 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство							102,0	102,0
Всего по станции									180,0	102,0	282,0
<b>Зольненская ВЭС</b>											
51 ветровые агрегаты	ООО "Ветряной парк Сакский"	нет топлива	новое строительство							2,5	2,5
52 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство							2,5	2,5
53 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство							2,5	2,5
54 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство							2,5	2,5
55 ветровые агрегаты		нет топлива	новое строительство							2,5	2,5
Всего по станции										12,5	12,5
<b>Энергосистема Ростовской области</b>											
<b>ВЭС Беглица</b>											
51 ветровые агрегаты	ЗАО "ВГК"	нет топлива	новое строительство		16,5						16,5
<b>ОЭС Юга, всего</b>											
Вводы мощности - всего				435,0	16,5	501,5	100,0		180,0	114,5	1347,5
ТЭС				197,0		427,5					624,5
ВИЭ-всего				238,0	16,5	74,0	100,0		180,0	114,5	723,0
ветровые				238,0	16,5	74,0	100,0		180,0	114,5	723,0
<b>ОЭС Урала</b>											
<b>Энергосистема Оренбургской области</b>											
<b>ГПЭС Покровского УКПГ</b>											
1 ТЭЦ Газопоршневые	АО "Оренбургнефть"	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>Энергосистема Пермского края</b>											
<b>Камская ГЭС</b>											
24 г/а пов.-лопаст. гор.	ПАО "РусГидро"	нет топлива	замена					24,0			24,0
<b>ГТЭС Жилинского месторождения</b>											
1 ГТ КЭС	ООО "ЛУКОЙЛ-Пермь"	Газ попутный	новое строительство				6,0				6,0
2 ГТ КЭС		Газ попутный	новое строительство				6,0				6,0
3 ГТ КЭС		Газ попутный	новое строительство				6,0				6,0
4 ГТ КЭС		Газ попутный	новое строительство				6,0				6,0
Всего по станции							24,0				24,0
<b>Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО</b>											
<b>ГТЭС-36 МВт Тайловского м/р</b>											
51 ГТ КЭС	ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз"	Газ природный	новое строительство		36,0						36,0
<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
9 ГТ-12		Газ попутный	новое строительство				12,0				12,0
10 ГТ-12		Газ попутный	новое строительство				12,0				12,0
Всего по станции					40,0		24,0				64,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>ГТЭС Южно-Нурьмского м/р</b>	ОАО "Сургутнефтегаз"										
1 ГТ-4		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 Русского м/р</b>	ОА "Тюменнефтегаз"										
1 ГТ КЭС		Газ попутный	новое строительство					125,0			125,0
<b>ГТЭС Верхнеколик-Еганского м/р</b>	АО "Варьеганнефтегаз"										
1 ГТЭС-5		Газ природный	новое строительство	4,9							4,9
2 ГТЭС-5		Газ природный	новое строительство	4,9							4,9
3 ГТЭС-5		Газ природный	новое строительство	4,9							4,9
4 ГТЭС-5		Газ природный	новое строительство	4,9							4,9
5 ГТ-4		Газ природный	новое строительство	4,4							4,4
Всего по станции				24,0							24,0
<b>Энергосистема Челябинской области</b>											
<b>Магнитогорская ТЭЦ</b>	ОАО "ММК"										
7 ДГА-4000		Газ природный	новое строительство		4,0						4,0
<b>Магнитогорская ЦЭС</b>	ОАО "ММК"										
10 ПТ-15-35		Газ природный	новое строительство					15,0			15,0
<b>Магнитогорская ПВС-2</b>	ОАО "ММК"										
5 ПТ-25-90		Газ природный	новое строительство		25,0						25,0
<b>ОЭС Урала, всего</b>											
Вводы мощности - всего				40,6	105,0		48,0	164,0			357,6
ГЭС								24,0			24,0
ТЭС				40,6	105,0		48,0	140,0			333,6
<b>ОЭС Сибири</b>											
<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>ОЭС Сибири, всего</b>											
Вводы мощности - всего						24,0					24,0
ТЭС						24,0					24,0
<b>ОЭС Востока</b>											
<b>Энергосистема Приморского края</b>											
<b>Артемовская ТЭЦ</b>	ПАО "РАО ЭС Востока"										
1 Т-120-130		Уголь Приморский	новое строительство				120,0				120,0
2 Т-120-130		Уголь Приморский	новое строительство				120,0				120,0
Всего по станции							240,0				240,0
<b>Владивостокская ТЭЦ-2</b>	ПАО "РАО ЭС Востока"										
7 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство				210,0				210,0
8 ПГУ(Т)		Газ природный	новое строительство						210,0		210,0
Всего по станции							210,0		210,0		420,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 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 "РусГидро"										
5 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство					48,37			48,37
6 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство					48,37			48,37
7 ГТ ТЭЦ		Газ природный	новое строительство					48,37			48,37
Всего по станции								145,11			145,11
<b>ОЭС Востока, всего</b>											
Вводы мощности - всего					121,8	172,0	622,0	145,1	210,0		1270,91
ТЭС					121,8	172,0	622,0	145,1	210,0		1270,91
<b>ЕЭС России - всего</b>											
Вводы мощности - всего				559,5	518,8	1776,4	825,8	1711,1	445,0	114,5	5951,1
АЭС							55,8				55,8
ГЭС								24,0			24,0
ТЭС-всего				314,6	502,3	1702,4	670,0	1687,1	265,0		5141,4
ВИЭ-всего				244,9	16,5	74,0	100,0		180,0	114,5	729,9
ветровые				244,9	16,5	74,0	100,0		180,0	114,5	729,9



Приложение № 6  
к схеме и программе развития  
Единой энергетической системы  
России на 2017-2023 годы

**Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2017-2023 годы**

МВт											
Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>ОЭС Центра</b>											
<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
			изменение		10,0						10,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации				55,0				55,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации				65,0				65,0
			изменение				10,0				10,0
Всего по станции											
До модернизации					55,0		55,0				110,0
После модернизации					65,0		65,0				130,0
Изменение мощности					10,0		10,0				20,0
<b>ОЭС Центра, всего</b>											
До модернизации					55,0		55,0				110,0
ГЭС					55,0		55,0				110,0
После модернизации					65,0		65,0				130,0
ГЭС					65,0		65,0				130,0
Изменение мощности					10,0		10,0				20,0
ГЭС					10,0		10,0				20,0
<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				72,5				72,5
			изменение				7,5				7,5

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<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
			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
20 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации		115,0						115,0
20 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации		125,5						125,5
			изменение		10,5						10,5
Всего по станции											
До модернизации				230,0	230,0						460,0
После модернизации				251,0	251,0						502,0
Изменение мощности				21,0	21,0						42,0
<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
11 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации			60,0					60,0
11 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации			66,0					66,0
			изменение			6,0					6,0
13 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации	60,0							60,0
13 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации	66,0							66,0
			изменение	6,0							6,0
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	60,0	60,0					240,0
После модернизации				132,0	66,0	66,0					264,0
Изменение мощности				12,0	6,0	6,0					24,0
<b>Энергосистема Республики Татарстан</b>											
<b>Зайнская ГРЭС</b>											
	ОАО "Генерирующая компания"										
12 К-200-130		Газ природный	до модернизации	200,0							200,0
12 К-205-130		Газ природный	после модернизации	204,9							204,9
			изменение	4,9							4,9

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>Казанская ТЭЦ-1</b>	ОАО "Генерирующая компания"										
1 ГТУ-25 (Т)		Газ природный	до модернизации		25,0						25,0
1 ГТУ-20 (Т)		Газ природный	после модернизации		20,0						20,0
			изменение		-5,0						-5,0
2 ГТУ-25 (Т)		Газ природный	до модернизации		25,0						25,0
2 ГТУ-20 (Т)		Газ природный	после модернизации		20,0						20,0
			изменение		-5,0						-5,0
7 Р-50-130		Газ природный	до модернизации		50,0						50,0
7 Р-10-130		Газ природный	после модернизации		10,0						10,0
			изменение		-40,0						-40,0
Всего по станции											
До модернизации					100,0						100,0
После модернизации					50,0						50,0
Изменение мощности					-50,0						-50,0
<b>ОЭС Средней Волги, всего</b>											
До модернизации				550,0	390,0	60,0	65,0				1065,0
ГЭС				350,0	290,0	60,0	65,0				765,0
ТЭС				200,0	100,0						300,0
После модернизации				587,9	367,0	66,0	72,5				1093,4
ГЭС				383,0	317,0	66,0	72,5				838,5
ТЭС				204,9	50,0						254,9
Изменение мощности				37,9	-23,0	6,0	7,5				28,4
ГЭС				33,0	27,0	6,0	7,5				73,5
ТЭС				4,9	-50,0						-45,1
<b>ОЭС Юга</b>											
<b>Энергосистема Волгоградской области</b>											
<b>Волжская ГЭС</b>	ПАО "РусГидро"										
6 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации	115,0							115,0
6 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации	125,5							125,5
			изменение	10,5							10,5
<b>ОЭС Юга, всего</b>											
До модернизации				115,0							115,0
ГЭС				115,0							115,0
После модернизации				125,5							125,5
ГЭС				125,5							125,5
Изменение мощности				10,5							10,5
ГЭС				10,5							10,5
<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			315,2					315,2
			изменение			12,0					12,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 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
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	100,0				300,0
После модернизации					115,0	115,0	115,0				345,0
Изменение мощности					15,0	15,0	15,0				45,0
<b>ОЭС Урала, всего</b>											
До модернизации					100,0	403,2	100,0				603,2
ГЭС					100,0	100,0	100,0				300,0
ТЭС						303,2					303,2
После модернизации					115,0	430,2	115,0				660,2
ГЭС					115,0	115,0	115,0				345,0
ТЭС						315,2					315,2
Изменение мощности					15,0	27,0	15,0				57,0
ГЭС					15,0	15,0	15,0				45,0
ТЭС						12,0					12,0
<b>ОЭС Сибири</b>											
<b>Энергосистема Алтайского края и Республики Алтай</b>											
<b>Барнаульская ТЭЦ-2</b>											
	АО "Барнаульская генерация"										
7 P-25-130		Уголь Кузнецкий	до модернизации				25,0				25,0
7 P-50-130		Уголь Кузнецкий	после модернизации				50,0				50,0
			изменение				25,0				25,0
<b>Бийская ТЭЦ-1</b>											
	АО "Бийскэнерго"										
4 ПТ-50-130		Уголь Кузнецкий	до модернизации		50,0						50,0
4 ПТ-60-130		Уголь Кузнецкий	после модернизации		60,0						60,0
			изменение		10,0						10,0
8 Т-110-130		Уголь Кузнецкий	до модернизации		110,0						110,0
8 Т-115-130		Уголь Кузнецкий	после модернизации		114,9						114,9
			изменение		4,9						4,9
Всего по станции											
До модернизации					160,0						160,0
После модернизации					174,9						174,9
Изменение мощности					14,9						14,9

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<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
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
7 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации			65,0					65,0
7 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации			70,0					70,0
			изменение			5,0					5,0
Всего по станции											
До модернизации											
				65,0	65,0	65,0	65,0				260,0
После модернизации											
				70,0	70,0	70,0	70,0				280,0
Изменение мощности											
				5,0	5,0	5,0	5,0				20,0
<b>ОЭС Сибири, всего</b>											
До модернизации											
				65,0	225,0	65,0	90,0				445,0
ГЭС											
				65,0	65,0	65,0	65,0				260,0
ТЭС											
					160,0		25,0				185,0
После модернизации											
				70,0	244,9	70,0	120,0				504,9
ГЭС											
				70,0	70,0	70,0	70,0				280,0
ТЭС											
					174,9		50,0				224,9
Изменение мощности											
				5,0	19,9	5,0	30,0				59,9
ГЭС											
				5,0	5,0	5,0	5,0				20,0
ТЭС											
					14,9		25,0				39,9
<b>ЕЭС России - всего</b>											
До модернизации											
				730,0	770,0	528,2	310,0				2338,2
ГЭС											
				530,0	510,0	225,0	285,0				1550,0
ТЭС											
				200,0	260,0	303,2	25,0				788,2
После модернизации											
				783,4	791,9	566,2	372,5				2514,0
ГЭС											
				578,5	567,0	251,0	322,5				1719,0
ТЭС											
				204,9	224,9	315,2	50,0				795,0
Изменение мощности											
				53,4	21,9	38,0	62,5				175,8
ГЭС											
				48,5	57,0	26,0	37,5				169,0
ТЭС											
				4,9	-35,1	12,0	25,0				6,8

Приложение № 7  
к схеме и программе развития  
Единой энергетической системы  
России на 2017-2023 годы

**Объемы и структура перемаркировки генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по  
ОЭС и ЕЭС России на 2017-2023 годы**

МВт											
Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>ОЭС Центра</b>											
<b>Энергосистема Вологодской области</b>											
<b>Вологодская ТЭЦ</b>											
	ОАО "ТГК-2"										
3 Р-10-35		Газ природный	до перемаркировки	10,0							10,0
3 Р-6-35		Газ природный	после перемаркировки	6,0							6,0
			изменение	-4,0							-4,0
<b>Энергосистема Воронежской области</b>											
<b>Нововоронежская АЭС</b>											
	АО "Концерн Росэнергоатом"										
6 ВВЭР		Ядерное топливо	до перемаркировки	1195,4							1195,4
6 ВВЭР		Ядерное топливо	после перемаркировки	1180,3							1180,3
			изменение	-15,1							-15,1
<b>Энергосистема Рязанской области</b>											
<b>Дягилевская ТЭЦ</b>											
	ПАО "Квадра"										
1 ПГУ		Газ природный	до перемаркировки	119,0							119,0
1 ПГУ		Газ природный	после перемаркировки	113,6							113,6
			изменение	-5,4							-5,4
<b>ОЭС Центра, всего</b>											
До перемаркировки				1324,4							1324,4
АЭС				1195,4							1195,4
ТЭС				129,0							129,0
После перемаркировки				1299,9							1299,9
АЭС				1180,3							1180,3
ТЭС				119,6							119,6
Изменение мощности				-24,5							-24,5
АЭС				-15,1							-15,1
ТЭС				-9,4							-9,4

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>ОЭС Средней Волги</b>											
<b>Энергосистема Нижегородской области</b>											
<b>Новогорьковская ТЭЦ</b>											
	ПАО "Т Плюс"										
1 ГТУ GT13E2		Газ природный	до перемаркировки	171,1							171,1
1 ГТУ GT13E2		Газ природный	после перемаркировки	176,2							176,2
			изменение	5,1							5,1
2 ГТУ GT13E2		Газ природный	до перемаркировки	172,2							172,2
2 ГТУ GT13E2		Газ природный	после перемаркировки	175,8							175,8
			изменение	3,6							3,6
Всего по станции											
До перемаркировки					343,3						343,3
После перемаркировки					352,0						352,0
Изменение мощности					8,7						8,7
<b>Энергосистема Республики Татарстан</b>											
<b>Казанская ТЭЦ-1</b>											
5 ПТ-60/75-130/13/1,2		Газ природный	до модернизации		60,0						60,0
5 ПТ-60/75-130/13/1,2		Газ природный	после модернизации		40,0						40,0
			изменение		-20,0						-20,0
6 ПТ-60/75-130/13/1,2		Газ природный	до модернизации		60,0						60,0
6 ПТ-60/75-130/13/1,2		Газ природный	после модернизации		41,0						41,0
			изменение		-19,0						-19,0
Всего по станции											
До модернизации					120,0						120,0
После модернизации					81,0						81,0
Изменение мощности					-39,0						-39,0
<b>ОЭС Средней Волги, всего</b>											
До перемаркировки					343,3	120,0					463,3
ТЭС					343,3	120,0					463,3
После перемаркировки					352,0	81,0					433,0
ТЭС					352,0	81,0					433,0
Изменение мощности					8,7	-39,0					-30,3
ТЭС					8,7	-39,0					-30,3
<b>ОЭС Юга</b>											
<b>Энергосистема Ставропольского края</b>											
<b>Ставропольская ГРЭС</b>											
	ПАО "ОГК-2"	Газ природный									
5 К-304-240-2			до перемаркировки	300,0							300,0
5 К-304-240-2			после перемаркировки	304,0							304,0
			изменение	4,0							4,0
<b>Энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея</b>											
<b>Адлерская ТЭС</b>											
	ПАО "ОГК-2"	Газ природный									
2 ПГУ			до перемаркировки	180,0							180,0
2 ПГУ			после перемаркировки	184,0							184,0
			изменение	4,0							4,0



Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>ОЭС Юга, всего</b>											
До перемаркировки				480,0							480,0
ТЭС				480,0							480,0
После перемаркировки				488,0							488,0
ТЭС				488,0							488,0
Изменение мощности				8,0							8,0
ТЭС				8,0							8,0
<b>ОЭС Урала</b>											
<b>Энергосистема Республики Башкортостан</b>											
<b>Павловская ГЭС</b>											
ООО "БГК"											
1 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до перемаркировки			41,6					41,6
1 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после перемаркировки			50,0					50,0
			изменение			8,4					8,4
2 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до перемаркировки			41,6					41,6
2 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после перемаркировки			50,0					50,0
			изменение			8,4					8,4
3 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до перемаркировки			41,6					41,6
3 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после перемаркировки			50,0					50,0
			изменение			8,4					8,4
4 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до перемаркировки			41,6					41,6
4 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после перемаркировки			50,0					50,0
			изменение			8,4					8,4
Всего по станции											
До перемаркировки						166,4					166,4
После перемаркировки						200,0					200,0
Изменение мощности						33,6					33,6
<b>Энергосистема Свердловской области</b>											
<b>Нижнетуринская ГРЭС</b>											
ПАО "Т Плюс"											
2 ПГУ-230		Газ природный	до перемаркировки	230,0							230,0
2 ПГУ-230			после перемаркировки	242,0							242,0
			изменение	12,0							12,0
<b>Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО</b>											
<b>Тюменская ТЭЦ-1</b>											
ОАО "Фортум"											
6 Т-...-130		Газ природный	до перемаркировки	72,0							72,0
6 Т-...-130		Газ природный	после перемаркировки	94,0							94,0
			изменение	22,0							22,0
<b>ОЭС Урала, всего</b>											
До перемаркировки				302,0		166,4					468,4
ГЭС						166,4					166,4
ТЭС				302,0							302,0
После перемаркировки				336,0		200,0					536,0
ГЭС						200,0					200,0
ТЭС				336,0							336,0
Изменение мощности				34,0		33,6					67,6
ГЭС						33,6					33,6
ТЭС				34,0							34,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<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				2449,7	282,0	166,4					2898,1
АЭС				1195,4							1195,4
ГЭС						166,4					166,4
ТЭС				1254,3	282,0						1536,3
После перемаркировки				2475,9	278,0	200,0					2953,9
АЭС				1180,3							1180,3
ГЭС						200,0					200,0
ТЭС				1295,6	278,0						1573,6
Изменение мощности				26,2	-4,0	33,6					55,8
АЭС				-15,1							-15,1
ГЭС						33,6					33,6
ТЭС				41,3	-4,0						37,3

Приложение № 8  
к схеме и программе развития  
Единой энергетической системы  
России на 2017-2023 годы

**Информация о планах собственников по модернизации генерирующих объектов (не учитываемая при расчете режимно-балансовой ситуации) по ОЭС и ЕЭС России на 2017-2023 годы**

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>ОЭС Северо-Запада</b>											
<b>Энергосистема Мурманской области</b>											
<b>Верхне-Тулумская ГЭС-12</b>	ОАО "ТГК-1"										
1 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации					67,0			67,0
1 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации					73,0			73,0
			изменение					6,0			6,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации				67,0				67,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации				73,0				73,0
			изменение					6,0			6,0
4 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации				67,0				67,0
4 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации				73,0				73,0
			изменение					6,0			6,0
Всего по станции											
До модернизации							134,0	67,0			201,0
После модернизации							146,0	73,0			219,0
Изменение мощности							12,0	6,0			18,0
<b>ОЭС Северо-Запада, всего</b>											
До модернизации							134,0	67,0			201,0
ГЭС							134,0	67,0			201,0
После модернизации							146,0	73,0			219,0
ГЭС							146,0	73,0			219,0
Изменение мощности							12,0	6,0			18,0
ГЭС							12,0	6,0			18,0
<b>ОЭС Центра</b>											
<b>Энергосистема Вологодской области</b>											
<b>ТЭЦ ПВС-1 ПАО "Северсталь"</b>	ПАО "Северсталь"										
5 ПТ-50-90		Газ искусственный	до модернизации		50,0						50,0
5 ПТ-...-90		Газ искусственный	после модернизации		90,0						90,0
			изменение					40,0			40,0
7 Т-100-130		Газ искусственный	до модернизации			100,0					100,0
7 Т-120-130		Газ искусственный	после модернизации			120,0					120,0
			изменение					20,0			20,0
Всего по станции											
До модернизации					50,0	100,0					150,0
После модернизации					90,0	120,0					210,0
Изменение мощности					40,0	20,0					60,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>Энергосистема г.Москвы и Московской области</b>											
<b>ГЭС-1 им.Смидовича</b>	ПАО "Мосэнерго"										
26 Р-10-35		Газ природный	до модернизации							10,0	10,0
26 Р-12-35		Газ природный	после модернизации							12,0	12,0
			изменение							2,0	2,0
27 Р-10-35		Газ природный	до модернизации							10,0	10,0
27 Р-12-35		Газ природный	после модернизации							12,0	12,0
			изменение							2,0	2,0
30 Р-...-35		Газ природный	до модернизации							18,0	18,0
30 Р-25-35		Газ природный	после модернизации							25,0	25,0
			изменение							7,0	7,0
31 ПТ-...-35		Газ природный	до модернизации							16,0	16,0
31 ПТ-25-35		Газ природный	после модернизации							25,0	25,0
			изменение							9,0	9,0
Всего по станции											
До модернизации										54,0	54,0
После модернизации										74,0	74,0
Изменение мощности										20,0	20,0
<b>Энергосистема Тульской области</b>											
<b>ТЭЦ НПО "Тулачермет"</b>	ПАО "Тулачермет"										
5 ПТ-...-90		Газ природный	до модернизации				60,5				60,5
5 ПТ-...-90		Газ природный	после модернизации				80,5				80,5
			изменение				20,0				20,0
<b>Энергосистема Ярославской области</b>											
<b>Рыбинская ГЭС</b>	ПАО "РусГидро"										
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
<b>ОЭС Центра, всего</b>											
До модернизации					50,0	100,0	60,5		55,0	54,0	319,5
ТЭС					50,0	100,0	60,5			54,0	264,5
ГЭС									55,0		55,0
После модернизации					90,0	120,0	80,5		65,0	74,0	429,5
ТЭС					90,0	120,0	80,5			74,0	364,5
ГЭС									65,0		65,0
Изменение мощности					40,0	20,0	20,0		10,0	20,0	110,0
ТЭС					40,0	20,0	20,0			20,0	100,0
ГЭС									10,0		10,0
<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							72,5	72,5
			изменение							7,5	7,5

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>Энергосистема Саратовской области</b>											
<b>Саратовская ГЭС</b>											
	ПАО "РусГидро"										
7 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации						60,0		60,0
7 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации						66,0		66,0
			изменение						6,0		6,0
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
18 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации				60,0				60,0
18 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации				66,0				66,0
			изменение				6,0				6,0
19 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации							60,0	60,0
19 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации							66,0	66,0
			изменение							6,0	6,0
Всего по станции											
До модернизации							60,0	60,0	60,0	60,0	240,0
После модернизации							66,0	66,0	66,0	66,0	264,0
Изменение мощности							6,0	6,0	6,0	6,0	24,0
<b>ОЭС Средней Волги, всего</b>											
До модернизации							60,0	60,0	60,0	125,0	305,0
ГЭС							60,0	60,0	60,0	125,0	305,0
После модернизации							66,0	66,0	66,0	138,5	336,5
ГЭС							66,0	66,0	66,0	138,5	336,5
Изменение мощности							6,0	6,0	6,0	13,5	31,5
ГЭС							6,0	6,0	6,0	13,5	31,5
<b>ОЭС Юга</b>											
<b>Энергосистема Волгоградской области</b>											
<b>Волжская ГЭС</b>											
	ПАО "РусГидро"										
1 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации		115,0						115,0
1 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации		125,5						125,5
			изменение		10,5						10,5
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
14 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации							115,0	115,0
14 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации							125,5	125,5
			изменение							10,5	10,5
15 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации		115,0						115,0
15 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации		125,5						125,5
			изменение		10,5						10,5
18 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации							115,0	115,0
18 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации							125,5	125,5
			изменение							10,5	10,5
Всего по станции											
До модернизации					230,0			115,0		230,0	575,0
После модернизации					251,0			125,5		251,0	627,5
Изменение мощности					21,0			10,5		21,0	52,5

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>Энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея</b>											
<b>Белореченская ГЭС</b>	ООО "ЛУКОЙЛ - Экзоэнерго"										
1 гидроагрегат		нет топлива	до модернизации			16,0					16,0
1 гидроагрегат		нет топлива	после модернизации			24,0					24,0
			изменение			8,0					8,0
3 гидроагрегат		нет топлива	до модернизации			16,0					16,0
3 гидроагрегат		нет топлива	после модернизации			24,0					24,0
			изменение			8,0					8,0
Всего по станции											
До модернизации						32,0					32,0
После модернизации						48,0					48,0
Изменение мощности						16,0					16,0
<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>Сенгилеевская ГЭС</b>	ПАО "РусГидро"										
1 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	до модернизации							4,5	4,5
1 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	после модернизации							6,0	6,0
			изменение							1,5	1,5
3 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	до модернизации							4,5	4,5
3 агрегаты малых ГЭС		нет топлива	после модернизации							6,0	6,0
			изменение							1,5	1,5
Всего по станции											
До модернизации										9,0	9,0
После модернизации										12,0	12,0
Изменение мощности										3,0	3,0
<b>ОЭС Юга, всего</b>											
До модернизации					230,0	32,0		115,0		254,0	631,0
ГЭС					230,0	32,0		115,0		254,0	631,0
После модернизации					251,0	48,0		125,5		282,5	707,0
ГЭС					251,0	48,0		125,5		282,5	707,0
Изменение мощности					21,0	16,0		10,5		28,5	76,0
ГЭС					21,0	16,0		10,5		28,5	76,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>ОЭС Урала</b>											
<b>Энергосистема Республики Башкортостан</b>											
<b>Кармановская ГРЭС</b>											
	ООО "БГК"										
2 К-300-240		Газ природный	до модернизации			300,0					300,0
2 К-310-240		Газ природный	после модернизации			310,0					310,0
			изменение			10,0					10,0
3 К-...-240		Газ природный	до модернизации			303,2					303,2
3 К-...-240		Газ природный	после модернизации			315,2					315,2
			изменение			12,0					12,0
4 К-300-240		Газ природный	до модернизации			300,0					300,0
4 К-310-240		Газ природный	после модернизации			310,0					310,0
			изменение			10,0					10,0
5 К-300-240		Газ природный	до модернизации			300,0					300,0
5 К-310-240		Газ природный	после модернизации			310,0					310,0
			изменение			10,0					10,0
Всего по станции											
До модернизации						1203,2					1203,2
После модернизации						1245,2					1245,2
Изменение мощности						42,0					42,0
<b>Энергосистема Пермского края</b>											
<b>Воткинская ГЭС</b>											
	ПАО "РусГидро"										
1 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации						110,0		110,0
1 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации						115,0		115,0
			изменение						5,0		5,0
6 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации							100,0	100,0
6 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации							115,0	115,0
			изменение							15,0	15,0
9 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации					100,0			100,0
9 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	110,0	100,0	310,0
После модернизации								115,0	115,0	115,0	345,0
Изменение мощности								15,0	5,0	15,0	35,0
<b>Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО</b>											
<b>Няганская ТЭС</b>											
	ОАО "Фортум"										
3 ПГУ КЭС		Газ природный	до модернизации	424,6							424,6
3 ПГУ КЭС		Газ природный	после модернизации	453,1							453,1
			изменение	28,5							28,5
<b>ОЭС Урала, всего</b>											
До модернизации				424,6		1203,2		100,0	110,0	100,0	1937,8
ТЭС				424,6		1203,2					1627,8
ГЭС								100,0	110,0	100,0	310,0
После модернизации				453,1		1245,2		115,0	115,0	115,0	2043,3
ТЭС				453,1		1245,2					1698,3
ГЭС								115,0	115,0	115,0	345,0
Изменение мощности				28,5		42,0		15,0	5,0	15,0	105,5
ТЭС				28,5		42,0					70,5
ГЭС								15,0	5,0	15,0	35,0



Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2017-2023 годы
<b>ОЭС Сибири</b>											
<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					104,3			104,3
			изменение					21,5			21,5
2 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации				82,8				82,8
2 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации				104,3				104,3
			изменение				21,5				21,5
7 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации					82,8			82,8
7 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации					104,3			104,3
			изменение					21,5			21,5
8 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	до модернизации				82,8				82,8
8 г/а пов.-лопаст. верт.		нет топлива	после модернизации				104,3				104,3
			изменение				21,5				21,5
Всего по станции											
До модернизации							165,6	82,8	82,8		331,2
После модернизации							208,5	104,3	104,3		417,0
Изменение мощности							42,9	21,5	21,5		85,8
<b>ОЭС Сибири, всего</b>											
До модернизации							165,6	82,8	82,8		331,2
ГЭС							165,6	82,8	82,8		331,2
После модернизации							208,5	104,3	104,3		417,0
ГЭС							208,5	104,3	104,3		417,0
Изменение мощности							42,9	21,5	21,5		85,8
ГЭС							42,9	21,5	21,5		85,8
<b>ЕЭС России - всего</b>											
До модернизации				424,6	280,0	1335,2	420,1	424,8	307,8	533,0	3725,5
ГЭС					230,0	32,0	359,6	424,8	307,8	479,0	1833,2
ТЭС				424,6	50,0	1303,2	60,5			54,0	1892,3
После модернизации				453,1	341,0	1413,2	501,0	483,8	350,3	610,0	4152,3
ГЭС					251,0	48,0	420,5	483,8	350,3	536,0	2089,5
ТЭС				453,1	90,0	1365,2	80,5			74,0	2062,8
Изменение мощности				28,5	61,0	78,0	80,9	59,0	42,5	77,0	426,8
ГЭС					21,0	16,0	60,9	59,0	42,5	57,0	256,3
ТЭС				28,5	40,0	62,0	20,0			20,0	170,5

**Приложение № 9**  
к Схеме и программе развития  
Единой энергетической системы  
России на 2017 – 2023 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.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
<b>СПРОС</b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	1027753,0	1041082,0	1054439,0	1070197,0	1079667,0	1090467,0	1101044,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,0	1,3	1,5	0,9	1,0	0,9
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2660,0	2722,0	3282,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	154748	156489	158289	159949	161498	163089	164598
Число часов использования максимума	час	6624	6635	6641	6665	6660	6661	6665
Экспорт мощности	тыс.кВт	3838,0	3438,0	3338,0	3338,0	3338,0	3338,0	3338,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	25118,0	25410,0	25684,0	25927,0	26183,0	26453,0	26716,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>183704</b>	<b>185337</b>	<b>187311</b>	<b>189214</b>	<b>191019</b>	<b>192880</b>	<b>194652</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	244280,2	247236,1	248584,5	247301,6	247866,6	248116,6	250565,4
АЭС	тыс.кВт	30183,1	30378,5	30378,5	30577,3	30577,3	30827,3	33276,1
ГЭС	тыс.кВт	49412,0	49489,7	50791,1	50828,6	50828,6	50828,6	50828,6
ТЭС	тыс.кВт	163498,8	165746,6	165323,6	163544,4	164109,4	164109,4	164109,4
ВИЭ	тыс.кВт	1186,2	1621,2	2091,2	2351,2	2351,2	2351,2	2351,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	18653,3	19494,2	19969,2	20158,7	20472,7	20472,7	20472,7
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2690,0	1605,4	420,0	1223,8	0,0	1250,0	2448,8
Невыдаваемая мощность	тыс.кВт	6675,0	6322,0	5873,0	5020,0	4573,0	3803,0	3544,0

	Ед. измер.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>216243,9</b>	<b>219796,5</b>	<b>222304,3</b>	<b>220881,1</b>	<b>222802,9</b>	<b>222572,9</b>	<b>224081,9</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>32539,5</b>	<b>34459,7</b>	<b>34993,4</b>	<b>31667,5</b>	<b>31784,3</b>	<b>29692,5</b>	<b>29430,2</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.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
<b>СПРОС</b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	993186,0	1002320,0	1014936,0	1030036,0	1038656,0	1048893,0	1057946,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,9	1,3	1,5	0,8	1,0	0,9
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2660,0	2722,0	3282,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	149466	150836	152522	154107	155550	157009	158259
Число часов использования максимума	час	6627	6627	6633	6657	6651	6655	6659
Экспорт мощности	тыс.кВт	3338,0	2938,0	2838,0	2838,0	2838,0	2838,0	2838,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	23956,0	24166,0	24415,0	24642,0	24874,0	25115,0	25321,0
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>176760</b>	<b>177940</b>	<b>179775</b>	<b>181587</b>	<b>183262</b>	<b>184962</b>	<b>186418</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	233504,5	235848,3	237226,7	236010,8	236010,8	236260,8	238709,6
АЭС	тыс.кВт	30183,1	30378,5	30378,5	30577,3	30577,3	30827,3	33276,1
ГЭС	тыс.кВт	44794,5	44872,2	46173,6	46211,1	46211,1	46211,1	46211,1
ТЭС	тыс.кВт	157340,6	158976,3	158583,3	156871,1	156871,1	156871,1	156871,1
ВИЭ	тыс.кВт	1186,2	1621,2	2091,2	2351,2	2351,2	2351,2	2351,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	18640,0	19375,3	19850,3	20039,8	20039,8	20039,8	20039,8
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2690,0	1605,4	420,0	1223,8	0,0	1250,0	2448,8
Невыдаваемая мощность	тыс.кВт	6675,0	6322,0	5873,0	5020,0	4573,0	3803,0	3544,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>205481,5</b>	<b>208527,6</b>	<b>211065,4</b>	<b>209709,2</b>	<b>211380,0</b>	<b>211150,0</b>	<b>212659,0</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>28721,1</b>	<b>30587,8</b>	<b>31290,5</b>	<b>28122,6</b>	<b>28118,4</b>	<b>26187,6</b>	<b>26241,3</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.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
<b><u>СПРОС</u></b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	786431,0	792229,0	799165,0	807056,0	814280,0	823020,0	831351,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,7	0,9	1,0	0,9	1,1	1,0
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2660,0	2722,0	3282,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	120403	121304	122233	122981	124157	125476	126588
Число часов использования максимума	час	6510	6509	6511	6529	6526	6527	6535
Экспорт мощности	тыс.кВт	3038,0	2638,0	2538,0	2538,0	2538,0	2538,0	2538,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	20468,0	20622,0	20780,0	20907,0	21107,0	21331,0	21520,0
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>143909</b>	<b>144564</b>	<b>145551</b>	<b>146426</b>	<b>147802</b>	<b>149345</b>	<b>150646</b>
<b><u>ПОКРЫТИЕ</u></b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	181732,7	183726,6	185050	183826,1	183826,1	184076,1	186524,9
АЭС	тыс.кВт	30183,1	30378,5	30378,5	30577,3	30577,3	30827,3	33276,1
ГЭС	тыс.кВт	19508,1	19580,8	20877,2	20909,7	20909,7	20909,7	20909,7
ТЭС	тыс.кВт	130910,4	132306,2	131913,2	130198	130198	130198	130198
ВИЭ	тыс.кВт	1131,0	1461,0	1881,0	2141,0	2141,0	2141,0	2141,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	7115,7	7741,0	8161,0	8345,5	8345,5	8345,5	8345,5
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2690,0	1605,4	420,0	1223,8	0,0	1250,0	2448,8
Невыдаваемая мощность	тыс.кВт	4211,0	4163,0	4133,0	3819,0	3622,0	3090,0	2891,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>167697,9</b>	<b>170199,1</b>	<b>172317,9</b>	<b>170419,7</b>	<b>171840,5</b>	<b>171372,5</b>	<b>172821,5</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>23788,5</b>	<b>25635,3</b>	<b>26767,0</b>	<b>23993,4</b>	<b>24038,8</b>	<b>22027,6</b>	<b>22175,8</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.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
<b><u>СПРОС</u></b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	91498,0	92184,0	92591,0	93334,0	93910,0	94949,0	95826,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,7	0,4	0,8	0,6	1,1	0,9
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	14335,0	14450,0	14512,0	14594,0	14728,0	14884,0	15021,0
Число часов использования максимума	час	6383	6380	6380	6395	6376	6379	6379
Экспорт мощности	тыс.кВт	1788,0	1788,0	1788,0	1788,0	1788,0	1788,0	1788,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	3069,0	3094,0	3118,0	3136,0	3166,0	3200,0	3229,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	21,4	21,4	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>19192,0</b>	<b>19332,0</b>	<b>19418,0</b>	<b>19518,0</b>	<b>19682,0</b>	<b>19872,0</b>	<b>20038,0</b>
<b><u>ПОКРЫТИЕ</u></b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	24698,4	24466,4	24711,2	24892,0	24892,0	24892,0	26090,8
АЭС	тыс.кВт	6958,8	5958,8	5958,8	6157,6	6157,6	6157,6	7356,4
ГЭС	тыс.кВт	2949,2	2949,2	2999,0	2999,0	2999,0	2999,0	2999,0
ТЭС	тыс.кВт	14784,0	15552,0	15747,0	15729,0	15729,0	15729,0	15729,0
ВИЭ	тыс.кВт	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1206,7	1206,7	1206,7	1206,7	1206,7	1206,7	1206,7
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	1198,8	0,0	0,0	1198,8	0,0	0,0	1198,8
Невыдаваемая мощность	тыс.кВт	2100,0	2091,0	2087,0	1875,0	1856,0	1834,0	1812,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>20193,0</b>	<b>21168,8</b>	<b>21417,6</b>	<b>20611,6</b>	<b>21829,4</b>	<b>21851,4</b>	<b>21873,4</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>1001,0</b>	<b>1836,8</b>	<b>1999,6</b>	<b>1093,6</b>	<b>2147,4</b>	<b>1979,4</b>	<b>1835,4</b>

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

	Ед. измер.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
<b>СПРОС</b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	234660,0	236333,0	238742,0	241184,0	243580,0	245828,0	248537,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,7	1,0	1,0	1,0	0,9	1,1
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	2580,0	3140,0	3930,0	3930,0	3930,0	3930,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	37502	37697	37924	38135	38474	38873	39262
Число часов использования максимума	час	6189	6201	6213	6221	6229	6223	6230
Экспорт мощности	тыс.кВт	500,0	200,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	6550,0	6599,0	6649,0	6690,0	6754,0	6826,0	6886,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	17,5	17,5	17,5	17,5	17,6	17,6	17,5
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>44552</b>	<b>44496</b>	<b>44673</b>	<b>44925</b>	<b>45328</b>	<b>45799</b>	<b>46248</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	52930,3	54388,7	54628,7	53403,7	53403,7	53653,7	54903,7
АЭС	тыс.кВт	13597,3	14792,7	14792,7	14792,7	14792,7	15042,7	16292,7
ГЭС	тыс.кВт	1788,9	1798,9	2638,9	2648,9	2648,9	2648,9	2648,9
ТЭС	тыс.кВт	37529,1	37782,1	37182,1	35947,1	35947,1	35947,1	35947,1
ВИЭ	тыс.кВт	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	860,2	860,2	860,2	844,9	844,9	844,9	844,9
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	1195,4	420,0	0,0	0,0	1250,0	1250,0
Невыдаваемая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>52070,1</b>	<b>52333,1</b>	<b>53348,5</b>	<b>52558,8</b>	<b>52558,8</b>	<b>51558,8</b>	<b>52808,8</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>7518,6</b>	<b>7836,7</b>	<b>8675,7</b>	<b>7633,4</b>	<b>7230,4</b>	<b>5760,3</b>	<b>6560,9</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.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
<b>СПРОС</b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	104700,0	105201,0	105569,0	106350,0	106936,0	107745,0	108482,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,5	0,3	0,7	0,6	0,8	0,7
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	16754	16826	16876	16933	17058	17166	17264
Число часов использования максимума	час	6249	6252	6256	6281	6269	6277	6284
Экспорт мощности	тыс.кВт	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	2252,0	2268,0	2286,0	2300,0	2322,0	2346,0	2367,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	13,4	13,5	13,5	13,6	13,6	13,7	13,7
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>19016</b>	<b>19104</b>	<b>19172</b>	<b>19243</b>	<b>19390</b>	<b>19522</b>	<b>19641</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	27582,4	27754,4	27760,4	27512,2	27512,2	27512,2	27512,2
АЭС	тыс.кВт	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ГЭС	тыс.кВт	6971,0	6998,0	7004,0	7011,5	7011,5	7011,5	7011,5
ТЭС	тыс.кВт	16379,4	16484,4	16484,4	16228,7	16228,7	16228,7	16228,7
ВИЭ	тыс.кВт	160,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1949,5	1986,1	1986,1	1986,1	1986,1	1986,1	1986,1
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	230,0	0,0	25,0	0,0	0,0	0,0
Невыдаваемая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>25632,9</b>	<b>25538,3</b>	<b>25774,3</b>	<b>25501,1</b>	<b>25526,1</b>	<b>25526,1</b>	<b>25526,1</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>6617,0</b>	<b>6433,9</b>	<b>6602,2</b>	<b>6258,3</b>	<b>6136,1</b>	<b>6003,7</b>	<b>5885,3</b>

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

	Ед. измер.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
<b><u>СПРОС</u></b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	96813,0	98535,0	100445,0	102061,0	103310,0	104918,0	106336,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,8	1,9	1,6	1,2	1,6	1,4
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	80,0	142,0	142,0	142,0	142,0	142,0	142,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	15459,0	15756,0	16056,0	16241	16446,0	16710,0	16853,0
Число часов использования максимума	час	6257	6245	6247	6275	6273	6270	6301
Экспорт мощности	тыс.кВт	450,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	2047,0	2062,0	2078,0	2091,0	2111,0	2133,0	2152,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	13,2	13,1	12,9	12,9	12,8	12,8	12,8
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>17956,0</b>	<b>18168,0</b>	<b>18484,0</b>	<b>18682</b>	<b>18907,0</b>	<b>19193,0</b>	<b>19355,0</b>
<b><u>ПОКРЫТИЕ</u></b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	23399,2	24399,9	25001,9	25236,9	25236,9	25236,9	25236,9
АЭС	тыс.кВт	4070,0	4070,0	4070,0	4070,0	4070,0	4070,0	4070,0
ГЭС	тыс.кВт	5942,9	5963,6	6315,6	6315,6	6315,6	6315,6	6315,6
ТЭС	тыс.кВт	12617,9	13397,9	13397,9	13372,9	13372,9	13372,9	13372,9
ВИЭ	тыс.кВт	768,4	968,4	1218,4	1478,4	1478,4	1478,4	1478,4
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1907,5	2395,0	2645,0	2880,0	2880,0	2880,0	2880,0
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	1071,2	180,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Невыдаваемая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>20402,4</b>	<b>21806,8</b>	<b>22338,8</b>	<b>22338,8</b>	<b>22338,8</b>	<b>22338,8</b>	<b>22338,8</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>2446,4</b>	<b>3638,8</b>	<b>3854,8</b>	<b>3656,5</b>	<b>3431,8</b>	<b>3145,8</b>	<b>2983,8</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.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
<b>СПРОС</b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	258760,0	259976,0	261818,0	264127,0	266544,0	269580,0	272170,0
Рост потребления электрической энергии	%		0,5	0,7	0,9	0,9	1,1	1,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	36354,0	36574,0	36865,0	37078	37450	37843,0	38188,0
Число часов использования максимума	час	7118	7108	7102	7124	7117	7124	7127
Экспорт мощности	тыс.кВт	290,0	290,0	290,0	290,0	290,0	290,0	290,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	6550,0	6599,0	6649,0	6690,0	6754,0	6826,0	6886,0
Нормативный резерв в % к максимуму	%	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>43194,0</b>	<b>43463,0</b>	<b>43804,0</b>	<b>44057,8</b>	<b>44494,3</b>	<b>44959,0</b>	<b>45364,0</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	53122,4	52717,2	52947,8	52781,3	52781,3	52781,3	52781,3
АЭС	тыс.кВт	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0
ГЭС	тыс.кВт	1856,2	1871,2	1919,8	1934,8	1934,8	1934,8	1934,8
ТЭС	тыс.кВт	49600,0	49089,8	49101,8	48920,3	48920,3	48920,3	48920,3
ВИЭ	тыс.кВт	181,2	271,2	441,2	441,2	441,2	441,2	441,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1191,8	1293,0	1463,0	1427,8	1427,8	1427,8	1427,8
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	420,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Невыдаваемая мощность	тыс.кВт	2111,0	2072,0	2046,0	1944,0	1766,0	1256,0	1079,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>49399,6</b>	<b>49352,2</b>	<b>49438,8</b>	<b>49409,5</b>	<b>49587,5</b>	<b>50097,5</b>	<b>50274,5</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>6205,6</b>	<b>5889,2</b>	<b>5634,8</b>	<b>5351,7</b>	<b>5093,2</b>	<b>5138,5</b>	<b>4910,5</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.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
<b><u>СПРОС</u></b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	206755,0	210091,0	215771,0	222980,0	224376,0	225873,0	226595,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,6	2,7	3,3	0,6	0,7	0,3
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	29063,0	29532,0	30289,0	31125	31393	31534	31671,0
Число часов использования максимума	час	7114	7114	7124	7164	7147	7163	7155
Экспорт мощности	тыс.кВт	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	3488,0	3544,0	3635,0	3735,0	3767,0	3784,0	3801,0
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>32851,0</b>	<b>33376,0</b>	<b>34224,0</b>	<b>35160</b>	<b>35460</b>	<b>35618</b>	<b>35772,0</b>
<b><u>ПОКРЫТИЕ</u></b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	51771,8	52121,7	52176,7	52184,7	52184,7	52184,7	52184,7
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	25286,4	25291,4	25296,4	25301,4	25301,4	25301,4	25301,4
ТЭС	тыс.кВт	26430,2	26670,1	26670,1	26673,1	26673,1	26673,1	26673,1
ВИЭ	тыс.кВт	55,2	160,2	210,2	210,2	210,2	210,2	210,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	11524,3	11634,3	11689,3	11694,3	11694,3	11694,3	11694,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Невыдаваемая мощность	тыс.кВт	2464,0	2159,0	1740,0	1201,0	951,0	713,0	653,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>37783,6</b>	<b>38328,5</b>	<b>38747,5</b>	<b>39289,5</b>	<b>39539,5</b>	<b>39777,5</b>	<b>39837,5</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>4932,6</b>	<b>4952,5</b>	<b>4523,5</b>	<b>4129,2</b>	<b>4079,6</b>	<b>4160,0</b>	<b>4065,5</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.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
<b>СПРОС</b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	206755,0	210091,0	215771,0	222980,0	224376,0	225873,0	226595,0
Рост потребления электрической энергии	%		1,6	2,7	3,3	0,6	0,7	0,3
Собственный максимум	тыс.кВт	30657,0	31131,0	31924,0	32801,0	33078,0	33221,0	33361,0
Число часов использования максимума	час	6744	6749	6759	6798	6783	6799	6792
Экспорт мощности	тыс.кВт	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	3679,0	3736,0	3831,0	3936,0	3969,0	3987,0	4003,0
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>34636,0</b>	<b>35167,0</b>	<b>36055,0</b>	<b>37037,0</b>	<b>37347,0</b>	<b>37508,0</b>	<b>37664,0</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	51771,8	52121,7	52176,7	52184,7	52184,7	52184,7	52184,7
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	25286,4	25291,4	25296,4	25301,4	25301,4	25301,4	25301,4
ТЭС	тыс.кВт	26430,2	26670,1	26670,1	26673,1	26673,1	26673,1	26673,1
ВИЭ	тыс.кВт	55,2	160,2	210,2	210,2	210,2	210,2	210,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	11524,3	11634,3	11689,3	11694,3	11694,3	11694,3	11694,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Невыдаваемая мощность	тыс.кВт	1698,0	1382,0	943,0	382,0	125,0	0,0	0,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>38549,6</b>	<b>39105,5</b>	<b>39544,5</b>	<b>40108,5</b>	<b>40365,5</b>	<b>40490,5</b>	<b>40490,5</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>3913,6</b>	<b>3938,5</b>	<b>3489,5</b>	<b>3071,5</b>	<b>3018,5</b>	<b>2982,5</b>	<b>2826,5</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.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
<b>СПРОС</b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	34567,0	38762,0	39503,0	40161,0	41011,0	41574,0	43098,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,1	1,7	1,5	1,4	1,4	3,1
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	5282,0	5653,0	5767,0	5842,0	5948,0	6080,0	6339,0
Число часов использования максимума	час	6544	6857	6850	6875	6895	6838	6799
Экспорт мощности	тыс.кВт	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	1162,0	1244,0	1269,0	1285,0	1309,0	1338,0	1395,0
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>6944,0</b>	<b>7397,0</b>	<b>7536,0</b>	<b>7627,0</b>	<b>7757,0</b>	<b>7918,0</b>	<b>8234,0</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	10775,7	11387,8	11357,8	11290,8	11855,8	11855,8	11855,8
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	тыс.кВт	6158,2	6770,3	6740,3	6673,3	7238,3	7238,3	7238,3
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	13,3	118,9	118,9	118,9	432,9	432,9	432,9
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Невыдаваемая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>10762,4</b>	<b>11268,9</b>	<b>11238,9</b>	<b>11171,9</b>	<b>11422,9</b>	<b>11422,9</b>	<b>11422,9</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>3818,4</b>	<b>3871,9</b>	<b>3702,9</b>	<b>3544,9</b>	<b>3665,9</b>	<b>3504,9</b>	<b>3188,9</b>

**Примечание:** с 2017 года в ОЭС Востока учитывается присоединение к Южному энергорайону Республики Саха (Якутия) Западного энергорайона и 2018 года Центрального энергорайона

**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.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
<b>СПРОС</b>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	34567,0	38762,0	39503,0	40161,0	41011,0	41574,0	43098,0
Рост потребления электрической энергии	%		2,1	1,7	1,5	1,4	1,4	3,1
Собственный максимум	тыс.кВт	6111,0	6541,0	6672,0	6758,0	6877,0	7028,0	7327,0
Число часов использования максимума	час	5657	5926	5921	5943	5964	5915	5882
Экспорт мощности	тыс.кВт	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0
Нормативный резерв мощности	тыс.кВт	1344,0	1439,0	1468,0	1487,0	1513,0	1546,0	1612,0
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>7955,0</b>	<b>8480,0</b>	<b>8640,0</b>	<b>8745,0</b>	<b>8890,0</b>	<b>9074,0</b>	<b>9439,0</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	10775,7	11387,8	11357,8	11290,8	11855,8	11855,8	11855,8
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	тыс.кВт	6158,2	6770,3	6740,3	6673,3	7238,3	7238,3	7238,3
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	13,3	118,9	118,9	118,9	432,9	432,9	432,9
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Невыдаваемая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>10762,4</b>	<b>11268,9</b>	<b>11238,9</b>	<b>11171,9</b>	<b>11422,9</b>	<b>11422,9</b>	<b>11422,9</b>
<b>Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов</b>	<b>тыс.кВт</b>	<b>2807,4</b>	<b>2788,9</b>	<b>2598,9</b>	<b>2426,9</b>	<b>2532,9</b>	<b>2348,9</b>	<b>1983,9</b>

**Примечание:** с 2017 года в ОЭС Востока учитывается присоединение к Южному энергорайону Республики Саха (Якутия) Западного энергорайона и 2018 года Центрального энергорайона





ОЭС Северо-Запада	2016 г. факт	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>ЭС Мурманской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	1935,0	1861	1866	1869	1872	1874	1877	1878
Покрытие (установленная мощность)	3605,9	3577,9	3577,9	3577,9	3577,9	3577,9	3577,9	3577,9
в том числе:								
АЭС	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0
ГЭС	1594,6	1594,6	1594,6	1594,6	1594,6	1594,6	1594,6	1594,6
ТЭС	250,0	222,0	222,0	222,0	222,0	222,0	222,0	222,0
ВИЭ	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
<b>ЭС Новгородской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	699,0	694	702	707	713	719	721	723
Покрытие (установленная мощность)	422,5	422,5	422,5	422,5	422,5	422,5	422,5	422,5
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	422,5	422,5	422,5	422,5	422,5	422,5	422,5	422,5
ВИЭ								
<b>ЭС Псковской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	413,0	427	430	432	434	439	441	443
Покрытие (установленная мощность)	445,7	445,7	445,7	445,7	445,7	445,7	445,7	445,7
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
ТЭС	442,7	442,7	442,7	442,7	442,7	442,7	442,7	442,7
ВИЭ								

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

МВт

ОЭС Центра	2016 г. факт	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>ПОТРЕБНОСТЬ:</b>								
<b>Максимум ОЭС, совмещенный с ЕЭС</b>	<b>35951,8</b>	<b>37502</b>	<b>37697</b>	<b>37924</b>	<b>38135</b>	<b>38474</b>	<b>38873</b>	<b>39262</b>
<b>ЭС Белгородской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	2219,0	2197	2218	2237	2250	2276	2302	2311
Покрытие (установленная мощность)	251,0	266,0	266,0	266,0	266,0	266,0	266,0	266,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	251,0	251,0	251,0	251,0	251,0	251,0	251,0	251,0
ВИЭ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
<b>ЭС Брянской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	755,0	747	749	750	753	761	767	772
Покрытие (установленная мощность)	12,0							
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	12,0							
ВИЭ								
<b>ЭС Владимирской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	1201,7	1209	1212	1219	1226	1234	1243	1253
Покрытие (установленная мощность)	608,0	608,0	608,0	608,0	608,0	608,0	608,0	608,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	608,0	608,0	608,0	608,0	608,0	608,0	608,0	608,0
ВИЭ								
<b>ЭС Вологодской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	1968,0	1972	1980	1989	1971	2001	2014	2027
Покрытие (установленная мощность)	1939,8	1935,8	1935,8	1935,8	1935,8	1935,8	1935,8	1935,8
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3
ТЭС	1913,5	1909,5	1909,5	1909,5	1909,5	1909,5	1909,5	1909,5
ВИЭ								
<b>ЭС Воронежской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	1745,0	1863	1898	1965	2018	2032	2055	2064
Покрытие (установленная мощность)	2877,4	2832,3	4250,7	4250,7	4142,7	4142,7	4142,7	4142,7
в том числе:								
АЭС	2612,4	2597,3	3792,7	3792,7	3792,7	3792,7	3792,7	3792,7
ГЭС								
ТЭС	265,0	235,0	458,0	458,0	350,0	350,0	350,0	350,0
ВИЭ								
<b>ЭС Ивановской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	625,0	596	595	600	604	608	611	616
Покрытие (установленная мощность)	982,0	982,0	982,0	982,0	982,0	982,0	982,0	982,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	982,0	982,0	982,0	982,0	982,0	982,0	982,0	982,0
ВИЭ								

ОЭС Центра	2016 г. факт	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>ЭС Калужской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	1113,0	1158	1161	1167	1172	1182	1198	1215
Покрытие (установленная мощность)	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0
ВИЭ								
<b>ЭС Костромской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	645,0	635	635	637	637	642	646	650
Покрытие (установленная мощность)	3824,0	3803,0	3803,0	3803,0	3803,0	3803,0	3803,0	3803,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	3824,0	3803,0	3803,0	3803,0	3803,0	3803,0	3803,0	3803,0
ВИЭ								
<b>ЭС Курской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	1259,0	1248	1250	1253	1258	1262	1268	1275
Покрытие (установленная мощность)	4320,7	4315,9	4315,9	4315,9	4315,9	4315,9	4565,9	5815,9
в том числе:								
АЭС	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4250,0	5500,0
ГЭС								
ТЭС	320,7	315,9	315,9	315,9	315,9	315,9	315,9	315,9
ВИЭ								
<b>ЭС Липецкой области</b>								
Потребность (собственный максимум)	1847,0	1803	1824	1828	1833	1851	1868	1887
Покрытие (установленная мощность)	1137,2	1147,2	1147,2	1147,2	1147,2	1147,2	1147,2	1147,2
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1137,2	1147,2	1147,2	1147,2	1147,2	1147,2	1147,2	1147,2
ВИЭ								
<b>ЭС Московской области и города Москва</b>								
Потребность (собственный максимум)	17236,0	17863	17922	18007	18113	18283	18526	18772
Покрытие (установленная мощность)	18652,6	18377,6	18377,6	18617,6	17619,6	17619,6	17619,6	17619,6
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	83,4	83,4	83,4	83,4	83,4	83,4	83,4	83,4
ГАЭС	1200,0	1200,0	1200,0	2040,0	2040,0	2040,0	2040,0	2040,0
ТЭС	17369,2	17094,2	17094,2	16494,2	15496,2	15496,2	15496,2	15496,2
ВИЭ								
<b>ЭС Орловской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	483,0	497	501	504	506	508	509	512
Покрытие (установленная мощность)	396,0	390,0	390,0	390,0	372,0	372,0	372,0	372,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	396,0	390,0	390,0	390,0	372,0	372,0	372,0	372,0
ВИЭ								
<b>ЭС Рязанской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	1082,0	1114	1117	1118	1121	1131	1140	1148
Покрытие (установленная мощность)	3795,0	3789,6	3819,6	3819,6	3801,6	3801,6	3801,6	3801,6
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	3795,0	3789,6	3819,6	3819,6	3801,6	3801,6	3801,6	3801,6
ВИЭ								

ОЭС Центра	2016 г. факт	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>ЭС Смоленской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	1025,0	1009	1009	1010	1011	1013	1015	1017
Покрытие (установленная мощность)	4033,0	4033,0	4033,0	4033,0	4033,0	4033,0	4033,0	4033,0
в том числе:								
АЭС	3000,0	3000,0	3000,0	3000,0	3000,0	3000,0	3000,0	3000,0
ГЭС								
ТЭС	1033,0	1033,0	1033,0	1033,0	1033,0	1033,0	1033,0	1033,0
ВИЭ								
<b>ЭС Тамбовской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	616,0	620	620	621	624	628	632	637
Покрытие (установленная мощность)	381,0	356,0	356,0	356,0	338,0	338,0	338,0	338,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	381,0	356,0	356,0	356,0	338,0	338,0	338,0	338,0
ВИЭ								
<b>ЭС Тверской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	1368,0	1420	1424	1428	1432	1433	1436	1443
Покрытие (установленная мощность)	6795,6	6795,6	6795,6	6795,6	6795,6	6795,6	6795,6	6795,6
в том числе:								
АЭС	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0
ГЭС	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
ТЭС	2793,0	2793,0	2793,0	2793,0	2793,0	2793,0	2793,0	2793,0
ВИЭ								
<b>ЭС Тульской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	1537,0	1526	1536	1537	1546	1560	1577	1591
Покрытие (установленная мощность)	1632,2	1607,2	1607,2	1607,2	1582,2	1582,2	1582,2	1582,2
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1632,2	1607,2	1607,2	1607,2	1582,2	1582,2	1582,2	1582,2
ВИЭ								
<b>ЭС Ярославской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	1368,0	1413	1418	1422	1426	1437	1448	1459
Покрытие (установленная мощность)	1117,1	1567,1	1577,1	1577,1	1537,1	1537,1	1537,1	1537,1
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	476,6	476,6	486,6	486,6	496,6	496,6	496,6	496,6
ТЭС	640,5	1090,5	1090,5	1090,5	1040,5	1040,5	1040,5	1040,5
ВИЭ								

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

МВт

ОЭС Средней Волги	2016 г. факт	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>ПОТРЕБНОСТЬ:</b>								
<b>Максимум ОЭС, совмещенный с ЕЭС</b>	<b>16774,0</b>	<b>16754</b>	<b>16826</b>	<b>16876</b>	<b>16933</b>	<b>17058</b>	<b>17166</b>	<b>17264</b>
<b>ЭС Республики Марий-Эл</b>								
Потребность (собственный максимум)	464,0	528	530	530	532	536	539	542
Покрытие (установленная мощность)	240,5	240,5	240,5	240,5	240,5	240,5	240,5	240,5
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	240,5	240,5	240,5	240,5	240,5	240,5	240,5	240,5
ВИЭ								
<b>ЭС Республики Мордовия</b>								
Потребность (собственный максимум)	535,0	515	518	519	521	526	531	537
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>ЭС Нижегородской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	3444,0	3273	3294	3301	3310	3333	3355	3377
Покрытие (установленная мощность)	2782,3	2791,0	2791,0	2791,0	2848,5	2848,5	2848,5	2848,5
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	520,0	520,0	520,0	520,0	527,5	527,5	527,5	527,5
ТЭС	2262,3	2271,0	2271,0	2271,0	2321,0	2321,0	2321,0	2321,0
ВИЭ								
<b>ЭС Пензенской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	859,0	855	859	860	863	869	873	877
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>ЭС Самарской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	3637,0	3589	3596	3615	3625	3651	3668	3675
Покрытие (установленная мощность)	5914,8	5985,8	5995,8	5995,8	5876,1	5876,1	5876,1	5876,1
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	2446,0	2467,0	2488,0	2488,0	2488,0	2488,0	2488,0	2488,0
ТЭС	3468,8	3468,8	3432,8	3432,8	3313,1	3313,1	3313,1	3313,1
ВИЭ		50,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0
<b>ЭС Саратовской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	2085,0	2034	2044	2046	2061	2082	2103	2122
Покрытие (установленная мощность)	6601,0	6602,0	6623,0	6629,0	6629,0	6629,0	6629,0	6629,0
в том числе:								
АЭС	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0
ГЭС	1397,0	1409,0	1415,0	1421,0	1421,0	1421,0	1421,0	1421,0
ТЭС	1204,0	1163,0	1163,0	1163,0	1163,0	1163,0	1163,0	1163,0
ВИЭ		30,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0

ОЭС Средней Волги	2016 г. факт	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>ЭС Республики Татарстан</b>								
Потребность (собственный максимум)	4393,0	4264	4281	4297	4306	4335	4361	4386
Покрытие (установленная мощность)	7510,1	7928,6	8069,6	8069,6	7883,6	7883,6	7883,6	7883,6
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0
ТЭС	6305,1	6723,6	6864,6	6864,6	6678,6	6678,6	6678,6	6678,6
ВИЭ								
<b>ЭС Ульяновской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	1062,0	1022	1028	1031	1035	1041	1045	1051
Покрытие (установленная мощность)	944,5	1024,5	1024,5	1024,5	1024,5	1024,5	1024,5	1024,5
в том числе:								
АЭС	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0
ГЭС								
ТЭС	872,5	872,5	872,5	872,5	872,5	872,5	872,5	872,5
ВИЭ		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
<b>ЭС Чувашской Республики</b>								
Потребность (собственный максимум)	862,0	843	846	847	850	857	864	871
Покрытие (установленная мощность)	2187,0	2187,0	2187,0	2187,0	2187,0	2187,0	2187,0	2187,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1370,0	1370,0	1370,0	1370,0	1370,0	1370,0	1370,0	1370,0
ТЭС	817,0	817,0	817,0	817,0	817,0	817,0	817,0	817,0
ВИЭ								



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

МВт

ОЭС Юга	2016 г. факт	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>ПОТРЕБНОСТЬ:</b>								
<b>Максимум ОЭС, совмещенный с ЕЭС</b>	<b>14467,0</b>	<b>15459</b>	<b>15756</b>	<b>16056</b>	<b>16241</b>	<b>16446</b>	<b>16710</b>	<b>16853</b>
<b>ЭС Астраханской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	744,0	798	799	800	804	813	823	831
Покрытие (установленная мощность)	744,0	984,0	984,0	984,0	984,0	984,0	984,0	984,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	744,0	744,0	744,0	744,0	744,0	744,0	744,0	744,0
ВИЭ		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0
<b>ЭС Волгоградской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	2482,0	2391	2414	2434	2460	2491	2518	2545
Покрытие (установленная мощность)	4016,6	3995,1	4020,1	4020,1	4020,1	4020,1	4020,1	4020,1
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	2682,5	2693,0	2693,0	2693,0	2693,0	2693,0	2693,0	2693,0
ТЭС	1334,1	1302,1	1302,1	1302,1	1302,1	1302,1	1302,1	1302,1
ВИЭ			25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
<b>ЭС Республики Дагестан</b>								
Потребность (собственный максимум)	1260,0	1223	1237	1249	1255	1272	1289	1305
Покрытие (установленная мощность)	1904,1	1909,1	1909,1	1909,1	1909,1	1909,1	1909,1	1909,1
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		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
<b>ЭС Республики Ингушетия</b>								
Потребность (собственный максимум)	136,0	147	148	149	150	150	151	150
Покрытие (установленная мощность)								
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС								
ВИЭ								
<b>ЭС Кабардино-Балкарской Республики</b>								
Потребность (собственный максимум)	303,0	317	318	323	325	327	330	333
Покрытие (установленная мощность)	210,1	210,1	220,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	188,1	188,1	198,1	208,1	208,1	208,1	208,1	208,1
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)	100,0	112	117	118	119	120	121	124
Покрытие (установленная мощность)	21,4	102,4	102,4	127,4	127,4	127,4	127,4	127,4
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	84,4	84,4	109,4	109,4	109,4	109,4	109,4

ОЭС Юга	2016 г. факт	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>ЭС Карачаево-Черкесской Республики</b>								
Потребность (собственный максимум)	224,0	227	239	241	243	244	246	247
Покрытие (установленная мощность)	327,8	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	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)	4599,0	4726	4857	4996	5079	5134	5227	5275
Покрытие (установленная мощность)	2442,6	2397,6	2497,6	2697,6	2932,6	2932,6	2932,6	2932,6
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	79,4	79,4	79,4	79,4	79,4	79,4	79,4	79,4
ТЭС	2363,2	2318,2	2268,2	2268,2	2243,2	2243,2	2243,2	2243,2
ВИЭ			150,0	350,0	610,0	610,0	610,0	610,0
<b>ЭС Республики Крым и города Севастополь</b>								
Потребность (собственный максимум)		1408	1440	1481	1522	1560	1583	1610
Покрытие (установленная мощность)		1412,8	1882,8	1882,8	1882,8	1882,8	1882,8	1882,8
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС		1023,8	1493,8	1493,8	1493,8	1493,8	1493,8	1493,8
ВИЭ		389,0	389,0	389,0	389,0	389,0	389,0	389,0
<b>ЭС Ростовской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	3013,0	3103	3139	3198	3210	3245	3329	3342
Покрытие (установленная мощность)	6186,7	7256,7	7256,7	7256,7	7256,7	7256,7	7256,7	7256,7
в том числе:								
АЭС	3000,0	4070,0	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	2975,2	2975,2	2975,2	2975,2	2975,2	2975,2	2975,2	2975,2
ВИЭ								
<b>ЭС Республики Северная Осетия - Алания</b>								
Потребность (собственный максимум)	390,0	427	432	437	439	442	443	446
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)	1685,0	1688	1714	1738	1753	1777	1794	1793
Покрытие (установленная мощность)	4640,2	4694,2	4724,3	4749,3	4749,3	4749,3	4749,3	4749,3
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	479,5	479,5	484,6	484,6	484,6	484,6	484,6	484,6
ТЭС	4160,7	4164,7	4164,7	4164,7	4164,7	4164,7	4164,7	4164,7
ВИЭ		50,0	75,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
<b>ЭС Чеченской Республики</b>								
Потребность (собственный максимум)	493,0	509	528	544	548	553	558	565
Покрытие (установленная мощность)	1,3	1,3	361,3	361,3	361,3	361,3	361,3	361,3
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
ТЭС			360,0	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

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

МВт

ОЭС Урала	2016 г. факт	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>ПОТРЕБНОСТЬ:</b>								
Максимум ОЭС, совмещенный с ЕЭС	37444,0	36354	36574	36865	37078	37450	37843	38188
<b>ЭС Республики Башкортостан</b>								
Потребность (собственный максимум)	4145,0	4134	4156	4175	4194	4234	4273	4314
Покрытие (установленная мощность)	5121,9	5560,9	5580,9	5626,5	5626,5	5626,5	5626,5	5626,5
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	223,4	223,4	223,4	257,0	257,0	257,0	257,0	257,0
ТЭС	4871,3	5291,3	5291,3	5303,3	5303,3	5303,3	5303,3	5303,3
ВИЭ	27,2	46,2	66,2	66,2	66,2	66,2	66,2	66,2
<b>Энергосистема Кировской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	1224,0	1210	1215	1223	1223	1230	1236	1242
Покрытие (установленная мощность)	961,3	934,3	934,3	934,3	934,3	934,3	934,3	934,3
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	961,3	934,3	934,3	934,3	934,3	934,3	934,3	934,3
ВИЭ								
<b>ЭС Курганской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	757,0	730	731	733	733	737	740	742
Покрытие (установленная мощность)	699,7	698,4	698,4	698,4	698,4	698,4	698,4	698,4
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	699,7	698,4	698,4	698,4	698,4	698,4	698,4	698,4
ВИЭ								
<b>ЭС Оренбургской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	2315,0	2289	2307	2337	2366	2391	2417	2438
Покрытие (установленная мощность)	3649,0	3739,0	3764,0	3934,0	3934,0	3934,0	3934,0	3934,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
ТЭС	3589,0	3589,0	3589,0	3589,0	3589,0	3589,0	3589,0	3589,0
ВИЭ	30,0	120,0	145,0	315,0	315,0	315,0	315,0	315,0
<b>ЭС Пермского края</b>								
Потребность (собственный максимум)	3715,0	3576	3596	3601	3619	3633	3637	3633
Покрытие (установленная мощность)	6906,3	7617,5	7632,5	7647,5	7638,0	7638,0	7638,0	7638,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1595,8	1595,8	1610,8	1625,8	1640,8	1640,8	1640,8	1640,8
ТЭС	5310,5	6021,7	6021,7	6021,7	5997,2	5997,2	5997,2	5997,2
ВИЭ								
<b>ЭС Свердловской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	6620,0	6311	6334	6389	6415	6471	6527	6584
Покрытие (установленная мощность)	10419,5	10673,5	10285,5	10285,5	10178,5	10178,5	10178,5	10178,5
в том числе:								
АЭС	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0
ГЭС	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
ТЭС	8927,5	9181,5	8793,5	8793,5	8686,5	8686,5	8686,5	8686,5
ВИЭ								

ОЭС Урала	2016 г. факт	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>ЭС Тюменской области, ЯНАО, ХМАО</b>								
Потребность (собственный максимум)	12795,0	12352	12468	12532	12635	12826	13052	13223
Покрытие (установленная мощность)	16897,5	17094,8	17227,6	17227,6	17227,6	17227,6	17227,6	17227,6
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	16897,5	17094,8	17227,6	17227,6	17227,6	17227,6	17227,6	17227,6
ВИЭ								
<b>ЭС Удмуртской Республики</b>								
Потребность (собственный максимум)	1592,0	1553	1553	1556	1557	1568	1579	1589
Покрытие (установленная мощность)	741,8	741,8	741,8	741,8	741,8	741,8	741,8	741,8
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	741,8	741,8	741,8	741,8	741,8	741,8	741,8	741,8
ВИЭ								
<b>ЭС Челябинской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	5113,0	5163	5184	5282	5301	5348	5378	5420
Покрытие (установленная мощность)	5734,7	6062,2	5852,2	5852,2	5802,2	5802,2	5802,2	5802,2
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	5734,7	6047,2	5792,2	5792,2	5742,2	5742,2	5742,2	5742,2
ВИЭ		15,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0

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

МВт

ОЭС Сибири	2016 г. факт	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>ПОТРЕБНОСТЬ:</b>								
Максимум ОЭС, совмещенный с ЕЭС	28178,5	29063	29532	30289	31125	31393	31534	31671
<b>ЭС Республики Алтай и Алтайского края</b>								
Потребность (собственный максимум)	1882,0	1913	1917	1921	1924	1929	1933	1933
Покрытие (установленная мощность)	1559,1	1584,1	1599,0	1619,0	1644,0	1644,0	1644,0	1644,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1544,1	1544,1	1559,0	1559,0	1584,0	1584,0	1584,0	1584,0
ВИЭ	15,0	40,0	40,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
<b>ЭС Республики Бурятия</b>								
Потребность (собственный максимум)	943,0	949	949	961	965	973	975	986
Покрытие (установленная мощность)	1363,4	1373,4	1433,4	1433,4	1433,4	1433,4	1433,4	1433,4
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1363,4	1363,4	1363,4	1363,4	1363,4	1363,4	1363,4	1363,4
ВИЭ		10,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
<b>ЭС Забайкальского края</b>								
Потребность (собственный максимум)	1280,0	1273	1272	1277	1279	1288	1291	1293
Покрытие (установленная мощность)	1593,8	1593,8	1623,8	1623,8	1599,8	1599,8	1599,8	1599,8
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1593,8	1593,8	1593,8	1593,8	1569,8	1569,8	1569,8	1569,8
ВИЭ			30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
<b>ЭС Иркутской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	7936,0	7863	7889	8304	8591	8829	9029	9130
Покрытие (установленная мощность)	13249,1	13137,1	13152,1	13152,1	13128,1	13128,1	13128,1	13128,1
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4
ТЭС	4160,7	4048,7	4048,7	4048,7	4024,7	4024,7	4024,7	4024,7
ВИЭ			15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
<b>ЭС Красноярского края</b>								
Потребность (собственный максимум)	6800,0	6725	7143	7156	7414	7420	7382	7429
Покрытие (установленная мощность)	15841,8	15841,8	15991,8	15991,8	15967,8	15967,8	15967,8	15967,8
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	9002,0	9002,0	9002,0	9002,0	9002,0	9002,0	9002,0	9002,0
ТЭС	6839,8	6839,8	6989,8	6989,8	6965,8	6965,8	6965,8	6965,8
ВИЭ								
<b>ЭС Кемеровской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	4439,0	4482	4485	4469	4453	4441	4410	4381
Покрытие (установленная мощность)	5522,3	5522,3	5522,3	5522,3	5522,3	5522,3	5522,3	5522,3
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	5522,3	5522,3	5522,3	5522,3	5522,3	5522,3	5522,3	5522,3
ВИЭ								

ОЭС Сибири	2016 г. факт	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>ЭС Новосибирской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	2734,0	2703	2712	2721	2729	2742	2750	2759
Покрытие (установленная мощность)	2992,5	2894,0	2899,0	2904,0	2909,0	2909,0	2909,0	2909,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	470,0	475,0	480,0	485,0	490,0	490,0	490,0	490,0
ТЭС	2522,5	2419,0	2419,0	2419,0	2419,0	2419,0	2419,0	2419,0
ВИЭ								
<b>ЭС Омской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	1818,0	1831	1840	1849	1857	1868	1875	1882
Покрытие (установленная мощность)	1607,2	1607,2	1682,2	1712,2	1762,2	1762,2	1762,2	1762,2
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1607,2	1607,2	1682,2	1682,2	1732,2	1732,2	1732,2	1732,2
ВИЭ				30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
<b>ЭС Томской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	1351,0	1316	1323	1325	1326	1328	1327	1327
Покрытие (установленная мощность)	1043,9	1043,9	1043,9	1043,9	1043,9	1043,9	1043,9	1043,9
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1043,9	1043,9	1043,9	1043,9	1043,9	1043,9	1043,9	1043,9
ВИЭ								
<b>ЭС Республики Тыва</b>								
Потребность (собственный максимум)	160,0	169	173	178	185	189	192	197
Покрытие (установленная мощность)	39,5	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	39,5	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
ВИЭ								
<b>ЭС Республики Хакасская</b>								
Потребность (собственный максимум)	2166,0	2166	2170	2523	2855	2854	2844	2834
Покрытие (установленная мощность)	7157,2	7157,2	7157,2	7157,2	7157,2	7157,2	7157,2	7157,2
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	6721,0	6721,0	6721,0	6721,0	6721,0	6721,0	6721,0	6721,0
ТЭС	431,0	431,0	431,0	431,0	431,0	431,0	431,0	431,0
ВИЭ	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2

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

МВт

ОЭС Востока	2016 г. факт	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>ПОТРЕБНОСТЬ:</b>								
Максимум ОЭС, совмещенный с ЕЭС	4603,0	5282	5653	5767	5842	5948	6080	6339
<b>ЭС Амурской области</b>								
Потребность (собственный максимум)	1397,0	1396	1407	1437	1448	1455	1486	1497
Покрытие (установленная мощность)	3846,0	4166,0	4166,0	4166,0	4147,0	4147,0	4147,0	4147,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	3340,0	3660,0	3660,0	3660,0	3660,0	3660,0	3660,0	3660,0
ТЭС	506,0	506,0	506,0	506,0	487,0	487,0	487,0	487,0
ВИЭ								
<b>ЭС Приморского края</b>								
Потребность (собственный максимум)	2251,0	2306	2361	2389	2405	2417	2498	2683
Покрытие (установленная мощность)	2616,8	2756,3	2750,3	2750,3	2750,3	3315,3	3315,3	3315,3
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2616,8	2756,3	2750,3	2750,3	2750,3	3315,3	3315,3	3315,3
ВИЭ								
<b>ЭС Хабаровского края и ЕАО</b>								
Потребность (собственный максимум)	1648,0	1718	1739	1766	1786	1805	1815	1823
Покрытие (установленная мощность)	2105,7	2225,7	2225,7	2195,7	2147,7	2147,7	2147,7	2147,7
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2105,7	2225,7	2225,7	2195,7	2147,7	2147,7	2147,7	2147,7
ВИЭ								
<b>ЭС Республики Саха (Якутия)*</b>								
Потребность (собственный максимум)	298,0	952	1322	1375	1419	1507	1542	1650
Покрытие (установленная мощность)	618,0	1627,7	2245,8	2245,8	2245,8	2245,8	2245,8	2245,8
в том числе:								
АЭС								
ГЭС		957,5	957,5	957,5	957,5	957,5	957,5	957,5
ТЭС	618,0	670,2	1288,3	1288,3	1288,3	1288,3	1288,3	1288,3
ВИЭ								

\* С середины 2017 года учитывается присоединение к Южному энергорайону Республики Саха (Якутия) Западного энергорайона и Центрального энергорайона с 2018 года



**Приложение № 11**  
**к схеме и программе развития**  
**Единой энергетической системы**  
**России на 2017 – 2023 годы**

**Перспективные балансы электрической энергии по ОЭС и ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2017-2023 годы**

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

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Потребление электрической энергии	млрд.кВт·ч	1027,753	1041,082	1054,439	1070,197	1079,667	1090,467	1101,044
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт·ч	2,660	2,722	3,282	4,072	4,072	4,072	4,072
Экспорт	млрд.кВт·ч	14,419	13,199	12,039	12,039	11,749	11,549	11,554
Импорт	млрд.кВт·ч	2,990	0,990	0,990	0,990	0,990	0,990	0,990
<b>Потребность</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>1039,182</b>	<b>1053,291</b>	<b>1065,488</b>	<b>1081,246</b>	<b>1090,426</b>	<b>1101,026</b>	<b>1111,608</b>
<b>Производство электрической энергии - всего</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>1039,182</b>	<b>1053,291</b>	<b>1065,488</b>	<b>1081,246</b>	<b>1090,426</b>	<b>1101,026</b>	<b>1111,608</b>
ГЭС	млрд.кВт·ч	168,038	185,944	187,391	187,976	187,976	187,976	187,976
АЭС	млрд.кВт·ч	189,286	194,314	206,018	205,766	208,680	204,781	207,977
ТЭС	млрд.кВт·ч	680,838	671,093	669,125	683,894	689,640	704,139	711,525
ВИЭ	млрд.кВт·ч	1,020	1,940	2,954	3,610	4,130	4,130	4,130
<b>Установленная мощность - всего</b>	<b>МВт</b>	<b>244280,2</b>	<b>247236,1</b>	<b>248584,5</b>	<b>247301,6</b>	<b>247866,6</b>	<b>248116,6</b>	<b>250565,4</b>
ГЭС	МВт	49412,0	49489,7	50791,1	50828,6	50828,6	50828,6	50828,6
АЭС	МВт	30183,1	30378,5	30378,5	30577,3	30577,3	30827,3	33276,1
ТЭС	МВт	163498,8	165746,6	165323,6	163544,4	164109,4	164109,4	164109,4
ВИЭ	МВт	1186,2	1621,2	2091,2	2351,2	2351,2	2351,2	2351,2
<b>Число часов использования установленной мощности</b>	<b>час/год</b>							
АЭС	час/год	6271	6396	6782	6729	6825	6643	6250

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ТЭС	час/год	4165	4049	4048	4182	4203	4291	4336
ВИЭ	час/год	859	1196	1413	1535	1757	1757	1757

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

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Потребление электрической энергии	млрд.кВт·ч	993,186	1002,320	1014,936	1030,036	1038,656	1048,893	1057,946
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт·ч	2,660	2,722	3,282	4,072	4,072	4,072	4,072
Экспорт	млрд.кВт·ч	11,119	9,899	8,739	8,739	8,449	8,249	8,254
Импорт	млрд.кВт·ч	2,990	0,990	0,990	0,990	0,990	0,990	0,990
<b>Потребность</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>1001,315</b>	<b>1011,229</b>	<b>1022,685</b>	<b>1037,785</b>	<b>1046,115</b>	<b>1056,152</b>	<b>1065,210</b>
<b>Производство электрической энергии - всего</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>1001,315</b>	<b>1011,229</b>	<b>1022,685</b>	<b>1037,785</b>	<b>1046,115</b>	<b>1056,152</b>	<b>1065,210</b>
ГЭС	млрд.кВт·ч	153,721	169,464	170,911	171,496	171,496	171,496	171,496
АЭС	млрд.кВт·ч	189,286	194,314	206,018	205,766	208,680	204,781	207,977
ТЭС	млрд.кВт·ч	657,288	645,511	642,802	656,913	661,809	675,745	681,607
ВИЭ	млрд.кВт·ч	1,020	1,940	2,954	3,610	4,130	4,130	4,130
<b>Установленная мощность - всего</b>	<b>МВт</b>	<b>233504,5</b>	<b>235848,3</b>	<b>237226,7</b>	<b>236010,8</b>	<b>236010,8</b>	<b>236260,8</b>	<b>238709,6</b>
ГЭС	МВт	44794,5	44872,2	46173,6	46211,1	46211,1	46211,1	46211,1
АЭС	МВт	30183,1	30378,5	30378,5	30577,3	30577,3	30827,3	33276,1
ТЭС	МВт	157340,6	158976,3	158583,3	156871,1	156871,1	156871,1	156871,1
ВИЭ	МВт	1186,2	1621,2	2091,2	2351,2	2351,2	2351,2	2351,2
<b>Число часов использования установленной мощности</b>	<b>час/год</b>							
АЭС	час/год	6271	6396	6782	6729	6825	6643	6250
ТЭС	час/год	4178	4061	4054	4188	4219	4308	4346
ВИЭ	час/год	859	1196	1413	1535	1757	1757	1757

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

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Потребление электрической энергии	млрд.кВт·ч	786,431	792,229	799,165	807,056	814,280	823,020	831,351
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт·ч	2,660	2,722	3,282	4,072	4,072	4,072	4,072
Экспорт	млрд.кВт·ч	10,609	9,389	8,229	8,229	7,939	7,739	7,744
Импорт	млрд.кВт·ч	2,960	0,960	0,960	0,960	0,960	0,960	0,960
Передача электрической энергии в ОЭС Сибири	млрд.кВт·ч	4,000	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800
<b>Потребность</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>798,080</b>	<b>802,458</b>	<b>808,234</b>	<b>816,125</b>	<b>823,059</b>	<b>831,599</b>	<b>839,935</b>
<b>Производство электрической энергии - всего</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>798,080</b>	<b>802,458</b>	<b>808,234</b>	<b>816,125</b>	<b>823,059</b>	<b>831,599</b>	<b>839,935</b>
ГЭС	млрд.кВт·ч	60,165	62,087	63,534	64,119	64,119	64,119	64,119
АЭС	млрд.кВт·ч	189,286	194,314	206,018	205,766	208,680	204,781	207,977
ТЭС	млрд.кВт·ч	547,635	544,216	536,016	543,008	546,508	558,947	564,087
ВИЭ	млрд.кВт·ч	0,994	1,841	2,666	3,232	3,752	3,752	3,752
<b>Установленная мощность - всего</b>	<b>МВт</b>	<b>181732,7</b>	<b>183726,6</b>	<b>185050</b>	<b>183826,1</b>	<b>183826,1</b>	<b>184076,1</b>	<b>186524,9</b>
ГЭС	МВт	19508,1	19580,8	20877,2	20909,7	20909,7	20909,7	20909,7
АЭС	МВт	30183,1	30378,5	30378,5	30577,3	30577,3	30827,3	33276,1
ТЭС	МВт	130910,4	132306,2	131913,2	130198	130198	130198	130198
ВИЭ	МВт	1131,0	1461,0	1881,0	2141,0	2141,0	2141,0	2141,0
<b>Число часов использования установленной мощности</b>	<b>час/год</b>							
АЭС	час/год	6271	6396	6782	6729	6825	6643	6250
ТЭС	час/год	4184	4114	4064	4171	4198	4294	4333
ВИЭ	час/год	879	1260	1417	1509	1752	1752	1752





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

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Потребление электрической энергии	млрд.кВт·ч	96,813	98,535	100,445	102,061	103,310	104,918	106,336
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт·ч	0,080	0,142	0,142	0,142	0,142	0,142	0,142
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт·ч	0,420	0,300	0,310	0,310	0,320	0,320	0,325
в Грузию	млрд.кВт·ч	0,240	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120
в Южную Осетию	млрд.кВт·ч	0,150	0,150	0,160	0,160	0,170	0,170	0,175
в Казахстан	млрд.кВт·ч	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030
Импорт из Азербайджана	млрд.кВт·ч							
Получение электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт·ч	3,000	2,000					
<b>Потребность</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>94,233</b>	<b>96,835</b>	<b>100,755</b>	<b>102,371</b>	<b>103,630</b>	<b>105,238</b>	<b>106,661</b>
<b>Производство электрической энергии - всего</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>94,233</b>	<b>96,835</b>	<b>100,755</b>	<b>102,371</b>	<b>103,630</b>	<b>105,238</b>	<b>106,661</b>
ГЭС	млрд.кВт·ч	18,986	20,978	21,810	21,810	21,810	21,810	21,810
АЭС	млрд.кВт·ч	21,000	24,983	28,490	28,490	28,490	28,490	28,490
ТЭС	млрд.кВт·ч	53,453	49,672	48,866	49,992	50,731	52,339	53,762
ВИЭ	млрд.кВт·ч	0,794	1,202	1,589	2,079	2,599	2,599	2,599
<b>Установленная мощность- всего</b>	<b>МВт</b>	<b>23399,2</b>	<b>24399,9</b>	<b>25001,9</b>	<b>25236,9</b>	<b>25236,9</b>	<b>25236,9</b>	<b>25236,9</b>
ГЭС	МВт	5942,9	5963,6	6315,6	6315,6	6315,6	6315,6	6315,6
АЭС	МВт	4070,0	4070,0	4070,0	4070,0	4070,0	4070,0	4070,0
ТЭС	МВт	12617,9	13397,9	13397,9	13372,9	13372,9	13372,9	13372,9
ВИЭ	МВт	768,4	968,4	1218,4	1478,4	1478,4	1478,4	1478,4
<b>Число часов использования установленной мощности</b>	<b>час/год</b>							
АЭС	час/год	5160	6138	7000	7000	7000	7000	7000
ТЭС	час/год	4242	3712	3652	3743	3799	3919	4026
ВИЭ	час/год	1033	1241	1304	1406	1758	1758	1758



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

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Потребление электрической энергии	млрд.кВт·ч	104,700	105,201	105,569	106,350	106,936	107,745	108,482
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	5,500	6,000	5,000	4,000	3,000	3,000	2,000
Получение электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт·ч	6,500	7,000	6,300	6,000	5,500	6,300	6,000
<b>Потребность</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>103,730</b>	<b>104,231</b>	<b>104,299</b>	<b>104,380</b>	<b>104,466</b>	<b>104,475</b>	<b>104,512</b>
<b>Производство электрической энергии - всего</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>103,730</b>	<b>104,231</b>	<b>104,299</b>	<b>104,380</b>	<b>104,466</b>	<b>104,475</b>	<b>104,512</b>
ГЭС	млрд.кВт·ч	20,173	20,310	20,310	20,310	20,310	20,310	20,310
АЭС	млрд.кВт·ч	28,300	28,300	28,300	28,300	28,300	28,300	28,300
ТЭС	млрд.кВт·ч	55,222	55,317	55,313	55,394	55,480	55,489	55,526
ВИЭ	млрд.кВт·ч	0,035	0,304	0,376	0,376	0,376	0,376	0,376
<b>Установленная мощность - всего</b>	<b>МВт</b>	<b>27582,4</b>	<b>27754,4</b>	<b>27760,4</b>	<b>27512,2</b>	<b>27512,2</b>	<b>27512,2</b>	<b>27512,2</b>
ГЭС	МВт	6971,0	6998,0	7004,0	7011,5	7011,5	7011,5	7011,5
АЭС	МВт	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ТЭС	МВт	16379,4	16484,4	16484,4	16228,7	16228,7	16228,7	16228,7
ВИЭ	МВт	160,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
<b>Число часов использования установленной мощности</b>	<b>час/год</b>							
АЭС	час/год	6950	6950	6950	6950	6950	6950	6950
ТЭС	час/год	3371	3356	3356	3413	3419	3419	3421
ВИЭ	час/год	217	1518	1878	1878	1878	1878	1878

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

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Потребление электрической энергии в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт·ч	258,760	259,976	261,818	264,127	266,544	269,580	272,170
Экспорт в Казахстан	млрд.кВт·ч	1,030	1,030	1,030	1,030	1,030	1,030	1,030
Импорт из Казахстана	млрд.кВт·ч	2,900	0,900	0,900	0,900	0,900	0,900	0,900
Передача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт·ч	4,000	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800
Получение электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт·ч	2,500	4,000	5,000	4,000	3,000	3,000	2,000
<b>Потребность</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>258,390</b>	<b>257,906</b>	<b>258,748</b>	<b>262,057</b>	<b>265,474</b>	<b>268,510</b>	<b>272,100</b>
<b>Производство электрической энергии - всего</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>258,390</b>	<b>257,906</b>	<b>258,748</b>	<b>262,057</b>	<b>265,474</b>	<b>268,510</b>	<b>272,100</b>
ГЭС	млрд.кВт·ч	5,134	4,965	4,965	4,965	4,965	4,965	4,965
АЭС	млрд.кВт·ч	9,470	10,325	10,263	10,395	10,395	10,325	10,360
ТЭС	млрд.кВт·ч	243,650	242,311	242,849	245,950	249,367	252,473	256,028
ВИЭ	млрд.кВт·ч	0,136	0,305	0,671	0,747	0,747	0,747	0,747
<b>Установленная мощность - всего</b>	<b>МВт</b>	<b>53122,4</b>	<b>52717,2</b>	<b>52947,8</b>	<b>52781,3</b>	<b>52781,3</b>	<b>52781,3</b>	<b>52781,3</b>
ГЭС	МВт	1856,2	1871,2	1919,8	1934,8	1934,8	1934,8	1934,8
АЭС	МВт	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0
ТЭС	МВт	49600,0	49089,8	49101,8	48920,3	48920,3	48920,3	48920,3
ВИЭ	МВт	181,2	271,2	441,2	441,2	441,2	441,2	441,2
<b>Число часов использования установленной мощности</b>	<b>час/год</b>							
АЭС	час/год	6377	6953	6911	7000	7000	6953	6976
ТЭС	час/год	4912	4936	4946	5028	5097	5161	5234
ВИЭ	час/год	753	1125	1521	1694	1694	1694	1694

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

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Потребление электрической энергии в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт·ч	206,755	210,091	215,771	222,980	224,376	225,873	226,595
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт·ч	0,510	0,510	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	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400
Импорт, всего в т.ч	млрд.кВт·ч	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030
из Казахстана	млрд.кВт·ч							
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	4,000	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800
<b>Потребность</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>203,235</b>	<b>208,771</b>	<b>214,451</b>	<b>221,660</b>	<b>223,056</b>	<b>224,553</b>	<b>225,275</b>
<b>Производство электрической энергии - всего</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>203,235</b>	<b>208,771</b>	<b>214,451</b>	<b>221,660</b>	<b>223,056</b>	<b>224,553</b>	<b>225,275</b>
ГЭС	млрд.кВт·ч	93,556	107,377	107,377	107,377	107,377	107,377	107,377
ТЭС	млрд.кВт·ч	109,653	101,295	106,786	113,905	115,301	116,798	117,520
ВИЭ	млрд.кВт·ч	0,026	0,099	0,288	0,378	0,378	0,378	0,378
<b>Установленная мощность - всего</b>	<b>МВт</b>	<b>51771,8</b>	<b>52121,7</b>	<b>52176,7</b>	<b>52184,7</b>	<b>52184,7</b>	<b>52184,7</b>	<b>52184,7</b>
ГЭС	МВт	25286,4	25291,4	25296,4	25301,4	25301,4	25301,4	25301,4
ТЭС	МВт	26430,2	26670,1	26670,1	26673,1	26673,1	26673,1	26673,1
ВИЭ	МВт	55,2	160,2	210,2	210,2	210,2	210,2	210,2
<b>Число часов использования установленной мощности</b>	<b>час/год</b>							
ТЭС	час/год	4149	3798	4004	4270	4323	4379	4406
ВИЭ	час/год	466	620	1372	1800	1800	1800	1800

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

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Потребление электрической энергии	млрд.кВт·ч	34,567	38,762	39,503	40,161	41,011	41,574	43,098
Экспорт в Китай	млрд.кВт·ч	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300
<b>Потребность</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>37,867</b>	<b>42,062</b>	<b>42,803</b>	<b>43,461</b>	<b>44,311</b>	<b>44,874</b>	<b>46,398</b>
<b>Производство электрической энергии - всего</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>37,867</b>	<b>42,062</b>	<b>42,803</b>	<b>43,461</b>	<b>44,311</b>	<b>44,874</b>	<b>46,398</b>
ГЭС	млрд.кВт·ч	14,317	16,480	16,480	16,480	16,480	16,480	16,480
ТЭС	млрд.кВт·ч	23,550	25,582	26,323	26,981	27,831	28,394	29,918
ВИЭ	млрд.кВт·ч							
<b>Установленная мощность- всего</b>	<b>МВт</b>	<b>10775,7</b>	<b>11387,8</b>	<b>11357,8</b>	<b>11290,8</b>	<b>11855,8</b>	<b>11855,8</b>	<b>11855,8</b>
ГЭС	МВт	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	МВт	6158,2	6770,3	6740,3	6673,3	7238,3	7238,3	7238,3
ВИЭ	МВт							
<b>Число часов использования установленной мощности</b>	<b>час/год</b>							
ТЭС	час/год	3824	3779	3905	4043	3845	3923	4133

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

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Потребление электрической энергии	млрд.кВт·ч	206,755	210,091	215,771	222,980	224,376	225,873	226,595
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт·ч							
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт·ч	0,510	0,510	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	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400
Импорт, всего в т.ч	млрд.кВт·ч	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030
из Казахстана	млрд.кВт·ч							
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	4,000	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800
<b>Потребность</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>203,235</b>	<b>208,771</b>	<b>214,451</b>	<b>221,660</b>	<b>223,056</b>	<b>224,553</b>	<b>225,275</b>
<b>Производство электрической энергии - всего</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>203,235</b>	<b>208,771</b>	<b>214,451</b>	<b>221,660</b>	<b>223,056</b>	<b>224,553</b>	<b>225,275</b>
ГЭС	млрд.кВт·ч	93,556	95,673	95,673	95,673	95,673	95,673	95,673
ТЭС	млрд.кВт·ч	109,653	112,999	118,490	125,609	127,005	128,502	129,224
ВИЭ	млрд.кВт·ч	0,026	0,099	0,288	0,378	0,378	0,378	0,378
<b>Установленная мощность - всего</b>	<b>МВт</b>	<b>51771,8</b>	<b>52121,7</b>	<b>52176,7</b>	<b>52184,7</b>	<b>52184,7</b>	<b>52184,7</b>	<b>52184,7</b>
ГЭС	МВт	25286,4	25291,4	25296,4	25301,4	25301,4	25301,4	25301,4
ТЭС	МВт	26430,2	26670,1	26670,1	26673,1	26673,1	26673,1	26673,1
ВИЭ	МВт	55,2	160,2	210,2	210,2	210,2	210,2	210,2
<b>Число часов использования установленной мощности</b>	<b>час/год</b>							
ТЭС	час/год	4149	4237	4443	4709	4762	4818	4845
ВИЭ	час/год	466	620	1372	1800	1800	1800	1800

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

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Потребление электрической энергии	млрд.кВт·ч	34,567	38,762	39,503	40,161	41,011	41,574	43,098
Экспорт в Китай	млрд.кВт·ч	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300
<b>Потребность</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>37,867</b>	<b>42,062</b>	<b>42,803</b>	<b>43,461</b>	<b>44,311</b>	<b>44,874</b>	<b>46,398</b>
<b>Производство электрической энергии - всего</b>	<b>млрд.кВт·ч</b>	<b>37,867</b>	<b>42,062</b>	<b>42,803</b>	<b>43,461</b>	<b>44,311</b>	<b>44,874</b>	<b>46,398</b>
ГЭС	млрд.кВт·ч	14,317	12,470	12,470	12,470	12,470	12,470	12,470
ТЭС	млрд.кВт·ч	23,550	29,592	30,333	30,991	31,841	32,404	33,928
ВИЭ	млрд.кВт·ч							
<b>Установленная мощность- всего</b>	<b>МВт</b>	<b>10775,7</b>	<b>11387,8</b>	<b>11357,8</b>	<b>11290,8</b>	<b>11855,8</b>	<b>11855,8</b>	<b>11855,8</b>
ГЭС	МВт	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	МВт	6158,2	6770,3	6740,3	6673,3	7238,3	7238,3	7238,3
ВИЭ	МВт							
<b>Число часов использования установленной мощности</b>	<b>час/год</b>							
ТЭС	час/год	3824	4371	4500	4644	4399	4477	4687

**Приложение №12**  
к схеме и программе развития  
Единой энергетической системы  
России на 2017 – 2023 годы

**Региональная структура перспективных балансов электрической энергии учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2017 – 2023 годы.**

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Северо-Запада с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2017 – 2023 годы.

млрд.кВт·ч

ОЭС Северо-Запада	2016 факт	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>ПОТРЕБНОСТЬ:</b>								
Потребление электрической энергии ОЭС	92,8800	91,498	92,184	92,591	93,334	93,910	94,949	95,826
<b>Покрытие</b>	<b>107,3139</b>	<b>103,567</b>	<b>106,353</b>	<b>105,660</b>	<b>107,503</b>	<b>105,779</b>	<b>108,818</b>	<b>110,095</b>
<b>в том числе:</b>								
АЭС	38,1306	36,827	40,488	39,583	40,665	37,946	40,899	42,161
ГЭС	13,3180	12,595	12,429	12,629	12,629	12,629	12,629	12,629
ТЭС	55,8641	54,143	53,433	53,445	54,206	55,201	55,287	55,302
ВИЭ	0,0013	0,002	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
Сальдо перетоков электрической энергии*	-14,4339	-12,069	-14,169	-13,069	-14,169	-11,869	-13,869	-14,269
<b>ОЭС Архангельской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	7,3100	7,259	7,268	7,277	7,330	7,381	7,451	7,514
Покрытие (производство электрической энергии)	6,4006	6,259	6,268	6,277	6,330	6,381	6,351	6,414
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	6,4006	6,259	6,268	6,277	6,330	6,381	6,351	6,414
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,9094	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,100	1,100
<b>ОЭС Калининградской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	4,4590	4,420	4,455	4,473	4,508	4,540	4,583	4,626
Покрытие (производство электрической энергии)	6,7068	6,520	4,455	4,473	4,507	4,540	4,583	4,626
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС	0,0102	0,009	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
ТЭС	6,6953	6,509	4,442	4,460	4,495	4,527	4,570	4,613
ВИЭ	0,0013	0,002	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
Сальдо перетоков электрической энергии*	-2,2478	-2,100	0,000	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000
<b>ОЭС Республики Карелия</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	7,9180	7,848	7,875	7,902	7,965	8,002	8,042	8,082
Покрытие (производство электрической энергии)	4,8569	4,508	4,638	4,836	4,870	4,912	4,906	4,897
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС	2,9766	2,659	2,718	2,918	2,918	2,918	2,918	2,918
ТЭС	1,8803	1,849	1,920	1,919	1,952	1,994	1,988	1,979
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	3,0611	3,340	3,237	3,066	3,095	3,090	3,136	3,185
<b>ОЭС Мурманской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	12,3440	12,210	12,249	12,282	12,326	12,334	12,354	12,374
Покрытие (производство электрической энергии)	17,1210	17,147	17,341	17,341	17,342	17,342	17,342	17,342
<b>в том числе:</b>								
АЭС	9,8377	9,985	10,500	10,500	10,500	10,500	10,500	10,500
ГЭС	6,8359	6,610	6,289	6,289	6,289	6,289	6,289	6,289
ТЭС	0,4474	0,552	0,552	0,552	0,553	0,553	0,553	0,553
ВИЭ	0,0000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Сальдо перетоков электрической энергии*	-4,7770	-4,937	-5,092	-5,059	-5,016	-5,008	-4,988	-4,968



ОЭС Северо-Запада	2016 факт	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>ЭС Республики Коми</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	9,0210	8,875	8,884	8,889	8,942	8,982	9,064	9,152
Покрытие (производство электрической энергии)	9,6657	9,875	9,884	9,889	9,942	9,982	10,164	10,252
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	9,6657	9,875	9,884	9,889	9,942	9,982	10,164	10,252
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-0,6447	-1,000	-1,000	-1,000	-1,000	-1,000	-1,100	-1,100
<b>ЭС Ленинградской области и города Санкт-Петербург</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	45,0830	44,274	44,775	45,037	45,481	45,858	46,598	47,186
Покрытие (производство электрической энергии)	60,8046	57,082	61,454	60,527	62,177	60,264	63,119	64,217
в том числе:								
АЭС	28,2929	26,842	29,988	29,083	30,165	27,446	30,399	31,661
ГЭС	3,4839	3,306	3,400	3,400	3,400	3,400	3,400	3,400
ТЭС	29,0278	26,935	28,066	28,044	28,612	29,418	29,320	29,156
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-15,7216	-12,808	-16,679	-15,490	-16,696	-14,406	-16,521	-17,031
<b>ЭС Новгородской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	4,5190	4,403	4,442	4,482	4,517	4,535	4,561	4,586
Покрытие (производство электрической энергии)	1,4089	1,560	1,656	1,658	1,660	1,661	1,660	1,660
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1,4089	1,560	1,656	1,658	1,660	1,661	1,660	1,660
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	3,1101	2,843	2,786	2,824	2,857	2,874	2,901	2,926
<b>ЭС Псковской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	2,2260	2,209	2,236	2,249	2,265	2,278	2,296	2,306
Покрытие (производство электрической энергии)	0,3495	0,616	0,658	0,658	0,675	0,696	0,693	0,688
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,0113	0,012	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013
ТЭС	0,3382	0,604	0,645	0,645	0,662	0,683	0,680	0,675
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,8765	1,593	1,578	1,591	1,590	1,582	1,603	1,618

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

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Центра с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2017 – 2023 годы.

млрд.кВт·ч

ОЭС Центра	2016 факт	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>ПОТРЕБНОСТЬ:</b>								
Потребление электрической энергии ОЭС	237,2760	234,660	236,333	238,742	241,184	243,580	245,828	248,537
<b>Покрытие</b>	<b>236,5754</b>	<b>238,160</b>	<b>237,133</b>	<b>238,772</b>	<b>239,814</b>	<b>243,710</b>	<b>244,558</b>	<b>246,567</b>
<b>в том числе:</b>								
АЭС	92,0037	93,689	90,218	99,382	97,916	103,549	96,767	98,666
ГЭС	1,5617	1,417	1,521	1,521	1,521	1,521	1,521	1,521
ГАЭС	1,8754	1,860	1,884	2,299	2,884	2,884	2,884	2,884
ТЭС	141,1348	141,167	143,483	135,543	137,466	135,729	143,359	143,469
ВИЭ	0,0000	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027
<b>Сальдо перетоков электрической энергии*</b>	<b>0,7006</b>	<b>-3,500</b>	<b>-0,800</b>	<b>-0,030</b>	<b>1,370</b>	<b>-0,130</b>	<b>1,270</b>	<b>1,970</b>
<b>ЭС Белгородской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	15,2150	15,307	15,487	15,661	15,868	16,007	16,169	16,336
Покрытие (производство электрической энергии)	0,5966	0,820	0,820	0,812	0,812	0,812	0,812	0,812
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0,5966	0,793	0,793	0,785	0,785	0,785	0,785	0,785
ВИЭ		0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027
<b>Сальдо перетоков электрической энергии*</b>	<b>14,6184</b>	<b>14,487</b>	<b>14,668</b>	<b>14,849</b>	<b>15,056</b>	<b>15,195</b>	<b>15,357</b>	<b>15,524</b>
<b>ЭС Брянской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	4,4200	4,379	4,390	4,399	4,426	4,461	4,491	4,522
Покрытие (производство электрической энергии)	0,0246	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0,0246	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ВИЭ								
<b>Сальдо перетоков электрической энергии*</b>	<b>4,3954</b>	<b>4,379</b>	<b>4,390</b>	<b>4,399</b>	<b>4,426</b>	<b>4,461</b>	<b>4,491</b>	<b>4,522</b>
<b>ЭС Владимирской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	7,0010	6,922	6,946	6,974	7,034	7,083	7,152	7,227
Покрытие (производство электрической энергии)	1,8599	2,265	2,261	1,869	1,970	1,829	2,126	2,108
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1,8599	2,265	2,261	1,869	1,970	1,829	2,126	2,108
ВИЭ								
<b>Сальдо перетоков электрической энергии*</b>	<b>5,1411</b>	<b>4,657</b>	<b>4,685</b>	<b>5,105</b>	<b>5,064</b>	<b>5,254</b>	<b>5,026</b>	<b>5,119</b>
<b>ЭС Вологодской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	13,5560	13,540	13,573	13,627	13,547	13,717	13,809	13,903
Покрытие (производство электрической энергии)	11,4906	10,202	10,219	9,329	9,538	9,211	9,778	9,737
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС	0,1360	0,097	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127
ТЭС	11,3546	10,105	10,092	9,202	9,411	9,084	9,651	9,610
ВИЭ								
<b>Сальдо перетоков электрической энергии*</b>	<b>2,0654</b>	<b>3,338</b>	<b>3,354</b>	<b>4,298</b>	<b>4,009</b>	<b>4,506</b>	<b>4,031</b>	<b>4,166</b>

ОЭС Центра	2016 факт	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>ЭС Воронежской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	11,0030	10,972	11,193	11,579	11,911	11,972	12,118	12,191
Покрытие (производство электрической энергии)	16,4180	18,658	20,811	25,849	28,435	28,361	28,451	28,467
в том числе:								
АЭС	15,0481	17,303	18,600	23,677	26,549	26,549	26,549	26,549
ГЭС								
ТЭС	1,3699	1,355	2,211	2,172	1,887	1,812	1,902	1,918
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-5,4150	-7,686	-9,618	-14,270	-16,524	-16,389	-16,333	-16,276
<b>ЭС Ивановской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	3,5530	3,475	3,476	3,506	3,539	3,554	3,577	3,608
Покрытие (производство электрической энергии)	2,0854	1,508	1,508	1,508	1,508	1,508	1,508	1,508
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2,0854	1,508	1,508	1,508	1,508	1,508	1,508	1,508
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,4676	1,967	1,969	1,998	2,031	2,046	2,069	2,100
<b>ЭС Калужской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	6,5930	6,444	6,525	6,596	6,699	6,797	6,882	6,979
Покрытие (производство электрической энергии)	0,2572	0,315	0,314	0,300	0,301	0,297	0,309	0,308
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0,2572	0,315	0,314	0,300	0,301	0,297	0,309	0,308
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	6,3358	6,129	6,212	6,296	6,398	6,500	6,573	6,671
<b>ЭС Костромской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	3,6360	3,594	3,599	3,606	3,616	3,633	3,659	3,679
Покрытие (производство электрической энергии)	15,2848	15,933	15,902	13,153	13,855	12,861	14,892	14,767
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	15,2848	15,933	15,902	13,153	13,855	12,861	14,892	14,767
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-11,6488	-12,339	-12,303	-9,547	-10,239	-9,228	-11,233	-11,088
<b>ЭС Курской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	8,6810	8,587	8,438	8,694	8,573	8,734	8,572	8,750
Покрытие (производство электрической энергии)	28,5429	28,503	25,626	28,634	25,752	29,034	21,770	26,247
в том числе:								
АЭС	27,4887	27,386	24,511	27,600	24,718	28,000	20,734	25,213
ГЭС								
ТЭС	1,0542	1,117	1,115	1,034	1,034	1,034	1,036	1,034
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-19,8619	-19,916	-17,188	-19,940	-17,179	-20,300	-13,198	-17,497
<b>ЭС Липецкой области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	12,3920	12,295	12,392	12,451	12,544	12,639	12,756	12,881
Покрытие (производство электрической энергии)	5,1910	5,326	5,341	5,115	5,164	5,106	5,293	5,282
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	5,1910	5,326	5,341	5,115	5,164	5,106	5,293	5,282
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	7,2010	6,969	7,051	7,336	7,380	7,533	7,463	7,599

ОЭС Центра	2016 факт	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>ЭС Московской области и города Москва</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	105,3340	103,600	104,773	106,093	107,498	108,700	110,123	111,561
Покрытие (производство электрической энергии)	74,3684	73,637	74,824	75,499	76,454	77,654	79,084	79,484
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС	0,2305	0,207	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200
ГАЭС	1,8754	1,860	1,884	2,299	2,884	2,884	2,884	2,884
ТЭС	72,2625	71,570	72,740	73,000	73,370	74,570	76,000	76,400
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	30,9656	29,963	29,949	30,594	31,044	31,046	31,039	32,077
<b>ЭС Орловской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	2,8420	2,795	2,803	2,814	2,831	2,848	2,864	2,881
Покрытие (производство электрической энергии)	1,2003	1,105	1,101	0,926	0,939	0,878	1,027	1,019
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1,2003	1,105	1,101	0,926	0,939	0,878	1,027	1,019
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,6417	1,690	1,702	1,888	1,892	1,970	1,837	1,862
<b>ЭС Рязанской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	6,6400	6,518	6,547	6,559	6,593	6,635	6,692	6,741
Покрытие (производство электрической энергии)	6,9144	7,244	7,356	6,381	6,582	6,263	7,021	6,991
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	6,9144	7,244	7,356	6,381	6,582	6,263	7,021	6,991
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-0,2744	-0,726	-0,809	0,178	0,011	0,372	-0,329	-0,250
<b>ЭС Смоленской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	6,3300	6,304	6,058	6,307	6,172	6,319	6,365	6,327
Покрытие (производство электрической энергии)	25,0941	24,291	22,392	24,119	21,516	23,667	25,579	21,998
<b>в том числе:</b>								
АЭС	22,3129	21,000	19,108	21,389	18,649	21,000	22,459	18,904
ГЭС								
ТЭС	2,7812	3,291	3,284	2,730	2,868	2,667	3,120	3,094
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-18,7641	-17,987	-16,334	-17,812	-15,344	-17,348	-19,214	-15,671
<b>ЭС Тамбовской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	3,5200	3,440	3,444	3,450	3,472	3,484	3,511	3,537
Покрытие (производство электрической энергии)	0,9925	0,953	0,945	0,907	0,894	0,881	0,908	0,905
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0,9925	0,953	0,945	0,907	0,894	0,881	0,908	0,905
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	2,5275	2,487	2,499	2,543	2,578	2,603	2,603	2,632

ОЭС Центра	2016 факт	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>ЭС Тверской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	8,3120	8,350	8,437	8,066	8,355	8,376	8,310	8,474
Покрытие (производство электрической энергии)	36,7378	37,469	37,452	34,609	36,282	35,717	36,059	36,962
<b>в том числе:</b>								
АЭС	27,1540	28,000	28,000	26,717	28,000	28,000	27,025	28,000
ГЭС	0,0047	0,005	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
ТЭС	9,5792	9,464	9,444	7,884	8,274	7,709	9,026	8,954
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-28,4258	-29,119	-29,015	-26,543	-27,927	-27,341	-27,749	-28,488
<b>ЭС Тульской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	9,9650	9,900	9,985	10,068	10,169	10,240	10,334	10,432
Покрытие (производство электрической энергии)	6,0084	4,735	4,737	4,503	4,510	4,411	4,565	4,565
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	6,0084	4,735	4,737	4,503	4,510	4,411	4,565	4,565
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	3,9566	5,165	5,248	5,565	5,659	5,829	5,769	5,867
<b>ЭС Ярославской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	8,2830	8,238	8,267	8,292	8,337	8,381	8,444	8,508
Покрытие (производство электрической энергии)	3,5085	5,196	5,528	5,260	5,300	5,222	5,376	5,407
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС	1,1904	1,108	1,186	1,186	1,186	1,186	1,186	1,186
ТЭС	2,3180	4,088	4,342	4,074	4,114	4,036	4,190	4,221
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	4,7745	3,042	2,739	3,032	3,037	3,159	3,068	3,101

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

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Средней Волги с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2017 – 2023 годы.

млрд.кВт·ч

ОЭС Средней Волги	2016 факт	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>ПОТРЕБНОСТЬ:</b>								
Потребление электрической энергии ОЭС	106,2700	104,700	105,201	105,569	106,350	106,936	107,745	108,482
<b>Покрытие</b>	<b>106,2592</b>	<b>103,730</b>	<b>104,231</b>	<b>104,299</b>	<b>104,380</b>	<b>104,466</b>	<b>104,475</b>	<b>104,512</b>
<b>в том числе:</b>								
АЭС	33,8631	28,300	28,300	28,300	28,300	28,300	28,300	28,300
ГЭС	21,4040	20,173	20,310	20,310	20,310	20,310	20,310	20,310
ТЭС	50,9922	55,222	55,317	55,313	55,394	55,480	55,489	55,526
ВИЭ	0,0000	0,035	0,304	0,376	0,376	0,376	0,376	0,376
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,0108	0,970	0,970	1,270	1,970	2,470	3,270	3,970
<b>ЭС Республики Марий-Эл</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	2,6420	2,599	2,606	2,609	2,625	2,638	2,653	2,668
Покрытие (производство электрической энергии)	0,9315	0,932	0,923	0,903	0,922	0,920	0,920	0,921
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0,9315	0,932	0,923	0,903	0,922	0,920	0,920	0,921
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,7105	1,667	1,684	1,706	1,703	1,718	1,734	1,748
<b>ЭС Республики Мордовия</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	3,1600	3,122	3,135	3,148	3,173	3,199	3,230	3,261
Покрытие (производство электрической энергии)	1,3549	1,316	1,303	1,269	1,294	1,289	1,290	1,291
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1,3549	1,316	1,303	1,269	1,294	1,289	1,290	1,291
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,8051	1,806	1,833	1,880	1,879	1,910	1,940	1,971
<b>ЭС Нижегородской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	20,1320	19,650	19,728	19,779	19,908	20,007	20,155	20,302
Покрытие (производство электрической энергии)	9,9766	10,108	10,081	9,902	10,041	10,296	10,298	10,304
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС	1,4916	1,474	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510
ТЭС	8,4850	8,634	8,571	8,392	8,531	8,786	8,788	8,794
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	10,1554	9,542	9,647	9,877	9,867	9,711	9,858	9,998
<b>ЭС Пензенской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	4,8710	4,842	4,856	4,875	4,916	4,946	4,982	5,012
Покрытие (производство электрической энергии)	1,1771	1,224	1,218	1,192	1,205	1,200	1,200	1,201
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1,1771	1,224	1,218	1,192	1,205	1,200	1,200	1,201
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	3,6939	3,618	3,638	3,683	3,711	3,746	3,782	3,811

ОЭС Средней Волги	2016 факт	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>ЭС Самарской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	23,1830	22,861	22,955	23,035	23,230	23,336	23,491	23,641
Покрытие (производство электрической энергии)	21,4536	22,465	22,183	21,956	21,688	21,643	21,645	21,653
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	10,6709	9,667	9,600	9,600	9,600	9,600	9,600	9,600
ТЭС	10,7828	12,775	12,493	12,221	11,953	11,908	11,910	11,918
ВИЭ		0,023	0,090	0,135	0,135	0,135	0,135	0,135
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,7294	0,396	0,772	1,079	1,542	1,693	1,846	1,988
<b>ЭС Саратовской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	12,9090	12,689	12,781	12,791	12,917	13,013	13,139	13,258
Покрытие (производство электрической энергии)	42,7371	36,802	36,936	36,890	36,920	36,909	36,909	36,910
в том числе:								
АЭС	33,6108	28,000	28,000	28,000	28,000	28,000	28,000	28,000
ГЭС	5,5125	5,308	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400
ТЭС	3,6138	3,493	3,482	3,409	3,439	3,428	3,428	3,430
ВИЭ		0,000	0,054	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081
Сальдо перетоков электрической энергии*	-29,8281	-24,113	-24,155	-24,099	-24,003	-23,896	-23,770	-23,652
<b>ЭС Республики Татарстан</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	28,4320	28,100	28,252	28,406	28,578	28,735	28,949	29,117
Покрытие (производство электрической энергии)	21,7435	23,445	24,031	24,763	24,791	24,710	24,714	24,728
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1,7396	1,641	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700
ТЭС	20,0039	21,804	22,331	23,063	23,091	23,010	23,014	23,028
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	6,6885	4,655	4,221	3,643	3,787	4,025	4,235	4,389
<b>ЭС Ульяновской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	5,9130	5,851	5,887	5,915	5,959	5,988	6,032	6,070
Покрытие (производство электрической энергии)	2,4936	2,914	3,032	2,961	3,021	3,011	3,012	3,014
в том числе:								
АЭС	0,2523	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300
ГЭС								
ТЭС	2,2413	2,602	2,572	2,501	2,561	2,551	2,552	2,554
ВИЭ		0,012	0,160	0,160	0,160	0,160	0,160	0,160
Сальдо перетоков электрической энергии*	3,4194	2,937	2,855	2,954	2,938	2,977	3,020	3,056
<b>ЭС Чувашской Республики</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	5,0280	4,986	5,001	5,011	5,044	5,074	5,114	5,153
Покрытие (производство электрической энергии)	4,3912	4,525	4,525	4,464	4,499	4,488	4,489	4,490
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1,9895	2,083	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100
ТЭС	2,4018	2,442	2,425	2,364	2,399	2,388	2,389	2,390
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,6368	0,461	0,476	0,547	0,545	0,586	0,625	0,663

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



Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Юга с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2017 – 2023 годы.

млрд.кВт·ч

ОЭС Юга	2016 факт	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>ПОТРЕБНОСТЬ:</b>								
Потребление электрической энергии ОЭС	90,7030	96,813	98,535	100,445	102,061	103,310	104,918	106,336
<b>Покрытие</b>	<b>96,2412</b>	<b>94,233</b>	<b>96,835</b>	<b>100,755</b>	<b>102,371</b>	<b>103,630</b>	<b>105,238</b>	<b>106,661</b>
<b>в том числе:</b>								
АЭС	24,0007	21,000	24,983	28,490	28,490	28,490	28,490	28,490
ГЭС	21,0491	18,921	20,863	21,695	21,695	21,695	21,695	21,695
ГАЭС	0,0000	0,065	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115
ТЭС	51,1886	53,453	49,672	48,866	49,992	50,731	52,339	53,762
ВИЭ	0,0028	0,794	1,202	1,589	2,079	2,599	2,599	2,599
Сальдо перетоков электрической энергии*	-5,5382	2,580	1,700	-0,310	-0,310	-0,320	-0,320	-0,325
<b>ЭС Астраханской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	4,3960	4,336	4,341	4,347	4,383	4,418	4,474	4,518
Покрытие (производство электрической энергии)	4,2607	4,440	4,165	3,936	4,016	4,076	4,209	4,319
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	4,2607	4,173	3,734	3,505	3,586	3,645	3,779	3,888
ВИЭ		0,267	0,431	0,431	0,431	0,431	0,431	0,431
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,1353	-0,104	0,176	0,412	0,367	0,342	0,265	0,199
<b>ЭС Волгоградской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	15,1780	14,998	15,138	15,264	15,469	15,622	15,790	15,965
Покрытие (производство электрической энергии)	16,6632	15,240	15,331	15,185	15,262	15,316	15,438	15,502
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС	11,9956	10,931	11,642	11,642	11,642	11,642	11,642	11,642
ТЭС	4,6676	4,309	3,689	3,501	3,577	3,632	3,754	3,817
ВИЭ			0,000	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043
Сальдо перетоков электрической энергии*	-1,4852	-0,242	-0,193	0,079	0,208	0,306	0,352	0,463
<b>ЭС Чеченской Республики</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	2,6360	2,594	2,675	2,777	2,821	2,858	2,901	2,950
Покрытие (производство электрической энергии)	0,0057	0,008	0,367	1,627	1,735	1,735	1,807	1,987
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС	0,0057	0,008	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007
ТЭС		0,000	0,360	1,620	1,728	1,728	1,800	1,980
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	2,6303	2,586	2,309	1,151	1,087	1,124	1,095	0,964
<b>ЭС Республики Дагестан</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	6,4030	6,243	6,299	6,383	6,457	6,533	6,626	6,712
Покрытие (производство электрической энергии)	6,1656	4,758	5,276	5,276	5,276	5,280	5,280	5,280
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС	6,1159	4,690	5,208	5,208	5,208	5,208	5,208	5,208
ТЭС	0,0498	0,059	0,059	0,059	0,059	0,064	0,064	0,064
ВИЭ		0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,2374	1,485	1,023	1,107	1,181	1,253	1,346	1,432

<b>ОЭС Юга</b>	<b>2016 факт</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
<b>ЭС Республики Ингушетия</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	0,7150	0,707	0,722	0,737	0,755	0,761	0,773	0,778
Покрытие (производство электрической энергии)	0,0000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС								
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,7150	0,707	0,722	0,737	0,755	0,761	0,773	0,778
<b>ЭС Кабардино-Балкарской Республики</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	1,6790	1,656	1,673	1,700	1,724	1,739	1,761	1,783
Покрытие (производство электрической энергии)	0,5118	0,594	0,726	0,778	0,778	0,778	0,778	0,778
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС	0,5091	0,584	0,716	0,768	0,768	0,768	0,768	0,768
ТЭС	0,0027	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,1672	1,062	0,947	0,922	0,946	0,961	0,983	1,005
<b>ЭС Республики Калмыкия</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	0,5360	0,566	0,586	0,591	0,598	0,602	0,606	0,620
Покрытие (производство электрической энергии)	0,0286	0,013	0,154	0,154	0,199	0,199	0,199	0,200
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0,0258	0,005	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
ВИЭ	0,0028	0,008	0,150	0,150	0,195	0,195	0,195	0,195
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,5074	0,553	0,432	0,437	0,399	0,403	0,407	0,420
<b>ЭС Карачаево-Черкесской Республики</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	1,2750	1,348	1,427	1,439	1,454	1,463	1,475	1,486
Покрытие (производство электрической энергии)	0,1654	0,537	0,610	0,609	0,609	0,610	0,610	0,611
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС	0,1060	0,418	0,445	0,445	0,445	0,445	0,445	0,445
ГАЭС		0,065	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115
ТЭС	0,0593	0,054	0,051	0,049	0,050	0,050	0,051	0,052
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,1096	0,811	0,817	0,830	0,845	0,853	0,865	0,875
<b>ЭС Краснодарского края и Республики Адыгея</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	26,9620	26,798	27,418	28,278	28,876	29,237	29,903	30,294
Покрытие (производство электрической энергии)	11,8876	11,538	10,543	10,304	10,881	11,531	11,828	12,060
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС	0,3967	0,290	0,383	0,383	0,383	0,383	0,383	0,383
ТЭС	11,4908	11,248	10,159	9,621	9,798	9,927	10,225	10,457
ВИЭ				0,300	0,700	1,220	1,220	1,220
Сальдо перетоков электрической энергии*	15,0744	15,260	16,875	17,974	17,995	17,706	18,075	18,234

ОЭС Юга	2016 факт	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>ЭС Республики Крым и г.Севастополя **</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)		7,032	7,329	7,556	7,749	7,908	8,030	8,157
Покрытие (производство электрической энергии)			4,436	4,719	4,955	5,113	5,235	5,376
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС		3,272	3,914	4,197	4,433	4,591	4,713	4,854
ВИЭ		0,510	0,522	0,522	0,522	0,522	0,522	0,522
Сальдо перетоков электрической энергии*			2,893	2,837	2,794	2,795	2,795	2,781
<b>ЭС Ростовской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	18,5300	18,247	18,450	18,714	18,959	19,215	19,497	19,830
Покрытие (производство электрической энергии)	36,0845	33,891	36,847	39,802	39,996	40,137	40,554	40,882
в том числе:								
АЭС	24,0007	21,000	24,983	28,490	28,490	28,490	28,490	28,490
ГЭС	0,3704	0,428	0,611	0,611	0,611	0,611	0,611	0,611
ТЭС	11,7133	12,463	11,252	10,701	10,895	11,036	11,453	11,781
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-17,5545	-15,644	-18,397	-21,088	-21,037	-20,922	-21,057	-21,052
<b>ЭС Республики Северная Осетия-Алания</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	2,1290	2,149	2,186	2,214	2,233	2,251	2,265	2,286
Покрытие (производство электрической энергии)	0,1862	0,325	0,356	1,136	1,136	1,136	1,136	1,136
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,1862	0,325	0,356	1,136	1,136	1,136	1,136	1,136
ТЭС		0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,9428	1,824	1,830	1,078	1,097	1,115	1,129	1,150
<b>ЭС Ставропольского края</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	10,2640	10,139	10,291	10,445	10,583	10,703	10,817	10,957
Покрытие (производство электрической энергии)	20,2820	19,108	18,024	17,231	17,530	17,719	18,163	18,530
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1,3634	1,249	1,496	1,496	1,496	1,496	1,496	1,496
ТЭС	18,9186	17,859	16,438	15,599	15,854	16,042	16,487	16,854
ВИЭ		0,000	0,090	0,135	0,180	0,180	0,180	0,180
Сальдо перетоков электрической энергии*	-10,0180	-8,969	-7,733	-6,786	-6,947	-7,016	-7,346	-7,573

\*(-) - 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 2017 – 2023 годы.

млрд.кВт·ч

ОЭС Урала	2016 факт	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>ПОТРЕБНОСТЬ:</b>								
Потребление электрической энергии ОЭС	259,3830	258,760	259,976	261,818	264,127	266,544	269,580	272,170
<b>Покрытие</b>	<b>258,3820</b>	<b>258,390</b>	<b>257,906</b>	<b>258,748</b>	<b>262,057</b>	<b>265,474</b>	<b>268,510</b>	<b>272,100</b>
<b>в том числе:</b>								
АЭС	8,3998	9,470	10,325	10,263	10,395	10,395	10,325	10,360
ГЭС	5,7927	5,134	4,965	4,965	4,965	4,965	4,965	4,965
ТЭС	244,1370	243,650	242,311	242,849	245,950	249,367	252,473	256,028
ВИЭ	0,0525	0,136	0,305	0,671	0,747	0,747	0,747	0,747
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,0010	0,370	2,070	3,070	2,070	1,070	1,070	0,070
<b>ЭС Республики Башкортостан</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	26,9330	26,685	26,874	27,051	27,252	27,448	27,707	27,974
Покрытие (производство электрической энергии)	23,0391	23,381	24,353	24,414	24,850	25,219	25,467	25,847
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС	0,8185	0,753	0,746	0,746	0,746	0,746	0,746	0,746
ТЭС	22,2035	22,585	23,532	23,558	23,995	24,364	24,612	24,992
ВИЭ	0,0171	0,043	0,076	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110
Сальдо перетоков электрической энергии*	3,8939	3,304	2,521	2,637	2,402	2,229	2,240	2,127
<b>ЭС Кировской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	7,3120	7,267	7,292	7,325	7,393	7,415	7,450	7,487
Покрытие (производство электрической энергии)	4,5161	4,255	4,007	4,003	4,097	4,150	4,199	4,292
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	4,5161	4,255	4,007	4,003	4,097	4,150	4,199	4,292
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	2,7959	3,012	3,285	3,322	3,296	3,265	3,251	3,195
<b>ЭС Курганской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	4,4480	4,372	4,379	4,387	4,400	4,412	4,431	4,443
Покрытие (производство электрической энергии)	3,1034	3,124	2,993	2,991	3,069	3,105	3,129	3,167
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	3,1034	3,124	2,993	2,991	3,069	3,105	3,129	3,167
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,3446	1,248	1,386	1,396	1,331	1,307	1,302	1,276
<b>ЭС Оренбургской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	15,6850	15,534	15,659	15,854	16,092	16,239	16,427	16,572
Покрытие (производство электрической энергии)	12,2243	14,966	14,045	14,284	14,795	14,987	15,093	15,292
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС	0,0790	0,074	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075
ТЭС	12,1099	14,798	13,766	13,749	14,184	14,376	14,483	14,681
ВИЭ	0,0354	0,094	0,204	0,460	0,536	0,536	0,536	0,536
Сальдо перетоков электрической энергии*	3,4607	0,568	1,614	1,570	1,297	1,252	1,334	1,280

ОЭС Урала	2016 факт	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>ЭС Пермского края</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	23,5570	23,524	23,613	23,686	23,866	23,993	24,115	24,221
Покрытие (производство электрической энергии)	27,5803	30,665	32,540	32,511	32,950	33,366	33,636	34,064
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	4,8760	4,286	4,125	4,125	4,125	4,125	4,125	4,125
ТЭС	22,7043	26,379	28,415	28,386	28,825	29,241	29,511	29,939
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-4,0233	-7,141	-8,927	-8,825	-9,084	-9,373	-9,521	-9,843
<b>ЭС Свердловской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	42,4260	42,259	42,465	42,780	43,103	43,374	43,751	44,131
Покрытие (производство электрической энергии)	51,4032	52,437	51,394	51,284	51,865	52,443	52,758	53,386
в том числе:								
АЭС	8,3998	9,470	10,325	10,263	10,395	10,395	10,325	10,360
ГЭС	0,0192	0,021	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019
ТЭС	42,9842	42,945	41,050	41,003	41,451	42,029	42,415	43,007
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-8,9772	-10,178	-8,929	-8,504	-8,762	-9,069	-9,007	-9,255
<b>ЭС Тюменской области, ЯНАО, ХМАО</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	94,1510	94,479	94,888	95,565	96,325	97,681	99,389	100,681
Покрытие (производство электрической энергии)	104,3857	94,500	94,890	95,600	96,330	97,700	99,400	100,700
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	104,3857	94,500	94,890	95,600	96,330	97,700	99,400	100,700
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-10,2347	-0,021	-0,002	-0,035	-0,005	-0,019	-0,011	-0,019
<b>ЭС Удмуртской Республики</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	9,7210	9,590	9,610	9,634	9,662	9,705	9,778	9,838
Покрытие (производство электрической энергии)	3,6595	3,749	3,470	3,465	3,548	3,601	3,631	3,686
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	3,6595	3,749	3,470	3,465	3,548	3,601	3,631	3,686
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	6,0615	5,841	6,140	6,169	6,114	6,104	6,147	6,152
<b>ЭС Челябинской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	35,1500	35,050	35,196	35,536	36,034	36,277	36,532	36,823
Покрытие (производство электрической энергии)	28,4704	31,313	30,213	30,196	30,554	30,904	31,195	31,667
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	28,4704	31,313	30,187	30,094	30,452	30,802	31,093	31,565
ВИЭ		0,000	0,026	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102
Сальдо перетоков электрической энергии*	6,6796	3,737	4,983	5,340	5,480	5,373	5,337	5,156

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

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Сибири с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2017 – 2023 годы.

млрд.кВт·ч

ОЭС Сибири	2016 факт	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>ПОТРЕБНОСТЬ:</b>								
Потребление электрической энергии ОЭС	207,1670	206,755	210,091	215,771	222,980	224,376	225,873	226,595
<b>Покрытие</b>	<b>206,8834</b>	<b>203,235</b>	<b>208,771</b>	<b>214,451</b>	<b>221,660</b>	<b>223,056</b>	<b>224,553</b>	<b>225,275</b>
<b>в том числе:</b>								
АЭС	0,0000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ГЭС	99,8451	93,556	107,377	107,377	107,377	107,377	107,377	107,377
ТЭС	107,0181	109,653	101,295	106,786	113,905	115,301	116,798	117,520
ВИЭ	0,0202	0,026	0,099	0,288	0,378	0,378	0,378	0,378
<b>Сальдо перетоков электрической энергии*</b>	<b>0,2836</b>	<b>3,520</b>	<b>1,320</b>	<b>1,320</b>	<b>1,320</b>	<b>1,320</b>	<b>1,320</b>	<b>1,320</b>
<b>ЭС Республики Алтай и Алтайского края</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	10,8370	10,720	10,732	10,743	10,784	10,780	10,791	10,795
Покрытие (производство электрической энергии)	7,7278	7,104	6,532	6,899	7,553	7,646	7,740	7,785
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	7,7136	7,085	6,496	6,863	7,481	7,574	7,668	7,713
ВИЭ	0,0141	0,019	0,036	0,036	0,072	0,072	0,072	0,072
<b>Сальдо перетоков электрической энергии*</b>	<b>3,1092</b>	<b>3,616</b>	<b>4,200</b>	<b>3,844</b>	<b>3,231</b>	<b>3,134</b>	<b>3,051</b>	<b>3,010</b>
<b>ЭС Республики Бурятия</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	5,3950	5,396	5,409	5,452	5,485	5,522	5,565	5,600
Покрытие (производство электрической энергии)	5,6321	5,670	5,318	5,619	5,894	5,959	6,060	6,109
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	5,6321	5,669	5,300	5,493	5,768	5,833	5,934	5,983
ВИЭ		0,000	0,018	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126
<b>Сальдо перетоков электрической энергии*</b>	<b>-0,2371</b>	<b>-0,274</b>	<b>0,091</b>	<b>-0,167</b>	<b>-0,409</b>	<b>-0,437</b>	<b>-0,495</b>	<b>-0,509</b>
<b>ЭС Иркутской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	53,2100	52,682	52,918	55,625	57,846	59,396	60,766	61,723
Покрытие (производство электрической энергии)	49,3160	46,734	56,559	56,994	57,573	57,703	57,848	57,919
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС	37,3646	35,743	46,360	46,360	46,360	46,360	46,360	46,360
ТЭС	11,9514	10,992	10,199	10,607	11,186	11,316	11,461	11,532
ВИЭ		0,000	0,000	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027
<b>Сальдо перетоков электрической энергии*</b>	<b>3,8940</b>	<b>5,948</b>	<b>-3,641</b>	<b>-1,369</b>	<b>0,273</b>	<b>1,693</b>	<b>2,918</b>	<b>3,804</b>
<b>ЭС Красноярского края</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	45,3980	45,803	48,626	48,736	50,757	50,668	50,865	50,714
Покрытие (производство электрической энергии)	58,7432	62,471	64,010	65,759	67,298	67,695	68,107	68,303
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС	33,2726	32,722	35,990	35,990	35,990	35,990	35,990	35,990
ТЭС	25,4706	29,749	28,020	29,769	31,308	31,705	32,117	32,313
ВИЭ								
<b>Сальдо перетоков электрической энергии*</b>	<b>-13,3452</b>	<b>-16,668</b>	<b>-15,384</b>	<b>-17,023</b>	<b>-16,541</b>	<b>-17,027</b>	<b>-17,242</b>	<b>-17,589</b>

<b>ОЭС Сибири</b>	<b>2016 факт</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
<b>ЭС Кемеровской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	31,4470	31,438	31,453	31,350	31,326	31,169	30,972	30,771
Покрытие (производство электрической энергии)	24,3810	24,698	22,623	23,737	25,313	25,614	25,963	26,131
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	24,3810	24,698	22,623	23,737	25,313	25,614	25,963	26,131
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	7,0660	6,740	8,830	7,613	6,013	5,555	5,009	4,640
<b>ЭС Новосибирской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	15,9390	15,855	15,923	15,994	16,111	16,162	16,221	16,288
Покрытие (производство электрической энергии)	14,1484	13,500	12,512	12,889	13,431	13,564	13,781	13,886
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС	2,2497	1,952	1,687	1,687	1,687	1,687	1,687	1,687
ТЭС	11,8986	11,549	10,825	11,202	11,744	11,877	12,094	12,199
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,7906	2,355	3,411	3,105	2,680	2,598	2,440	2,402
<b>ЭС Омской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	10,8620	10,924	10,979	11,032	11,111	11,149	11,194	11,232
Покрытие (производство электрической энергии)	6,8764	6,986	6,008	6,701	7,887	8,000	8,008	8,012
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	6,8764	6,986	5,990	6,683	7,815	7,928	7,936	7,940
ВИЭ		0,000	0,018	0,018	0,072	0,072	0,072	0,072
Сальдо перетоков электрической энергии*	3,9856	3,938	4,971	4,331	3,224	3,149	3,186	3,220
<b>ЭС Республики Тыва</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	0,8080	0,825	0,845	0,863	0,906	0,921	0,937	0,961
Покрытие (производство электрической энергии)	0,0393	0,034	0,032	0,033	0,034	0,034	0,035	0,035
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0,0393	0,034	0,032	0,033	0,034	0,034	0,035	0,035
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,7687	0,791	0,813	0,830	0,872	0,887	0,902	0,926
<b>ЭС Томской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	8,6270	8,514	8,562	8,575	8,607	8,598	8,593	8,587
Покрытие (производство электрической энергии)	3,5014	3,474	3,106	3,318	3,674	3,726	3,742	3,751
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	3,5014	3,474	3,106	3,318	3,674	3,726	3,742	3,751
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	5,1256	5,040	5,456	5,257	4,933	4,872	4,851	4,836



<b>ОЭС Сибири</b>	<b>2016 факт</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
<b>ЭС Республики Хакасская</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	16,7810	16,745	16,777	19,514	22,127	22,063	21,985	21,908
Покрытие (производство электрической энергии)	29,4819	25,614	25,689	25,754	25,847	25,874	25,924	25,948
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС	26,9581	23,140	23,340	23,340	23,340	23,340	23,340	23,340
ТЭС	2,5176	2,467	2,340	2,405	2,498	2,525	2,575	2,599
ВИЭ	0,0061	0,007	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
<b>Сальдо перетоков электрической энергии*</b>	<b>-12,7009</b>	<b>-8,869</b>	<b>-8,912</b>	<b>-6,240</b>	<b>-3,720</b>	<b>-3,811</b>	<b>-3,939</b>	<b>-4,040</b>
<b>ЭС Забайкальского края</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	7,8630	7,853	7,867	7,887	7,920	7,948	7,984	8,016
Покрытие (производство электрической энергии)	7,0360	6,950	6,382	6,747	7,154	7,240	7,345	7,396
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	7,0360	6,950	6,364	6,675	7,082	7,168	7,273	7,324
ВИЭ		0,000	0,018	0,072	0,072	0,072	0,072	0,072
<b>Сальдо перетоков электрической энергии*</b>	<b>0,8270</b>	<b>0,903</b>	<b>1,485</b>	<b>1,140</b>	<b>0,766</b>	<b>0,708</b>	<b>0,639</b>	<b>0,620</b>

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

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Востока с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2017 – 2023 годы.

млрд.кВт·ч

ОЭС Востока	2016 факт	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>ПОТРЕБНОСТЬ:</b>								
Потребление электрической энергии ОЭС	33,1770	34,567	38,762	39,503	40,161	41,011	41,574	43,098
<b>Покрытие</b>								
<b>в том числе:</b>								
АЭС	0,0000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ГЭС	13,4602	14,317	16,480	16,480	16,480	16,480	16,480	16,480
ТЭС	23,3413	23,550	25,582	26,323	26,981	27,831	28,394	29,918
ВИЭ	0,0000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Сальдо перетоков электрической энергии*	-3,6245	-3,300	-3,300	-3,300	-3,300	-3,300	-3,300	-3,300
<b>ЭС Амурской области</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	8,3700	8,240	8,364	8,490	8,579	8,667	8,771	8,887
Покрытие (производство электрической энергии)	15,4989	13,917	15,110	15,186	15,227	15,249	15,298	15,449
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС	13,4602	11,657	12,900	12,900	12,900	12,900	12,900	12,900
ТЭС	2,0387	2,261	2,210	2,286	2,327	2,349	2,398	2,549
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-7,1289	-5,677	-6,746	-6,696	-6,648	-6,582	-6,527	-6,562
<b>ЭС Хабаровского края и ЕАО</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	9,7850	9,753	9,882	10,018	10,165	10,258	10,320	10,416
Покрытие (производство электрической энергии)	8,0731	8,172	8,402	8,551	8,549	8,786	8,932	9,361
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	8,0731	8,172	8,402	8,551	8,549	8,786	8,932	9,361
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,7119	1,581	1,480	1,467	1,616	1,472	1,388	1,055
<b>ЭС Приморского края</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	13,1090	13,050	13,382	13,560	13,672	13,763	13,964	14,590
Покрытие (производство электрической энергии)	9,9500	10,178	10,130	10,565	10,783	11,216	11,526	12,280
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	9,9500	10,178	10,130	10,565	10,783	11,216	11,526	12,280
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	3,1590	2,872	3,252	2,995	2,889	2,547	2,438	2,310
<b>ЭС Республики Саха (Якутия)</b>								
Потребность (потребление электрической энергии)	1,9130	3,524	7,134	7,435	7,745	8,323	8,519	9,205
Покрытие (производство электрической энергии)	3,2795	5,599	8,419	8,500	8,902	9,060	9,117	9,309
<b>в том числе:</b>								
АЭС								
ГЭС	0,0000	2,661	3,580	3,580	3,580	3,580	3,580	3,580
ТЭС	3,2795	2,939	4,839	4,920	5,322	5,480	5,537	5,729
ВИЭ								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-1,3665	-2,075	-1,285	-1,065	-1,157	-0,737	-0,598	-0,104

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

\* С середины 2017 года учитывается присоединение к Южному энергорайону Республики Саха (Якутия) Западного энергорайона и Центрального энергорайона с 2018 года

**ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗУЕМЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ ПО РАЗВИТИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ, ВЫПОЛНЕНИЕ КОТОРЫХ С УЧЕТОМ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПЕРСПЕКТИВНОЙ РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ ЭЭС РОССИИ НЕОБХОДИМО ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОГНОЗНОГО СПРОСА НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) В ЭЭС РОССИИ, ПРЕДУСМОТРЕННОГО ПРОГРАММОЙ РАЗВИТИЯ ЭЭС РОССИИ, НАДЕЖНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЭС РОССИИ И КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В НЕЙ, КОТОРЫЕ СООТВЕТСТВУЮТ ТРЕБОВАНИЯМ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ И ИНЫМ ОБЯЗАТЕЛЬНЫМ ТРЕБОВАНИЯМ, А ТАКЖЕ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СНИЖЕНИЯ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И СИСТЕМНЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ НА ЦЕНЫ, СКЛАДЫВАЮЩИЕСЯ НА РЫНКАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, И ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ К ОБЕСПЕЧЕНИЮ РЕГУЛИРОВАНИЯ (КОМПЕНСАЦИИ) РЕАКТИВНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ ЗА ПЕРИОД 2017 - 2023 ГОДОВ ПО ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА**

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Годы																											Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта				
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар				
<b>Для выдачи мощности электростанций</b>																																						
<b>АЭС</b>																																						
<b>750 кВ</b>																																						
1	Строительство РУ 750 кВ на ПС 750 кВ Копорская и установка АТ 750/330 кВ мощностью 1000 МВА	Ленинградская	2019	1000 МВА							1000																						0	1000	0	ГК "Росатом"	Обеспечение выдачи мощности блока №2 Ленинградской АЭС-2	
2	Строительство одноцепной ВЛ 750 кВ ПС Копорская - ЛАЭС ориентировочной протяженностью 5,1 км		2019	5,1							5,1																						5,1	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"		
3	Строительство одноцепной ВЛ 750 кВ Копорская - Ленинградская ориентировочной протяженностью 128 км с установкой на ПС 750 кВ Ленинградская ШР 750 кВ мощностью 330 Мвар (3x110 Мвар)		2019	128 км 330 Мвар							128		330																				128	0	330	ПАО "ФСК ЕЭС"		
4	Реконструкция ОРУ 750 кВ ЛАЭС с установкой второго АТ 750/330 кВ мощностью 1000 МВА		2019	1000 МВА								1000																					0	1000	0	ГК "Росатом"		
5	Реконструкция ПС 750 кВ Копорская с установкой второго АТ 750/330 кВ мощностью 1000 МВА		2022	1000 МВА																													0	1000	0	ГК "Росатом"	Обеспечение выдачи мощности блока №3 Ленинградской АЭС-2	
6	Строительство заходов существующей ВЛ 750 кВ Ленинградская АЭС - Ленинградская на ПС 750 кВ Копорская ориентировочной протяженностью 9 км (2x4,5 км)		2022	2x4,5 км																				9									9	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"		
<b>330 кВ</b>																																						
7	Строительство одноцепной ВЛ 330 кВ Копорская - Гатчинская ориентировочной протяженностью 94,71 км	Ленинградская	2017	94,71 км	94,71																											94,71	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение выдачи мощности блока №1 Ленинградской АЭС-2		
8	Строительство одноцепной ВЛ 330 кВ Копорская - Кингисеппская ориентировочной протяженностью 82,1 км		2017	82,1 км	82,1																												82,1	0	0		ПАО "ФСК ЕЭС"	
9	Строительство одноцепной ВЛ 330 кВ Копорская - Пулковская - Южная ориентировочной протяженностью 115 км		2017	115 км	115																												115	0	0		ПАО "ФСК ЕЭС"	
	Реконструкция ПС 330 кВ Пулковская в части установки двух шунтирующих реакторов 330 кВ суммарной мощностью 150 Мвар (1xШР-100 Мвар и 1xШР-50 Мвар)		2017	100 Мвар, 50 Мвар																														0	0			150
	Реконструкция ПС 330 кВ Южная в части установки шунтирующего реактора 330 кВ мощностью 100 Мвар (1xШР-100 Мвар)		2017	100 Мвар																														0	0			100
<b>Итого по 750 кВ для выдачи мощности АЭС</b>					0	0	0	0	0	0	133	2000	330	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	1000	0	0	0	0	0	0	0	142	3000	330				
<b>Итого по 330 кВ для выдачи мощности АЭС</b>					291,8	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	291,8	0,0	250,0				

№	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				
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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>ГЭС</b>																																
<b>220 кВ</b>																																
10	Строительство 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 ориентировочной протяженностью 32 км (4x8 км)	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	32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	32	0	0		
<b>ТЭС</b>																																
<b>330 кВ</b>																																
11	Строительство электросетевых объектов для СВМ объектов генерации	Калининградская	2018	50 км				50																				50	0	0	ООО "Калининградская генерация"	Обеспечение выдачи мощности объектов генерации
<b>Итого по 330 кВ для выдачи мощности ТЭС</b>					0	0	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	0	0		
<b>Итого по 750 кВ для выдачи мощности электростанций</b>					0	0	0	0	0	0	133	2000	330	0	0	0	0	0	0	9	1000	0	0	0	0	0	0	142,1	3000	330		
<b>Итого по 330 кВ для выдачи мощности электростанций</b>					291,8	0	250	50,0	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	341,8	0	250			
<b>Итого по 220 кВ для выдачи мощности электростанций</b>					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	0,0	0,0	0,0	0,0	32,0	0,0	0,0			
<b>Межсистемные линии электропередачи</b>																																
<b>750 кВ</b>																																
12	Строительство одноцепной ВЛ 750 кВ Ленинградская - Белозерская ориентировочной протяженностью 450 км (1x450 км)	Ленинградская Вологодская		450 км	450																							450	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Усиление межсистемной связи ОЭС Северо-Запада - ОЭС Центра
	Реконструкция ПС 750 кВ Ленинградская в части установки шунтирующего реактора 750 кВ мощностью 330 Мвар (3xШПР-110 Мвар)	Ленинградская	2017	330 Мвар																								0	0	330		
	Реконструкция ПС 750 кВ Белозерская в части установки шунтирующего реактора 750 кВ мощностью 330 Мвар (3xШПР-110 Мвар)	Вологодская		330 Мвар																								0	0	330		
<b>330 кВ</b>																																
13	Строительство одноцепной ВЛ 330 кВ Новосokolники - Талашкино ориентировочной протяженностью 262,4 км (1x262,4 км)	Псковская Смоленская	2017	262,4 км	262,4																							262,4	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Усиление межсистемной связи ОЭС Северо-Запада - ОЭС Центра
14	Реконструкция ПС 330 кВ Старорусская в части установки шунтирующего реактора 330 кВ мощностью 180 Мвар (1xШПР-180 Мвар)	Новгородская	2017	180 Мвар																								0	0	180	ПАО "ФСК ЕЭС"	Усиление межсистемной связи ОЭС Северо-Запада - ОЭС Центра
15	Реконструкция ПС 330 кВ Новосokolники в части установки шунтирующего реактора 330 кВ мощностью 100 Мвар (1xШПР-100 Мвар)	Псковская	2017	100 Мвар																								0	0	100	ПАО "ФСК ЕЭС"	Усиление межсистемной связи ОЭС Северо-Запада - ОЭС Центра
<b>Итого по межсистемным объектам 750 кВ</b>					450	0	660	0	0	0	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>					262,4	0	280	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	262,4	0	280			
<b>Для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</b>																																
<b>330 кВ</b>																																
16	Строительство ПС 330 кВ Ручей трансформаторной мощностью 250 МВА (2x125 МВА)	Новгородская	2018	250 МВА				250																				0	250	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения Бабинновской промзоны в Чудовском районе Новгородской области
	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Ленинградская - Чудово на ПС 330 кВ Ручей ориентировочной протяженностью 2 км (2x1 км)			2x1 км				2																				2	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																												
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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																														
17	Реконструкция ПС 330 кВ Пулковская в части установки третьего АТ 330/110 кВ с увеличением трансформаторной мощности на 200 МВА до 600 МВА	Ленинградская	2019	200 МВА							200																							0	200	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей северных энергорайонов г. Санкт-Петербурга																							
18	Строительство ПС 330 кВ Усть-Луга трансформаторной мощностью 400 МВА (2x200 МВА)	Ленинградская	2020	2x200 МВА										400																				0	400	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения портовых комплексов Усть-Луга, Вистино, Горки Ленинградской области																							
	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС-2 - Кингисеппская на ПС 330 кВ Усть-Луга ориентировочной протяженностью 2 км (2x1 км)			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	2	250	0	0	200	0	2	400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	850	0		
<b>Для снятия сетевых ограничений (повышения пропускной способности электрической сети) и обеспечения надежности электроснабжения существующих потребителей 330 кВ</b>																																																													
19	Строительство одноцепной ВЛ 330 кВ Лоухи - Путкинская ГЭС - Ондская ГЭС ориентировочной протяженностью 298 км (1x298 км)	Карельская и Мурманская	2019	298 км							298																							298	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Республики Карелия и Мурманской области																							
	Строительство РП 330 кВ Ондский с установкой управляемого шунтирующего реактора мощностью 180 Мвар (1xУШР-180 Мвар)	Карельская		УШР 180 Мвар																															0	0			180																						
	Строительство РП 330 кВ Путкинский с установкой шунтирующего реактора мощностью 100 Мвар (1xШР-100 Мвар)			ШР 100 Мвар																																0			0	100																					
20	Строительство одноцепной ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС - Петрозаводск ориентировочной протяженностью 278 км (1x278 км)	Карельская	2020	278 км																														278	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Республики Карелия и Мурманской области																							
21	Строительство одноцепной ВЛ 330 кВ ПС Тихвин-Литейный - Петрозаводск ориентировочной протяженностью 280 км (1x280 км)	Ленинградская Карельская	2020	280 км																														280	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Республики Карелия и Мурманской области																							
22	Строительство ПС 330 кВ Ломоносовская трансформаторной мощностью 400 МВА (2x200 МВА)	Ленинградская	2019	2x200 МВА										400																				0	400	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей Ломоносовского района Ленинградской области																							
	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС - Западная на ПС 330 кВ Ломоносовская ориентировочной протяженностью 19,4 км (2x9,7 км)			2x9,7 км											19,4																				19,4	0			0																						
23	Реконструкция ПС 330 кВ Северная в части установки четвертого АТ 330/110 кВ с увеличением трансформаторной мощности на 200 МВА до 800 МВА	Ленинградская	2018	200 МВА																														0	200	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей																							

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта  ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Годы																					Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта				
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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	
24	Строительство ПС 330 кВ Мурманская трансформаторной мощностью 500 МВА (2x250 МВА)	Мурманской области	2017, 2018	2x250 МВА		250			250																0	500	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей северных районов Мурманской области и обеспечение технологического присоединения к электрической сети новых потребителей			
	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Серебрянская ГЭС-15 - Выходной на ПС 330 кВ Мурманская ориентировочной протяженностью 8,4 (2x4,2 км)			2x4,2 км	8,4																									8,4	0	0
25	Реконструкция ПС 330 кВ Мончегорск и ПС 330 Выходной для строительства заходов существующих ВЛ 330 кВ Мончегорск-Оленегорск и Оленегорск-Выходной на ПС 330 кВ Мончегорск и ПС 330 кВ Выходной по проектной схеме, реконструкция ВЛ 330 кВ Мончегорск - Выходной с сооружением участка одноцепной ВЛ 330 кВ ориентировочной протяженностью 4,15 км	Мурманской области	2023	4,15 км																						4,15	4,15	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Предотвращение ограничения потребителей северной части Мурманской области при аварийном отключении одноцепных ВЛ 330 кВ Мончегорск - Оленегорск или Оленегорск - Выходной	
26	Строительство одноцепной ВЛ 330 кВ Лужская - Псков ориентировочной протяженностью 160,7 км (1x160,7 км)	Псковская область	2017	160,7 км	160,7																						160,7	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение пропускной способности электрических сетей Псковской ЭС	
<b>220 кВ</b>																																
27	Строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Печорская ГРЭС - Ухта - Микунь (2012 г. - Ухта - Микунь) ориентировочной протяженностью 294,3 км (1x294,3 км)	Республики Коми	2018	294,3 км				294,3																			294,3	0	0	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	
	Реконструкция ПС 220 кВ Ухта в части установки шунтирующего реактора 220 кВ мощностью 75 Мвар (1xШР-75 Мвар)			75 Мвар				75																				0	0			75
<b>Итого по 330 кВ для снятия сетевых ограничений (повышения пропускной способности электрической сети) и обеспечения надежности электроснабжения существующих потребителей</b>					169	250	0	0	450	0	317	400	280	558	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	1049	1100	280	
<b>Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений (повышения пропускной способности электрической сети) и обеспечения надежности электроснабжения существующих потребителей</b>					0	0	0	294,3	0	75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	75		
<b>Объекты реновации с увеличением трансформаторной мощности</b>																																
<b>330 кВ</b>																																
28	Реконструкция ПС 330 кВ Ржевская в части установки третьего АТ 330/110 кВ с увеличением трансформаторной мощности на 200 МВА до 600 МВА	Ленинградская	2019	200 МВА							200																0	200	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей	

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта  ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																									Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта		
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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>220 кВ</b>																																
29	Реконструкция ПС 220 кВ Пикалевская в части замены существующего трансформатора 60 МВА на трансформатор мощностью 125 МВА	Ленинградская	2019	125 МВА																								0	125	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Ленинградской энергосистемы
30	Реконструкция ПС 220 кВ Усинская в части установки третьего Т 40 МВА с увеличением трансформаторной мощности до 120 МВА	Республики Коми	2022	40 МВА																								0	40	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей энергосистемы Республики Коми
31	Реконструкция ПС 220 кВ Зеленоборск с увеличением трансформаторной мощности на 62 МВА до 126 МВА	Республики Коми	2022	2х63 МВА																								0	126	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей энергосистемы Республики Коми
<b>Итого по объектам реновации 330 кВ</b>					0	0	0	0	0	0	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	0			
<b>Итого по объектам реновации 220 кВ</b>					0	0	0	0	0	0	125	0	0	0	0	0	0	0	0	166	0	0	0	0	0	0	0	291	0			

	2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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>	1173,3	250	1190	346,3	700	75	482,5	2925	610	560,0	400	0	0	0	0	9	1166	0	4,15	0	0	2575	5441	1875		
<b>по 750 кВ</b>	450,0	0	660	0	0	0	133,1	2000	330	0	0	0	0	0	0	9	1000	0	0	0	0	592,1	3000	990		
<b>по 330 кВ</b>	723,3	250	530	52,0	700	0	317,4	800	280	560,0	400	0	0,0	0	0	0,0	0	0	4,15	0	0	1656,9	2150	810		
<b>по 220 кВ</b>	0,0	0,0	0,0	294,3	0,0	75,0	32,0	125,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	166,0	0,0	0,0	0,0	0,0	326,3	291	75		



**ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗУЕМЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ ПО РАЗВИТИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ, ВЫПОЛНЕНИЕ КОТОРЫХ С УЧЕТОМ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПЕРСПЕКТИВНОЙ РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ ЕЭС РОССИИ НЕОБХОДИМО ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОГНОЗНОГО СПРОСА НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) В ЕЭС РОССИИ, ПРЕДУСМОТРЕННОГО ПРОГРАММОЙ РАЗВИТИЯ ЕЭС РОССИИ, НАДЕЖНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЕЭС РОССИИ И КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В НЕЙ, КОТОРЫЕ СООТВЕТСТВУЮТ ТРЕБОВАНИЯМ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ И ИНЫМ ОБЯЗАТЕЛЬНЫМ ТРЕБОВАНИЯМ, А ТАКЖЕ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СНИЖЕНИЯ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И СИСТЕМНЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ НА ЦЕНЫ, СКЛАДЫВАЮЩИЕСЯ НА РЫНКАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, И ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ К ОБЕСПЕЧЕНИЮ РЕГУЛИРОВАНИЯ (КОМПЕНСАЦИИ) РЕАКТИВНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ ЗА ПЕРИОД 2017 - 2023 ГОДОВ ПО 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
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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 кВ</b>																																	
1	Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Донская - Старый Оскол № 2 ориентировочной протяженностью 92 км (1x92 км) с реконструкцией ПС 500 кВ Старый Оскол в части установки линейной ячейки 500 кВ	Воронежская, Белгородская	2018	92 км				92																					92	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение выдачи мощности блока №2 (1150 МВт) Нововоронежской АЭС-2
<i>Итого по 500 кВ для выдачи мощности АЭС</i>					0	0	0	92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	92	0	0		
<b>220 кВ</b>																																	
2	Строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Донская - Бутурлиновка ориентировочной протяженностью 120,3 км (1x120,3 км) со строительством ПС 220 кВ Бутурлиновка трансформаторной мощностью 125 МВА	Воронежская	2018	120,3 км, 125 МВА				120,3	125																				120,3	125	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение выдачи мощности блока №2 (1150 МВт) Нововоронежской АЭС-2
<i>Итого по 220 кВ для выдачи мощности АЭС</i>					0	0	0	120,3	125	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120,3	125	0		
<i>Итого по 500 кВ для выдачи мощности электростанций</i>					0	0	0	92	0	0	0	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 электростанций</i>					0	0	0	120,3	125	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120,3	125	0		
<b>Межсистемные линии электропередачи</b>																																	
Реконструкция ОРУ 750 кВ ЛАЭС с установкой второго																																	
3	Строительство одноцепной ВЛ 750 кВ Ленинградская - Белозерская ориентировочной протяженностью 450 км (1x450 км) (объемы учтены в ОЭС Северо-Запада)	Ленинградская Вологодская	2017	450 км 2xШПР- 330																												ПАО "ФСК ЕЭС"	Усиление межсистемной связи ОЭС Северо-Запада - ОЭС Центра
<b>330 кВ</b>																																	
4	Строительство одноцепной ВЛ 330 кВ Новоскольниковки - Талашкино ориентировочной протяженностью 262,4 км (1x262,4 км) (объемы учтены в ОЭС Северо-Запада)	Псковская, Смоленская	2017	262,4 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	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	0		
<b>Объекты для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</b>																																	
<b>500 кВ</b>																																	
5	Реконструкция ПС 500 кВ Старый Оскол в части установки третьего автотрансформатора 500/110 кВ мощностью 250 МВА (1x250 МВА)	Белгородская	2017	250 МВА				250																		0	250	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения Стойленского ГОК и ООО "Грин Хаус"			

№	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
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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		
6	Строительство ПС 500 кВ Белобережская трансформаторной мощностью 1002 МВА (2x3x167 МВА) со строительством заходов существующей ВЛ 500 кВ Новобрянская - Елецкая на ПС 500 кВ Белобережская суммарной ориентировочной протяжённостью 4,35 км (1,55 км и 2,8 км)	Брянская	2017	2x501 МВА, 1,55 км, 2,80 км	4,35	1002																					4,35	1002	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей Брянской области		
	Строительство одноцепных ВЛ 220 кВ Белобережская - Цементная ориентировочной протяжённостью 51 км, ВЛ 220 кВ Белобережская - Машзавод ориентировочной протяжённостью 57,2 км, ВЛ 220 кВ Белобережская - Брянская ориентировочной протяжённостью 71,2 км			51,00 км, 57,20 км, 71,20 км	179,4																												
7	Строительство ПС 500 кВ Обнинская трансформаторной мощностью 501 МВА (3x167 МВА) со строительством одноцепной ВЛ 500 кВ Калужская - Обнинская ориентировочной протяжённостью 14,2 км (1x14,2 км)	Калужская	2019	501 МВА 14,2 км						14,2	501																14,2	501	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей в северной части Калужской области (Индустриальный парк Ворсино и др.).		
8	Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Обнинск - Созвездие ориентировочной протяжённостью 40 км (2x20 км)		2019	2x20 км							40																	40	0			0	
<b>220 кВ</b>																																	
9	Строительство заходов двух цепей ВЛ 220 кВ Липецкая – Металлургическая на ПС 220 кВ Казинка суммарной ориентировочной протяжённостью 0,98 км (2x0,26 км и 2x0,23 км)	Липецкая	2017	2x0,26 км 2x0,23 км	0,98																						0,98	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения АО "ОЭЗ ППТ "Липецк"		
10	Строительство ПС 220 кВ Казинка трансформаторной мощностью 500 МВА (2x250 МВА)	Липецкая	2017	2x250 МВА		500																					0	500	0	АО "ОЭЗ ППТ "Липецк"			
11	Строительство ПС 220 кВ Сталь трансформаторной мощностью 263 МВА (63 МВА, 2x80/125 МВА) и ВЛ 220 кВ Металлургическая – Сталь I, II цепь ориентировочной протяжённостью 6 км (2x3 км)	Тульская	2017	63 МВА 2x80/125 МВА 2x3 км	6	243																					6	243	0	ООО "Тулачермет- Сталь"	Обеспечение технологического присоединения ООО "Тулачермет-Сталь"		
12	Реконструкция ПС 220 кВ Созвездие (Ворсино) с увеличением трансформаторной мощности на 250 МВА до 500 МВА	Калужская	2017	250 МВА		250																					0	250	0	ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	Обеспечение технологического присоединения потребителей в северной части Калужской области		
13	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Мирная - Метзавод (Кедрово) на ПС 220 кВ Созвездие ориентировочной протяжённостью 2,48 км		2017	2,48 км	2,48																							2,48	0	0		ПАО "ФСК ЕЭС"	

№	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
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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		
14	Реконструкция ПС 220 кВ Машзавод в части установки второго АТ 220/110 кВ с увеличением трансформаторной мощности на 125 МВА до 250 МВА	Брянская	2018	125 МВА					125																				0	125	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей Брянской области
15	Реконструкция ПС 220 кВ Метзавод с увеличением трансформаторной мощности на 180 МВА до 560 МВА	Калужская	2021	180 МВА														180											0	180	0	ООО "НЛМК - Калуга"	Обеспечение технологического присоединения ООО "НЛМК - Калуга"
<i>Итого по 500 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</i>					4,35	1252	0	0	0	0	14,2	501	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18,55	1753	0		
<i>Итого по 220 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</i>					188,86	993	0	0	125	0	40	0	0	0	0	0	180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	228,86	1298	0		
<b>Для снятия сетевых ограничений (повышения пропускной способности электрической сети) и обеспечения надежности электроснабжения существующих потребителей 220 кВ</b>																																	
16	Строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Грибово - Победа ориентировочной протяженностью 140 км (1х140 км) с реконструкцией ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Победа	Тверская, Московская	2022	140 км																						140			140	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей южной части Тверской области.
<i>Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений (повышения пропускной способности электрической сети) и обеспечения надежности электроснабжения существующих потребителей</i>					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	140	0	0	0	0	0	0	0	0	140	0	0		
<b>Объекты реновации с увеличением трансформаторной мощности 330 кВ</b>																																	
17	Реконструкция ПС 330/220/110/10 кВ Талашкино с заменой существующих АТ 330/100 кВ мощностью 125 МВА на АТ мощностью по 200 МВА с увеличением трансформаторной мощности до 900 МВА	Смоленская	2017	2x200 МВА 2x250 МВА		900																							0	900	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Смоленской области.
18	Реконструкция ПС 330 кВ Белгород с заменой существующего АТ 330/110 кВ с увеличением трансформаторной мощности на 115 МВт до 550 МВА	Белгородская	2019	250 МВА						250																			0	250	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение надежности электроснабжения существующих и обеспечение технологического присоединения новых потребителей электрической энергии Белгородской области
19	Реконструкция ПС 330 кВ Новая с заменой существующих АТ 330/110 кВ мощностью 2x125 МВА на АТ мощностью 2x200 МВА с увеличением трансформаторной мощности на 150 МВА до 400 МВА	Тверская	2023	2x200 МВА																					400				0	400	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение надежности электроснабжения существующих и обеспечение технологического присоединения новых потребителей электрической энергии Тверской 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
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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>																																	
20	Реконструкция ПС 220 кВ Латная, с заменой существующего АТ-2 220/110 кВ мощностью 125 МВА на 200 МВА с увеличением трансформаторной мощности на 75 МВт	Воронежская	2017	200 МВА		200																					0	200	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение надежности электроснабжения существующих и обеспечение технологического присоединения новых потребителей электрической энергии Воронежской области		
21	Реконструкция ГПП-5А с увеличением трансформаторной мощности на 46 МВА до 126 МВА (замена ТР 2х40 МВА на 2х63 МВА)	Вологодская	2017	63 МВА		63																					0	63	0	АО "ФосАгро-Череповец"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей		
22	Реконструкция ПС 220 кВ Пост-474-тяговая с увеличением трансформаторной мощности на 40 МВА до 80 МВА	Воронежская	2017	40 МВА		40																					0	40	0	ОАО "РЖД"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей		
23	Реконструкция ПС 220 кВ Орловская Районная с заменой АТ 220/110 кВ мощностью 2х125 МВА с увеличением мощности до 330 МВА и установкой БСК мощностью 2х26 Мвар	Орловская	2020	125 МВА 2х26 Мвар										250	52												0	250	52	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение надежности электроснабжения существующих и обеспечение технологического присоединения новых потребителей электрической энергии Орловской области		
24	Реконструкция ПС 220 кВ Брянская с заменой существующих АТ 220/110 кВ с увеличением трансформаторной мощности на 140 МВА до 500 МВА.	Брянская	2021	2х250 МВА																							0	500	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение надежности электроснабжения существующих и обеспечение технологического присоединения новых потребителей электрической энергии Брянской области		
25	Реконструкция ПС 220 кВ Ямская с заменой существующих АТ 220/110 кВ мощностью 2х125 МВА на 2х250 с увеличением трансформаторной мощности на 125 МВА до 580 МВА	Рязанская	2022	2х250 МВА																							0	500	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение надежности электроснабжения существующих и обеспечение технологического присоединения новых потребителей электрической энергии Рязанской 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
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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		
26	Реконструкция ПС 220 кВ Северная (Тула) в части установки АТ 220/110 с увеличением трансформаторной мощности на 200 МВА до 580 МВА	Тульская	2022	200 МВА																									0	200	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение надежности электроснабжения существующих и обеспечение технологического присоединения новых потребителей электрической энергии
27	Реконструкция ПС 220 кВ Южная с увеличением (Воронеж) в части установки АТ 220/110 с увеличением трансформаторной мощности на 30 МВт до 590 МВА и установкой БСК мощностью 109 Мвар	Воронежская	2022	2x250 МВА 54,5 Мвар																									0	590	109	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение надежности электроснабжения существующих и обеспечение технологического присоединения новых потребителей электрической энергии Воронежской области
<b>Итого по объектам реновации 330 кВ</b>					0	900	0	0	0	0	0	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	0	0	1550	0					
<b>Итого по объектам реновации 220 кВ</b>					0	303	0	0	0	0	0	0	0	250	52	0	500	0	0	1290	109	0	0	0	0	0	2343	161					

	2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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>193,21</b>	<b>3448</b>	<b>0</b>	<b>212,3</b>	<b>250</b>	<b>0</b>	<b>54,2</b>	<b>751</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>250</b>	<b>52</b>	<b>0</b>	<b>680</b>	<b>0</b>	<b>140</b>	<b>1290</b>	<b>109</b>	<b>0</b>	<b>400</b>	<b>0</b>	<b>599,71</b>	<b>7069</b>	<b>161</b>			
<b>по 500 кВ</b>	<b>4,35</b>	<b>1252</b>	<b>0</b>	<b>92</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>14,2</b>	<b>501</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>110,55</b>	<b>1753</b>	<b>0</b>			
<b>по 330 кВ</b>	<b>0</b>	<b>900</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>250</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>400</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1550</b>	<b>0</b>			
<b>по 220 кВ</b>	<b>188,9</b>	<b>1296,0</b>	<b>0,0</b>	<b>120,3</b>	<b>250,0</b>	<b>0,0</b>	<b>40,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>250,0</b>	<b>52,0</b>	<b>0,0</b>	<b>680,0</b>	<b>0,0</b>	<b>140,0</b>	<b>1290,0</b>	<b>109,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>489,2</b>	<b>3766,0</b>	<b>161,0</b>			

**ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗУЕМЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ ПО РАЗВИТИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ, ВЫПОЛНЕНИЕ КОТОРЫХ С УЧЕТОМ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПЕРСПЕКТИВНОЙ РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ ЭЭС РОССИИ НЕОБХОДИМО ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОГНОЗНОГО СПРОСА НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) В ЭЭС РОССИИ, ПРЕДУСМОТРЕННОГО ПРОГРАММОЙ РАЗВИТИЯ ЭЭС РОССИИ, НАДЕЖНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЭС РОССИИ И КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В НЕЙ, КОТОРЫЕ СООТВЕТСТВУЮТ ТРЕБОВАНИЯМ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ И ИНЫМ ОБЯЗАТЕЛЬНЫМ ТРЕБОВАНИЯМ, А ТАКЖЕ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СНИЖЕНИЯ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И СИСТЕМНЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ НА ЦЕНЫ, СКЛАДЫВАЮЩИЕСЯ НА РЫНКАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, И ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ К ОБЕСПЕЧЕНИЮ РЕГУЛИРОВАНИЯ (КОМПЕНСАЦИИ) РЕАКТИВНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ ЗА ПЕРИОД 2017 - 2023 ГОДОВ ПО МОСКОВСКОЙ ЭС**

№	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				
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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, ГАЭС</b>																																
<b>500 и 220 кВ</b>																																
1	Строительство двух одноцепных ВЛ 500 кВ Загорская ГАЭС-2 - Ярцево №1 и №2 ориентировочной протяженностью 60 км (2x30 км)	Московская	2019	2x30 км						60																	60	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение выдачи мощности Загорской ГАЭС-2	
	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС - Трубино на ПС 500 кВ Ярцево ориентировочной протяженностью 2 км (2x1 км)	Московская	2019	2x1 км						2																		2	0			0
	Строительство РУ 500 кВ на ПС 220 кВ Ярцево установкой двух АТГ 500/220 кВ суммарной мощностью 1002 МВА (2x3x167 МВА)	Московская	2019	2x501 МВА							1002																	0	1002			0
<b>Итого по 500 кВ для выдачи мощности ГАЭС</b>										62	1002																	62	1002	0		
<b>Для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</b>																																
<b>220 кВ</b>																																
2	Строительство заходов КВЛ 220 кВ ТЭЦ-20 - Академическая на ПС 220 кВ Котловка ориентировочной протяженностью 9 км (2x4,5 км)	Московская	2017	2x4,5 км	9																							9	0	0	АО "Энергокомплекс"	Обеспечение технологического присоединения потребителей г. Москвы
3	Строительство ПС 220/20 кВ Назарьево трансформаторной мощностью 200 МВА (2x100 МВА)	Московская	2017	2x100 МВА																								0	200	0	ООО "АкваСтройТЭК"	Обеспечение технологического присоединения ООО "АкваСтройТЭК"
4	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Радищево - Луч и ВЛ 220 кВ Радищево - Шмелево на ПС 220 кВ Назарьево суммарной ориентировочной протяженностью 4 км (4x1 км)	Московская	2017	4x1 км	4																							4	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	
5	Реконструкция ОРУ 750 кВ ЛАЭС с установкой второго АТ 750/330 кВ мощностью 1000 МВА	Московская	2019	1,46 км						1,46																		1,46	0	0	ПАО "МОЭСК"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей районов Солнцево, Перedelкино г. Москвы
6	Реконструкция ПС 110 кВ Битца с переводом на напряжение 220 кВ и установкой 600 МВА трансформаторных мощностей (2x200 МВА, 2x100 МВА)	Московская	2019	2x200 МВА 2x100 МВА						600																		0	600	0	АО "ОЭК"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей
7	Строительство КЛ 220 кВ ТЭЦ-26 - Битца №1, №2 ориентировочной протяженностью 10 км (2x5 км)	Московская	2019	2x5 км						10																		10	0	0	АО "ОЭК"	
8	Строительство ПС 220/110 кВ Хованская (Город 101) трансформаторной мощностью 700 МВА (2x250 МВА, 2x100 МВА)	Московская	2019	2x250 МВА 2x100 МВА						700																		0	700	0	ПАО "МОЭСК"	Обеспечение технологического присоединения потребителей присоединенных территорий г. Москвы
9	Строительство ЛЭП 220 кВ Лесная - Хованская I и II цепь ориентировочной протяженностью 2x10,1 км (2x10,1 км)	Московская	2019	2x10,1 км						20,2																		20,2	0	0	ПАО "МОЭСК"	



№	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	
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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			
10	Строительство КЛ 220 кВ Никулино – Хованская (Город 101) №1 и №2 ориентировочной протяженностью 30 км (2x15 км)	Московская	2019	2x15 км							30																						АО "Энергокомплекс"	Обеспечение технологического присоединения потребителей новых территорий г. Москвы
11	Строительство ПС 220/20 кВ Архангельская трансформаторной мощностью 200 МВА (2x100 МВА) с заходами КВЛ 220 кВ Очаково - Красногорская ориентировочной протяженностью 2 км (2x1 км)	Московская	2019	2x100 МВА							200																					ПАО "МОЭСК"	Обеспечение технологического присоединения АО "Рублево-Архангельское".	
				2x1 км																														
12	Строительство ПС 220 кВ Филимоново (Н. Подьячево) трансформаторной мощностью 400 МВА (2x200 МВА) с заходом ВЛ 220 кВ Радищево - Шуколово ориентировочной протяженностью 5 км (2x2,5 км)	Московская	2020	2x200 МВА 2x2,5 км																5	400											ПАО "МОЭСК"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей	
13	Строительство ПС 220 кВ Тютчево (Н. Пушкино) трансформаторной мощностью 400 МВА (2x200 МВА) с заходами ВЛ 220 кВ Новософрино-Уча ориентировочной протяженностью 10 км	Московская	2021	2x200 МВА 10 км																												ПАО "МОЭСК"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей Московской области	
14	Строительство КЛ 220 кВ Бутырки - Белорусская №1 и №2 ориентировочной протяженностью 10 км (2x5 км)	Московская	2020	2x5 км																												ПАО "МОЭСК"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей ЦАО г. Москвы	
15	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Ярцево - Радуга на ПС 220 кВ Дмитров ориентировочной протяженностью 30 км (2x15 км) с реконструкцией РУ 220 кВ ПС 220 кВ Дмитров	Московская	2022	2x15 км																												ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Московской области	
16	Строительство ПС 220/110/10 кВ Саввинская трансформаторной мощностью 500 МВА (2x250 МВА) с заходами ВЛ 220 кВ Слобода - Дорохово 1,2 ориентировочной протяженностью 0,8 км (4x0,2 км)	Московская	2023	2x250 МВА 4x0,2 км																												ПАО "МОЭСК"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей и обеспечение надежности электроснабжения потребителей г.о. Звенигород.	
<b>Итого по 220 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</b>																																		
<b>Для снятия сетевых ограничений (повышения пропускной способности электрической сети) и обеспечение надежности электроснабжения существующих потребителей</b>																																		
<b>500 кВ</b>																																		
17	Строительство заходов ВЛ 220 кВ ЦАГИ - Руднево и Ногинск - Руднево на ПС 500/220 кВ Каскадная ориентировочной протяженностью 1,14 км (4x0,286 км)	Московская	2018	4 x 0,286 км																												ПАО "МОЭСК"	Для электроснабжения потребителей Московской области, обеспечение возможности подключения новых потребителей	
18	Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Трубино (2 АТ 500/220 кВ; 2 АТ 220/110 кВ; 2 Т 220/10 кВ) с увеличением трансформаторной мощности на 148 МВА до 1700 МВА	Московская	2017-2018	2x500 МВА																												ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей северо-восточных районов г. Москвы и прилегающих районов Московской области	
				2x250 МВА 2x100 МВА																														



№	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						
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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
19	Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Чагино (2 АТ 500/220 кВ; 4 АТ 220/110 кВ; 2 Т 220/10 кВ) с увеличением мощности на 198 МВА до 2200 МВА	Московская	2017	2x500 МВА	1000																					0	1000	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей юго-восточных районов г. Москвы и прилегающих районов Московской области			
				250 МВА 2x100 МВА	450																										0	450	0
20	Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Ногинск (2 АТ 500/220 кВ; 4 АТ 220/110 кВ; 2 Т 220/10 кВ) с увеличением трансформаторной мощности на 745 МВА до 2200 МВА	Московская	2017-2018	2x500 МВА				1000																			0	1000	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей восточных районов г. Москвы и прилегающих районов Московской области		
				4x250 МВА 2x100 МВА	500			700																					0			1200	0
21	Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Пахра (2 АТ 500/220 кВ; 2 АТ 220/110 кВ; 2 Т 220/10 кВ) с увеличением трансформаторной мощности на 950 МВА до 1700 МВА	Московская	2019 - 2020	2x500 МВА										1000													0	1000	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей северных районов г. Москвы и прилегающих районов Московской области		
				2x250 МВА 2x100 МВА						500			200																0			700	0
<b>220 кВ</b>																																	
22	Строительство кабельных заходов ВЛ 220 кВ ТЭЦ-26 - Ясенево на ПС 220 кВ Бутово ориентировочной протяженностью 3 км (2x1,5 км)	Московская	2018	2x1,5 км					3																			3	0	0	ПАО "МОЭСК"	Обеспечение надежности электроснабжения существующих и обеспечение технологического присоединения новых потребителей.	
<b>Итого по 500 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей</b>					0	1000	0	0	2000	0	0	0	0	0	1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей</b>					0	1150	0	4	1200	0	0	500	0	0	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,14	3050	0		
<b>Объекты реновации с увеличением трансформаторной мощности</b>																																	
<b>220 кВ</b>																																	
23	Реконструкция ПС 220 кВ Ока с заменой двух трансформаторов 90 МВА и 160 МВА на трансформатор мощностью 200 МВА	Московская	2017	200 МВА		200																					0	200	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей южных районов Московской области		
24	Реконструкция ПС 220/110/10 кВ Пресня увеличение трансформаторной мощности с 500 МВА до 900 МВА (2x200 МВА)	Московская	2018	2x100 МВА				200																			0	200	0	ПАО "МОЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей		
25	Реконструкция ПС 220/110 кВ Красногорская увеличение трансформаторной мощности с 400 МВА до 600 МВА (2x100 МВА)	Московская	2018	2x100 МВА				200																			0	200	0	ПАО "МОЭСК"	Обеспечение технологического присоединения АО "Рублево-Архангельское".		
26	Реконструкция ПС 220 кВ Темпы с увеличением трансформаторной мощности с 250 МВА до 400 МВА (замена 2x125 МВА на 2x200 МВА)	Московская	2019	2x200 МВА							400																0	400	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей		

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта  ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																												Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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	Реконструкция ПС 220 кВ Гольяново увеличение трансформаторной мощности с 126 МВА до 200 МВА (замена 2х63 МВА на 2х100 МВА)	Московская	2020	2х100 МВА										200															0	200	0	ПАО "МОЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
28	Реконструкция ПС 220 кВ Луч с увеличением трансформаторной мощности с 250 МВА до 650 МВА (замена 2х125 МВА на 2х200 МВА, 2х125 МВА)	Московская	2020	2х200+2х125 МВА										650															0	650	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
29	Реконструкция ПС 220/10 кВ Владыкино с увеличением трансформаторной мощности с 126 МВА до 160 МВА (замена Т 2х63 МВА на 2х80 МВА)	Московская	2020	2х80 МВА										160															0	160	0	ПАО "МОЭСК"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей в р-не Отрадное, Останкинский.
30	Реконструкция ПС 220/110 кВ Бутырки с увеличением трансформаторной мощности с 126 МВА до 200 МВА (замена Т 2х63 МВА на 2х100 МВА)	Московская	2020	2х100 МВА										200															0	200	0	ПАО "МОЭСК"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
<b>Итого по объектам реновации 220 кВ</b>																																	
					0	200	0	0	400	0	0	400	0	0	1210	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2210	0		

					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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>					13	2550	0	4,1	3600	0	125,7	3402	0	15	2810	0	10	400	0	30	0	0	0,8	500	0	198,6	13262	0
<b>по 500 кВ</b>					0	1000	0	0	2000	0	62	1002	0	0	1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	62	5002	0
<b>по 220 кВ</b>					13	1550	0	4,1	1600	0	63,7	2400	0	15	1810	0	10	400	0	30	0	0	0,8	500	0	136,6	8260	0

**ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗУЕМЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ ПО РАЗВИТИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ, ВЫПОЛНЕНИЕ КОТОРЫХ С УЧЕТОМ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПЕРСПЕКТИВНОЙ РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ ЭЭС РОССИИ НЕОБХОДИМО ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОГНОЗНОГО СПРОСА НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) В ЭЭС РОССИИ, ПРЕДУСМОТРЕННОГО ПРОГРАММОЙ РАЗВИТИЯ ЭЭС РОССИИ, НАДЕЖНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЭС РОССИИ И КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В НЕЙ, КОТОРЫЕ СООТВЕТСТВУЮТ ТРЕБОВАНИЯМ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ И ИНЫМ ОБЯЗАТЕЛЬНЫМ ТРЕБОВАНИЯМ, А ТАКЖЕ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СНИЖЕНИЯ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И СИСТЕМНЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ НА ЦЕНЫ, СКЛАДЫВАЮЩИЕСЯ НА РЫНКАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, И ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ К ОБЕСПЕЧЕНИЮ РЕГУЛИРОВАНИЯ (КОМПЕНСАЦИИ) РЕАКТИВНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ ЗА ПЕРИОД 2017 - 2023 ГОДОВ ПО 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				
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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	Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС–Ростовская ориентировочной протяженностью 300 км (1х300 км) с расширением ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Ростовская на одну линейную ячейку 500 кВ	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>					300	0	180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
<b>ГЭС</b>																																					
<b>330 кВ</b>																																					
2	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Нальчик - Владикавказ-2 на Зарамагскую ГЭС ориентировочной протяженностью 60 км (2х30 км)	Северокавказская	2019	2х30 км						60																						60	0	0	Инвестор	Выдача мощности Зарамагской ГЭС (2х171 МВт).	
<b>Итого по 330 кВ для выдачи мощности ГЭС</b>					0	0	0	0	0	60	0	0	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>Итого по 500 кВ для выдачи мощности электростанций</b>					300	0	180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
<b>Итого по 330 кВ для выдачи мощности электростанций</b>					0	0	0	0	0	60	0	0	0	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>Реконструкция ОРУ 750 кВ ЛАЭС с установкой второго</b>																																					
<b>500 кВ</b>																																					
3	Реконструкция ПС 500 кВ Шахты в части установки третьего АТ 500/220 кВ мощностью 501 МВА (3х167 МВА) с увеличением трансформаторной мощности до 1753 МВА	Ростовская	2019	501 МВА							501																					0	501	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения Красносулинского металлургического комбината	
<b>330 кВ</b>																																					
4	Строительство ПС 330 кВ Солнечный дар трансформаторной мощностью 160 МВА (2х80 МВА) и заходов ВЛ 330 кВ Ставропольская ГРЭС - Ставрополь на ПС 330 кВ Солнечный дар ориентировочной протяженностью 2,2 км (2х1,1 км)	Ставропольская	2018, 2019	2х1,1 км 2х80 МВА				2,2	80																							2,2	160	0	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения ООО "Солнечный дар"	
5	Реконструкция ПС 500 кВ Невинномысск в части установки двух АТ 220/110 кВ суммарной мощностью 250 МВА (2х125 МВА)	Ставропольская	2020	2х125 МВА																												0	250	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения РИТ-парка в районе г. Невинномысск	
<b>220 кВ</b>																																					
6	Строительство ПС 220 кВ НЦЗ Горный трансформаторной мощностью 80 МВА (2х40 МВА) с отпайками от ВЛ 220 кВ Кубанская - Кирилловская и ВЛ 220 кВ Кубанская - Бужора ориентировочной протяженностью 2,2 км (2х1,1 км)	Кубанская	2019-2020	2х15 км						15				15																		30	0	0	ЗАО "НЦЗ Горный"	Обеспечение технологического присоединения ЗАО "НЦЗ Горный"	
				2х40 МВА								40				40																	0	80			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					
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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
7	Строительство ПС 220 кВ Восточная промзона трансформаторной мощностью 560 МВА (2x200 МВА и 2x80 МВА), строительство заходов ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат - Краснодарская ТЭЦ № 1 и 2 на ПС 220 кВ Восточная промзона ориентировочной протяженностью 16 км	Кубанская	2017	4x4 км	16																					16	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС", ОАО "Кубаньэнерго"	Обеспечение присоединения новых потребителей северо-восточной части г. Краснодара		
				2x200 МВА		400																									0	400
8	Строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Кубанская - Бужора ориентировочной протяженностью 70 км (1x70 км)	Кубанская	2017	70 км	70																							70	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей и обеспечения надежности электроснабжения существующих потребителей
9	Строительство ВЛ 220 кВ Ростовская - Генеральская I и II цепь ориентировочной протяженностью 32 км (2x16 км)	Ростовская	2017	2x16 км	32																							32	0	0	ООО "КЭСК"	Обеспечение технологического присоединения КЭСК ("Коммунальная энерго-сервисная компания")
	Строительство ПС 220 кВ Генеральская трансформаторной мощностью 250 МВА (2x125 МВА)					250																							0	250		
10	Строительство ВЛ 220 кВ Шахты - Красносулинский Металлургический Комбинат (КМК) ориентировочной протяженностью 42 км (2x21 км)	Ростовская	2018 2019	2x21 км			42																					42	0	0	ООО "Красносулимск ий Металлургическ ий Комбинат"	Обеспечение технологического присоединения Красносулинского Металлургического Комбината.
	Строительство ПС 220 кВ Красносулинский Металлургический Комбинат (КМК) трансформаторной мощностью 606 МВА (2x160 МВА, 2x80 МВА, 2x63 МВА, 160 МВА)					446		160																					0	606		
11	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кубанская - Афипиская на ПС 220 кВ Ильская ориентировочной протяженностью 3 км (2x1,5 км)	Кубанская	2023	2x1,5 км																		3						3	0	0	ООО "Ильский НПЗ"	Обеспечение технологического присоединения ООО "Ильский НПЗ"
	Строительство ПС 220 кВ Ильская трансформаторной мощностью 126 МВА (2x63 МВА)																								126			0	126	0		
12	Строительство ВЛ 220 кВ Афипиская - Афипиский НПЗ ориентировочной протяженностью 3 км	Кубанская	2017	3 км	3																							3	0	0	ООО "Афипиский НПЗ", ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения ООО "Афипиский НПЗ"
13	Строительство ПС 220 кВ Ново-Лабинская трансформаторной мощностью 330 МВА (2x125 МВА и 2x40 МВА)	Кубанская	2018	2x125 МВА				250																				0	250	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей и обеспечение надежности электроснабжения существующих потребителей Усть-Лабинского энергоузла Кубанской энергосистемы
14	Реконструкция ПС 220 кВ Вышестеблиевская в части установки третьего АТ 220/110 кВ мощностью 125 МВА с увеличением трансформаторной мощности до 375 МВА	Кубанская	2019	125 МВА							125																	0	125	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей Таманского полуострова
15	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Бужора - Вышестеблиевская на ПС 500 кВ Тамань ориентировочной протяженностью 3 км (2x1,5 км)	Кубанская	2019	2x1,5 км						3																		3	0	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						
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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								
16	Строительство ПС 220 кВ КУБ-С трансформаторной мощностью 126 МВА (2x63 МВА)	Кубанская	2019, 2021	2x63 МВА																															0	126	0	ООО "КУБ-С"	Обеспечение технологического присоединения ООО "КУБ-С"
17	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Тихорецкая - Витаминкомбинат на ПС 220 кВ КУБ-С ориентировочной протяженностью 0,2км (2x0,1 км)	Кубанская	2019	2x0,1 км																														0,2	0	0	ООО "КУБ-С"	Обеспечение технологического присоединения ООО "КУБ-С"	
18	Строительство ПС 220 кВ Порт трансформаторной мощностью 200 МВА (2x100 МВА)	Кубанская	2018	2x200 МВА																														0	400	0	ПАО "Кубаньэнерго"	Обеспечение технологического присоединения ФКУ "Ространсmodernизация"	
19	Строительство ВЛ 220 кВ Тамань - Порт ориентировочной протяженностью 108 км (2x54 км)	Кубанская	2018	2x54 км																														108	0	0	ПАО "Кубаньэнерго"	Обеспечение технологического присоединения ФКУ "Ространсmodernизация"	
20	Строительство ПС 220 кВ Гостагаевская трансформаторной мощностью 50 МВА (2x25 МВА)	Кубанская	2018	2x25 МВА																														0	50	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей	
21	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Вышестеблиевская - Бужора на ПС 220 кВ Гостагаевская ориентировочной протяженностью 12 км (2x6 км)	Кубанская	2018	2x6 км																														12	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей	
22	Строительство ПС 220 кВ Киевская трансформаторной мощностью 80 МВА (2x40 МВА)	Кубанская	2018	2x40 МВА																														0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей	
23	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Бужора - НПС-8 на ПС 220 кВ Киевская ориентировочной протяженностью 8 км (2x4 км)	Кубанская	2018	2x4 км																														8	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей	
24	Строительство ПС 220 кВ Чекон трансформаторной мощностью 40 МВА (2x80 МВА)	Кубанская	2018	2x40 МВА																														0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей	
25	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Бужора - НПС-8 на ПС 220 кВ Чекон ориентировочной протяженностью 6 км (2x3 км)	Кубанская	2018	2x3 км																														6	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей	

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																						Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта						
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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					
26	Строительство ПС 220 кВ Донбитех трансформаторной мощностью 80 МВА (2x40 МВА)	Ростовская	2021	2x40 МВА																									0	80	0	ООО "Донские биотехно-гии"	Обеспечение технологического присоединения ООО "Донские биотехнологии"
27	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 - Волгодонск на ПС 220 кВ Донбитех ориентировочной протяженностью 2 км (2x1 км)	Ростовская	2021	2x1 км													2												2	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	
<i>Итого по 500 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</i>					0	0	0	0	0	0	0	501	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	501	0		
<i>Итого по 330 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</i>					0	0	0	2,2	80	0	0	80	0	0	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,2	410	0		
<i>Итого по 220 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</i>					121	650	0	176	1306	0	18,2	388	0	15	40	0	2	143	0	0	0	0	3	126	0	335,2	2653	0					
<b>Для снятия сетевых ограничений (повышения пропускной способности электрической сети) и обеспечения надежности электроснабжения существующих потребителей</b>																																	
<b>500 кВ</b>																																	
28	Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Ростовская - Шахты ориентировочной протяженностью 87,8 км (1x87,8 км) с расширением ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Ростовская на одну линейную ячейку 500 кВ	Ростовская	2019	87,8 км							87,8																		87,8	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Ростовской энергосистемы.
29	Строительство ВЛ 500 кВ Ростовская - Тамань ориентировочной протяженностью 500 км, увеличение трансформаторной мощности на ПС 500 кВ Тамань 501 МВА до 1503 МВА и установка средств компенсации реактивной мощности 360 Мвар (2xШПР-160 Мвар)	Ростовская, Кубанская	2017	500 км, 3-ий АТ 500/220 кВ 501 МВА, 2x ШПР-180 Мвар	500	501	360																						500	501	360	ФГБУ "РЭА" Минэнерго России	Обеспечение передачи мощности в энергосистему Республики Крым и г. Севастополь.
30	Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Невинномысск - Моздок ориентировочной протяженностью 265 км (1x265 км) и ПС 500 кВ Моздок трансформаторной мощностью 501 МВА (3x167 МВА)	Ставрополь - ская, Северокавказ - ская	2017	265 км 501 МВА УШПР-180	265																								265	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Усиление электрической сети ОЭС Юга в восточной и юго-восточной частях ОЭС Юга, повышение пропускной способности контролируемого сечения "Терек"
						501	180																			0	501	180					
<b>330 кВ</b>																																	
31	Строительство ПС 330 кВ Сунжа трансформаторной мощностью 250 МВА (2x125 МВА) и заходов ВЛ 330 кВ Моздок - Артем (ПС 330 кВ Гудермес) на ПС 330 кВ Сунжа суммарной ориентировочной протяженностью 44 км	Чеченская	2022	44 км 2x125 МВА																44									44	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей Чеченской Республики
																													0	250	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
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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		
41	Реконструкция ПС 220 кВ Крыловская с установкой АТ-2 220/110 кВ мощностью 125 МВА и увеличением трансформаторной мощности до 250 МВА	Кубанская	2018	125 МВА					125																	0	125	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения существующих потребителей			
42	Реконструкция ПС 220 кВ Аллюминиевая с установкой АТ 220/110 мощностью 2х250 МВА и увеличением трансформаторной мощности до 1363 МВА	Волгоградская	2021	2х250 МВА												500										0	500	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежного электроснабжения потребителей Волгоградской области.			
43	Реконструкция ПС 220 кВ Кировская с установкой АТ 220/110 мощностью 2х200 МВА и увеличением трансформаторной мощности до 560 МВА	Волгоградская	2017	2х200 МВА																						0	400	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей и обеспечение надежности электроснабжения существующих потребителей			
44	Реконструкция ПС 220 кВ Садовая с установкой АТ 220/110 мощностью 2х125 МВА и увеличением трансформаторной мощности до 282 МВА	Волгоградская	2017	2х125 МВА																						0	250	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей и обеспечение надежности электроснабжения существующих потребителей Волгоградской области			
<b>Итого по объектам реновации 500 кВ</b>					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	180	0	501	0	0	0	0	0	0	0	0	501	180					
<b>Итого по объектам реновации 330 кВ</b>					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	0					
<b>Итого по объектам реновации 220 кВ</b>					0	650	0	0	250	0	0	0	0	0	0	0	0	500	0	0	0	0	0	0	600	0	2000	0					

	2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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>	1361	2302	720	178,2	1636	0	166	969	0	15	815	180	2	1144	0	117,8	250	0	3	726	0	1843	7842	900			
<b>по 500 кВ</b>	1065	1002	720	0	0	0	87,8	501	0	0	0	180	0	501	0	0	0	0	0	0	0	1152,8	2004	900			
<b>по 330 кВ</b>	175	0	0	2	80	0	60	80	0	0	775	0	0	0	0	118	250	0	0	0	0	355,0	1185	0			
<b>по 220 кВ</b>	121,0	1300,0	0,0	176,0	1556,0	0,0	18,2	388,0	0,0	15,0	40,0	0,0	2,0	643,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	726,0	0,0	335,2	4653,0	0,0			

\* - строительство ВЛ определить по результатам проектирования внешнего электроснабжения полуострова 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			
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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

**Энергосистема Республики Крым**

Мероприятия для обеспечения надежности энергосистемы полуострова Крым																													
Для выдачи мощности электростанций																													
ТЭС																													
330 кВ																													
1	Строительство ВЛ 330 кВ Западно-Крымская - Севастополь ориентировочной протяженностью 100 км	Крым	2017	100 км	100																							Инвестор	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Республики Крым и города Севастополь
2	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Симферопольская - Севастополь на Севастопольскую ПГУ-ТЭС ориентировочной протяженностью 9,2 км (2x4,6 км)	Крым	2017	2x4,6 км	9,2																							Инвестор	Выдача мощности Севастопольской ПГУ-ТЭС
3	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Западно-Крымская - Севастополь на Севастопольскую ПГУ-ТЭС ориентировочной протяженностью 9,2 км (2x4,6 км)	Крым	2018	2x4,6 км		9,2																						Инвестор	Выдача мощности Севастопольской ПГУ-ТЭС
4	Реконструкция ПС 330 кВ Севастополь увеличение трансформаторной мощности с 450 МВА до 650 МВА (установка второго АТ 330/220 кВ)	Крым	2017	200 МВА	200																							Инвестор	Для исключения перегрузки сети 110 кВ и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей г. Севастополь
5	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Симферопольская - Джанкой на Симферопольскую ПГУ-ТЭС ориентировочной протяженностью 2,2 км (2x1,1 км)	Крым	2017	2x1,1 км	2,2																							Инвестор	Выдача мощности Симферопольской ПГУ-ТЭС
<b>Итого по 330 кВ для выдачи мощности ТЭС (п-ов Крым)</b>					<b>111,4</b>	<b>200</b>	<b>0</b>	<b>9,2</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>
Для снятия сетевых ограничений (повышения пропускной способности электрической сети) и обеспечения надежности электроснабжения существующих потребителей																													
220 кВ																													
6	Реконструкция ПС 220 кВ Феодосийская увеличение трансформаторной мощности с 188 МВА до 250 МВА (замена 63 МВА на 125 МВА)	Крым	2020	125 МВА									125															Инвестор	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Республики Крым и города Севастополь
7	Выполнение заходов и переустройства ВЛ 330 кВ Джанской - Каховская в ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Титан в ячейку присоединения ВЛ 220 кВ Титан - Каховская ориентировочной протяженностью 1 км	Крым	2017	1 км							1																	Инвестор	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Республики Крым и города Севастополь
<b>Итого 220 кВ для снятия сетевых ограничений (повышения пропускной способности электрической сети) и обеспечения надежности электроснабжения существующих потребителей</b>					<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</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>

																						Итого					
	2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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	км	МВА	Мвар			
<b>ВСЕГО, в т.ч.</b>	<b>111,4</b>	<b>200</b>	<b>0</b>	<b>9</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>125</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>121,6</b>	<b>325</b>	<b>0</b>
<b>по 330 кВ</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>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>120,6</b>	<b>200</b>	<b>0</b>
<b>по 220 кВ</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>125</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>1,0</b>	<b>125</b>	<b>0</b>

**ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗУЕМЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ ПО РАЗВИТИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ и ВЫШЕ, ВЫПОЛНЕНИЕ КОТОРЫХ С УЧЕТОМ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПЕРСПЕКТИВНОЙ РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ ЭЭС РОССИИ НЕОБХОДИМО ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОГНОЗНОГО СПРОСА НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) В ЭЭС РОССИИ, ПРЕДУСМОТРЕННОГО ПРОГРАММОЙ РАЗВИТИЯ ЭЭС РОССИИ И КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В НЕЙ, КОТОРЫЕ СООТВЕТСТВУЮТ ТРЕБОВАНИЯМ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ И ИНЫМ ОБЯЗАТЕЛЬНЫМ ТРЕБОВАНИЯМ, А ТАКЖЕ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СНИЖЕНИЯ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И СИСТЕМНЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ НА ЦЕНЫ, СКЛАДЫВАЮЩИЕСЯ НА РЫНКАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, И ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ К ОБЕСПЕЧЕНИЮ РЕГУЛИРОВАНИЯ (КОМПЕНСАЦИИ) РЕАКТИВНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ ЗА ПЕРИОД 2017 - 2023 ГОДОВ ПО ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ**

№	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				
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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 обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</b>																																					
<b>500 кВ</b>																																					
1	Реконструкция ПС 500 кВ Луч в части установки АТ 500/110 кВ мощностью 250 МВА	Нижегородская	2017	250 МВА		250																											0	250	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения существующих потребителей и обеспечение технологического присоединения новых потребителей в Нижегородском энергоузле
<b>220 кВ</b>																																					
2	Строительство КВЛ 220 кВ Бегитшево - ТАНЕКО ориентировочной протяженностью 9,2 км	Татарская	2017	9,2 км	9,2																												9,2	0	0	ОАО "Сетевая компания"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Закамского района
	<i>Итого по 500 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</i>				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	250	0				
	<i>Итого по 220 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</i>				9,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,2	0	0			
<b>Для снятия сетевых ограничений (повышения пропускной способности электрической сети) и обеспечения надежности электроснабжения существующих потребителей</b>																																					
<b>500 кВ</b>																																					
3	Реконструкция ПС 500 кВ Радуга в части установки шунтирующего реактора мощностью 180 Мвар	Нижегородская	2023	ШР-180																											180	0	0	180	ПАО "ФСК ЕЭС"	Нормализация уровней напряжения в сети 500 кВ	
<b>220 кВ</b>																																					
4	Реконструкция ОРУ 750 кВ ЛАЭС с установкой второго АТ 750/330 кВ мощностью 1000 МВА	Татарская	2018	2x223 км				446																									446	0	0	ОАО "Сетевая компания"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Казанского энергоузла, обеспечение технологического присоединения новых потребителей в г. Казань
	<i>Итого по 500 кВ для снятия сетевых ограничений (повышения пропускной способности электрической сети) и обеспечения надежности электроснабжения существующих потребителей</i>				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	180	0	0	180			
	<i>Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений (повышения пропускной способности электрической сети) и обеспечения надежности электроснабжения существующих потребителей</i>				0	0	0	446	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	446	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			
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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 реновации с увеличением трансформаторной мощности 220 кВ</b>																																	
5	Реконструкция ПС 220 кВ Нижнекамская с увеличением трансформаторной мощности на 100 МВА до 500 МВА	Татарская	2021	2x250 МВА																									0	500	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электрообеспечения потребителей Нижнекамского района, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
6	Реконструкция ПС 220 кВ Кинельская с увеличением трансформаторной мощности на 40 МВА до 400 МВА	Самарская	2023	2x200 МВА																									0	400	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электрообеспечения потребителей Кинельского района, обеспечение технологического присоединения новых потребителей
<b>Итого по объектам реновации 220 кВ</b>					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	500	0	0	0	0	0	400	0	0	900	0					

	2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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>	9,2	250	0	446	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	500	0	0	0	0	0	0	0	0	400	180	455,2	1150	180
<b>по 500 кВ</b>	0	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	180	0	250	180	
<b>по 220 кВ</b>	9,2	0	0	446	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	500	0	0	0	0	0	0	0	0	400	0	455,2	900	0

**ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗУЕМЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ ПО РАЗВИТИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ, ВЫПОЛНЕНИЕ КОТОРЫХ С УЧЕТОМ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПЕРСПЕКТИВНОЙ РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ ЭЭС РОССИИ НЕОБХОДИМО ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОГНОЗНОГО СПРОСА НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) В ЭЭС РОССИИ, ПРЕДУСМОТРЕННОГО ПРОГРАММОЙ РАЗВИТИЯ ЭЭС РОССИИ, НАДЕЖНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЭС РОССИИ И КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В НЕЙ, КОТОРЫЕ СООТВЕТСТВУЮТ ТРЕБОВАНИЯМ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ И ИНЫМ ОБЯЗАТЕЛЬНЫМ ТРЕБОВАНИЯМ, А ТАКЖЕ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СНИЖЕНИЯ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И СИСТЕМНЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ НА ЦЕНЫ, СКЛАДЫВАЮЩИЕСЯ НА РЫНКАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, И ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ К ОБЕСПЕЧЕНИЮ РЕГУЛИРОВАНИЯ (КОМПЕНСАЦИИ) РЕАКТИВНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ ЗА ПЕРИОД 2017 - 2023 ГОДОВ ПО ОЭС УРАЛА**

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Годы																					Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта				
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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>Для выдачи мощности ТЭС</b>																																
<b>500 кВ</b>																																
1	Реконструкция ОРУ 500 кВ Пермской ГРЭС с увеличением трансформаторной мощности на 801 МВА (3x267 МВА) до 2403 МВА (АТГ №2 500/220 кВ) и секционированием ОРУ 220 кВ	Пермская	2017	801 МВА	801																						0	801	0	ПАО "Интер РАО"	Выдача энергоблока №4 ПГУ 800 МВт Пермской ГРЭС	
<b>220 кВ</b>																																
2	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	2017	2x0,5 км	1																						1	0	0	ООО "БСК"	Выдача мощности блоков №1 и №2 ПГУ-210(Т) Затонской ТЭЦ	
3	Строительство КВЛ 220 кВ Затонская ТЭЦ - Затон ориентировочной протяженностью 6,4 км	Башкирская	2017	6,4 км	6,4																						6,4	0	0	ООО "БСК"		
4	Реконструкция ВЛ 220 кВ Пермская ГРЭС – Соболи 1, 2 с отпайками на ПС Искра, ВЛ 220 кВ Пермская ГРЭС – Владимирская 1, 2 и ВЛ 500 кВ Пермская ГРЭС – Калино 2 суммарной ориентировочной протяженностью 2,48 км	Пермская	2017	2,48 км	2,48																						2,48	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Выдача энергоблока №4 ПГУ 800 МВт Пермской ГРЭС	
<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	801,0	0,0				
<b>Итого по 220 кВ для выдачи мощности ТЭС</b>					9,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,9	0,0	0,0			
<b>Для обеспечения возможности присоединения новых потребителей и реализации выданных технических условий</b>																																
<b>500 кВ</b>																																
5	Реконструкция ОРУ 750 кВ ЛАЭС с установкой второго АТ 750/330 кВ мощностью 1000 МВА	Оренбургская	2017	501 МВА	501																						0	501	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей Западного энергорайона Оренбургской области	
6	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Красноармейская - Газовая на ПС 500 кВ Преображенская ориентировочной протяженностью 3,35 км (1,749 км и 1,6 км)			1,749 + 1,6 км	3,35																							3,35	0			0
7	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Бузулукская - Сорочинская на ПС 500 кВ Преображенская ориентировочной протяженностью 2,34 км (1,163 км и 1,175 км)			1,163 + 1,175 км	2,34																								2,34			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
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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	Строительство ПП 500 кВ Тобол с заходами ВЛ 500 кВ Иртыш-Демьянская ориентировочной протяженностью 0,8 км (2x0,4 км) и заходами ВЛ 500 кВ Тюмень-Нельм ориентировочной протяженностью 13,4 км (2x6,7 км)	Тюменская	2018	2x6,70 км 2x0,40 км				14,2																				14,2	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения ООО "Западно-Сибирский Нефтехимический комбинат"	
9	Строительство четырех ВЛ 500 кВ ПП Тобол - ПС 500 кВ Полимер (ЗапСиб) ориентировочной протяженностью 10,8 км (4x2,7 км)	Тюменская	2018	4x2,7км				10,8																			10,8	0	0				
10	Строительство ПС 500 кВ Полимер (ЗапСиб) трансформаторной мощностью 1000 МВА (4x250 МВА)	Тюменская	2018	4x250 МВА					1000																		0	1000	0	ОО "Западно- Сибирский Нефтехимиче- ский комбинат"			
<b>220 кВ</b>																																	
11	Строительство ПС 220 кВ Медная трансформаторной мощностью 200 МВА (2x100 МВА)	Челябинская	2017	2x100 МВА				200																			0	200	0	ЗАО "Русская медная компания"	Обеспечение технологического присоединения Томинского ГОКа		
12	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 - Шагол с отпайкой на ПС Исаково на ПС 220 кВ Медная ориентировочной протяженностью 6,38 км (3,148 км и 3,229 км)			3,148 км, 3,229 км	6,38																							6,38	0			0	
13	Строительство ПС 220 кВ Надежда трансформаторной мощностью 500 МВА (2x250 МВА)	Свердловская	2019, 2021	2x250 МВА								250															0	500	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей в г. Екатеринбурге		
14	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ - Южная на ПС 220 кВ Надежда ориентировочной протяженностью 12,7 км (2x6,35 км)	Свердловская	2019	2x6,35 км								12,7														12,7	0	0					
15	Строительство заходов ВЛ Среднеуральская ГРЭС - Первоуральская 1 цепь на ПС 220 кВ Трубиня суммарной ориентировочной протяженностью 7 км	Свердловская	2017	7 км	7																					7	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения ОАО "Первоуральский новотрубный завод"			
16	Строительство ПС 220кВ Лога трансформаторной мощностью 250 МВА (2x125 МВА)	Пермская	2021	2x125 МВА																						0	250	0	ПАО "Уралкалий"	Обеспечение технологического присоединения нового производства ПАО "Уралкалий"			
17	Строительство заходов ВЛ 220кВ Яйвинская ГРЭС-Северная №2 на ПС 220 кВ Лога ориентировочной протяженностью 68 км (2x34 км)			2x34									68														68	0			0		
18	Строительство ПС 220 кВ Строгановская трансформаторной мощностью 250 МВА (2x125 МВА)	Пермская	2017	2x125 МВА				250																		0	250	0	ПАО "Уралкалий"	Обеспечение технологического присоединения нового производства ПАО "Уралкалий"			
19	Строительство ВЛ 220 кВ Северная-Строгановская №1 и №2 ориентировочной протяженностью 50 км (2x25 км)			2x25 км	50																						50	0			0		
20	Строительство ПС 220 кВ ГПП Урал трансформаторной мощностью 206 МВА (2x40 МВА и 2x63 МВА)	Пермская	2018	2x40 МВА 2x63 МВА				206																		0	206	0	ЗАО "Верхнекам- ская Калийная Компания"	Обеспечение технологического присоединения нового производства (ЗАО "ВКК")			
21	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Яйвинская ГРЭС-Северная №3 на ПС 220 кВ ГПП Урал ориентировочной протяженностью 21,8 км (2x10,9 км)			2x10,9 км				21,8																			21,8	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			
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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
22	Строительство ПС 220 кВ Печная трансформаторной мощностью 126 МВА (2x63 МВА)	Кировская	2018	2x63 МВА					126																	0	126	0	ООО "Кировский металлургический завод"	Обеспечение технологического присоединения нового производства (ООО "Кировский металлургический завод")
23	Строительство захода ВЛ 220 кВ Фалёнки - Омутнинск №1 на ПС 220 кВ Печная ориентировочной протяженностью 100 км (2x50 км)			2x50 км				100																		100	0	0		
24	Строительство ПС 220 кВ Обогащительная трансформаторной мощностью 160 МВА (2x80 МВА)	Челябинская	2017	2x80 МВА																						0	160	0	АО "Михеевский ГОК"	Обеспечение технологического присоединения нового производства (АО "Михеевский ГОК")
25	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Михеевский ГОК – Карталы на ПС 220 кВ Обогащительная ориентировочной протяженностью 3 км (2x1,5 км)			2x1,5 км	3																					3	0	0		
26	Строительство ПС 220 кВ Вектор трансформаторной мощностью 250 МВА (2x125 МВА)	Тюменская	2017	2x125 МВА																						0	250	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Нефтеюганского энергоузлов и обеспечение технологического присоединения ООО "РН-Юганскнефтегаз".
27	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Пыть-Ях - Усть-Балык на ПС 220 кВ Вектор ориентировочной протяженностью 41,88 км (2x20,94 км)			2x20,94 км	41,88																					41,88	0	0		
28	Строительство ПС 220 кВ Исконная трансформаторной мощностью 125 МВА	Тюменская	2017	125 МВА																						0	125	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Уренгойского энергорайона и обеспечения технологического присоединения новых потребителей
29	Строительство захода одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС - Уренгой на ПС 220 кВ Исконная суммарной ориентировочной протяженностью 8,37 км (4,177 км и 4,19 км)			4,177 км 4,19 км	8,37																					8,37	0	0		
30	Строительство ПС 220 кВ Ермак трансформаторной мощностью 250 МВА (2x125 МВА) и мощностью средств компенсации реактивной мощности 126 Мвар (2xУШР-63 Мвар) на ПС 220 кВ Ермак	Тюменская	2018	2x125 МВА УШР 2x63 Мвар					250	126																0	250	126	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых объектов НПС нефтепровода Заполярье-Пурпе
31	Строительство заходов одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС - Мангазея на ПС 220 кВ Ермак суммарной ориентировочной протяженностью 160,6 км (80,4 км и 80,2 км)			1x80,4 км 1x80,2 км	160,6																					160,6	0	0		
32	Строительство ПС 220кВ Славянская трансформаторной мощностью 50 МВА (2x25 МВА)	Тюменская	2018	2x25 МВА					50																	0	50	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых объектов НПС нефтепровода Заполярье-Пурпе
33	Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Ермак - Славянская № 1, 2 суммарной ориентировочной протяженностью 270 км (2x135 км)			2x135 км	270																					270	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
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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		
34	Строительство ПС 220 кВ Лянтинская трансформаторной мощностью 250 МВА (2x125 МВА)	Тюменская	2018	2x125 МВА				250																			0	250	0	ООО "РН-Уватнефтегаз"	Обеспечение технологического присоединения электроустановок ООО "РН-Уватнефтегаз"		
35	Строительство ПС 220 кВ Пихтовая трансформаторной мощностью 126 МВА (2x63 МВА)			2x63 МВА УШР 2x63 Мвар				126	126																		0	126	126				
36	Строительство ВЛ 220 кВ Демьянская - Пихтовая I,II цепь ориентировочной протяженностью 358 км (2x179 км)			2x179 км				358																				358	0			0	
37	Строительство ПС 220 кВ Лянтинская - Пихтовая I,II цепь ориентировочной протяженностью 278 км (2x139 км)			2x139 км				278																					278			0	0
38	Строительство ПС 220 кВ Протозановская трансформаторной мощностью 126 МВА (2x63 МВА)			2x63 МВА				126																					0			126	0
39	Строительство захода одной цепи ВЛ 220 кВ Лянтинская - Пихтовая I,II цепь на ПС 220 кВ Протозановская ориентировочной протяженностью 5,14 км (2x2,57 км)			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>					3,4	501,0	0,0	25,0	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	0,0	0,0	28,4	1501,0	0,0					
<b>Итого по 220 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей и реализации выданных технических условий</b>					119,0	985,0	0,0	1193,5	1134,0	252,0	12,7	250,0	0,0	0,0	0,0	0,0	68,0	500,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1393,2	2869,0	252,0				
<b>Для снятия сетевых ограничений (повышения пропускной способности электрической сети) и обеспечения надежности электроснабжения существующих потребителей</b>																																	
<b>500 кВ</b>																																	
40	Перевод на номинальное напряжение 500 кВ ВЛ 220 кВ Витязь - Иртыш	Тюменская	2023	240 км																						240		240	0	0	АО "Тюменьэнерго"	Повышение пропускной способности электрических сетей Тюменской ЭС	
<b>220 кВ</b>																																	
41	Реконструкция ПС 220 кВ Бузулукская в части замены существующих АТ 2x125 МВА на 2x200 МВА с увеличением трансформаторной мощности на 150 до 400 МВА	Оренбургская	2017	2x200 МВА				400																			0	400	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Бузулукского энергорайона Оренбургской области		
<b>Итого по 500 кВ для снятия сетевых ограничений (повышения пропускной способности электрической сети) и обеспечения 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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	240,0	0,0	0,0	240,0	0,0	0,0			
<b>Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений (повышения пропускной способности электрической сети) и обеспечения надежности электроснабжения существующих потребителей</b>					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	0,0	400,0	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							
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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 реновации с увеличением трансформаторной мощности 500 кВ</b>																																		
42	Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская в части замены существующих АТ 125 МВА и 2х63 МВА на 2х200 МВА с увеличением трансформаторной мощности на 149 МВА	Тюменская	2023	2х200 МВА																								400		0	400	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов
<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	400	0	0	400	0		

	2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 г.			Итого		
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар
<i>ВСЕГО, в т.ч.</i>	132,2	2687	0	1218,5	2134	252	12,7	250	0	0,0	0	0	68,0	500	0	0,0	0	0	240	400	0	1671,4	5971	252
<i>по 500 кВ</i>	3,4	1302,0	0,0	25,0	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	240,0	400,0	0,0	268,4	2702,0	0,0
<i>по 220 кВ</i>	129	1385	0	1194	1134	252	13	250	0	0	0	0	68	500	0	0	0	0	0	0	0	1403	3269	252

**ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗУЕМЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ ПО РАЗВИТИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ, ВЫПОЛНЕНИЕ КОТОРЫХ С УЧЕТОМ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПЕРСПЕКТИВНОЙ РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ ЭЭС РОССИИ НЕОБХОДИМО ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОГНОЗНОГО СПРОСА НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) В ЭЭС РОССИИ, ПРЕДУСМОТРЕННОГО ПРОГРАММОЙ РАЗВИТИЯ ЭЭС РОССИИ, НАДЕЖНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЭС РОССИИ И КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В НЕЙ, КОТОРЫЕ СООТВЕТСТВУЮТ ТРЕБОВАНИЯМ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ И ИНЫМ ОБЯЗАТЕЛЬНЫМ ТРЕБОВАНИЯМ, А ТАКЖЕ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СНИЖЕНИЯ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И СИСТЕМНЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ НА ЦЕНЫ, СКЛАДЫВАЮЩИЕСЯ НА РЫНКАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, И ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ К ОБЕСПЕЧЕНИЮ РЕГУЛИРОВАНИЯ (КОМПЕНСАЦИИ) РЕАКТИВНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ ЗА ПЕРИОД 2017 - 2023 ГОДОВ ПО ОЭС СИБИРИ**

№	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	
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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 обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</b>																																		
<b>500 кВ</b>																																		
1	Реконструкция ПС 500 кВ Озерная с увеличением трансформаторной мощности на 1503 МВА (3x501 МВА) до 2004 МВА и установка средств компенсации реактивной мощности 600 Мвар	Иркутская	2019 2020 2021	3x501 МВА БСК 4x100 Мвар, УШП 2x 100 Мвар									501			501			501									0	1503	0	ОАО "ИЭСК"	Обеспечение технологического присоединения Тайшетского алюминиевого завода. ОАО "Иркутскэнерго"		
2	Строительство ВЛ 500 кВ Братский ПП - Озерная с расширением ОРУ 500 кВ Братского ПП ориентировочной протяженностью 230 км	Иркутская	2021	230 км																								230	0	0	ОАО "ИЭСК"	Обеспечение технологического присоединения Тайшетского алюминиевого завода. ОК "РУСАЛ"		
3	Строительство ПС 500 кВ Усть-Кут трансформаторной мощностью 501 МВА (3x167 МВА) и мощностью средств компенсации реактивной мощности 464 Мвар (1xУШП-180 Мвар, 1xШП-180 Мвар и 2xБСК-52 Мвар)	Иркутская	2018	501МВА, ШП 180 Мвар, УШП 180 Мвар																									0	501	360	ПАО "ФСК ЭЭС"		
			2017	БСК 2x52 Мвар																											0			0
4	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Якурим (ВЛ-574) (временно работает на напряжении 220 кВ) суммарной ориентировочной протяженностью 1,7 км в 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	1,7 км																										1,7	0	0	ОАО "ИЭСК"	Обеспечение надежности электроснабжения и технологическое присоединение новых потребителей Иркутской области, Республики Бурятия, БАМа и ТС ВСТО
5	Сооружение заходов ВЛ 220 кВ Коршуниха-Звездная на ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут ориентировочной протяженностью 2 км	Иркутская	2017	2 км	2																								2	0	0			
6	Сооружение заходов ВЛ 220 кВ Лена-Якурим на ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут ориентировочной протяженностью 2 км		2017	2 км	2																									2	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	
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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			
7	Строительство ПС 500 кВ Нижнеангарская трансформаторной мощностью 501 МВА (3x167 МВА) и мощностью средств компенсации реактивной мощности 180 Мвар (1xШПР-180 Мвар), строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Усть-Кут - Нижнеангарская и заходов ВЛ 220 кВ Северобайкальская - Кичера и ВЛ 220 кВ Северобайкальская - Ангоя на ПС 500 кВ Нижнеангарская суммарной ориентировочной протяженностью 290,5 км с расширением ПС 500 кВ Усть-Кут на одну линейную ячейку 500 кВ и установкой СКРМ 50 Мвар (2x25 Мвар).	Иркутская, Бурятская	2019	501 МВА, ШПР 180 Мвар, 290,5 км							290,5	501	180															290,5	501	180	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Иркутской области, Республики Бурятия и БАМа		
				УШПР 2x63 Мвар																													0	0
8	Строительство одноцепной ВЛ 220 кВ (в габаритах 500 кВ) Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут №2 ориентировочной протяженностью 300 км с расширением ПС 500 кВ Усть-Кут на одну линейную ячейку 500 кВ и СКРМ 180 Мвар.	Иркутская	2019	300 км, ШПР 180 Мвар							300		180																300	0	180	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Иркутской области, Республики Бурятия и БАМа	
<b>220 кВ</b>																																		
9	Строительство второй цепи ВЛ 220 кВ Ключи - Шелехово №2 ориентировочной протяженностью 1 км	Иркутская	2018	1 км				1																						1	0	0	ОАО "ИЭСК"	Усиление схемы внешнего электроснабжения ИркАЗа
10	Перевод ВЛ 220 кВ Шелехово – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка 1 цепь (ШБЦ-269) с ПС 220 кВ Шелехово на ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Ключи	Иркутская	2018	1 км				1																						1	0	0	ОАО "ИЭСК"	Усиление схемы внешнего электроснабжения ИркАЗа
11	Строительство 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	2018	11 км				11																						11	0	0	ОАО "ИЭСК"	Обеспечение технологического присоединения сталеплавильного завода в г. Братск (ПС 220 кВ СЭМЗ)
12	Строительство ПС 220 кВ Жерновская трансформаторной мощностью 126 МВА (2x63 МВА)	Кузбасская	2018	2x63 МВА								126																		0	126	0	ПАО "Новолипецкий металлургический комбинат"	Обеспечение технологического присоединения ПАО "Новолипецкий металлургический комбинат"
13	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Кузбасская - Жерновская №1 и №2 ориентировочной протяженностью 19,2 км (2x9,6)			2x9,6 км				19,2																							19,2	0		
14	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»	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Мамско-Чуйского и Бодайбинского районов Иркутской области и обеспечение технологического присоединения новых потребителей
15	Реконструкция ПС 220 кВ Мамакан с увеличением трансформаторной мощности на 125 МВА до 250 МВА и реконструкция ОРУ 220 кВ	Иркутская	2018	125 МВА								125																		0	125	0	ЗАО «Витимэнерго»	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Мамско-Чуйского и Бодайбинского районов Иркутской области и обеспечение технологического присоединения новых потребителей

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта  ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																						Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта									
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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						
16	Строительство ПП Дурген с заходами ВЛ 220 кВ Кызыльская - Чадан на ПП Дурген ориентировочной протяженностью 0,84 км (2x0,42 км)	Тывинская	2020	2x0,42 км										0,84																				ООО "ТЭПК"	Обеспечение технологического присоединения ООО "Тувинская Энергетическая Промышленная компания"	
17	Строительство ВЛ 220 кВ ПП Дурген-Элегестский ГОК ориентировочной протяженностью 0,02 км (2x0,01 км)	Тывинская	2020	2x0,01 км										0,02																			ООО "ТЭПК"	Обеспечение технологического присоединения ООО "Тувинская Энергетическая Промышленная компания"		
18	Строительство ПС 220 кВ Дурген трансформаторной мощностью 126 МВА (2x63 МВА)	Тывинская	2020	2x63 МВА											126														0	126	0		ООО "ТЭПК"	Обеспечение технологического присоединения ООО "Тувинская Энергетическая Промышленная компания"		
19	Строительство ВЛ 220 кВ Харанорская ГРЭС -Быстринская I и II цепь ориентировочной протяженностью 469,8 км (2x234,9)	Забайкальская	2017	2x234,9 км	469,8																								469,8	0	0		ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения Быстринского ГОКа		
20	Строительство ПС 220 кВ Быстринская трансформаторной мощностью 250 МВА (2x125 МВА)		2017	2x125 МВА		250																								0	250	0				ПАО "ФСК ЕЭС"
21	Строительство ВЛ 220 кВ Озерная-ТАЗ ориентировочной протяженностью 8 км (2x4 км)	Иркутская	2019 2020	4x2 км							4				4														8	0	0		ОАО "ИЭСК"	Обеспечение технологического присоединения расширяемой части Тайшетского алюминиевого завода		
22	Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Пеледуй - Сухой Лог № 1 и № 2 суммарной ориентировочной протяженностью 524 км (2x262 км)	Иркутская, Якутская	2018	2x262 км																										262	0	0		Инвестор, ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Мамско-Чуйского и Бодайбинского районов Иркутской области, БАМ и обеспечение технологического присоединения новых потребителей	
23	Строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Сухой Лог-Мамакан №2 ориентировочной протяженностью 169,9 км (1x169,9 км)	Иркутская	2018	169,9 км																									169,9	0	0		Инвестор, ПАО "ФСК ЕЭС"			Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Мамско-Чуйского и Бодайбинского районов Иркутской области, БАМ и обеспечение технологического присоединения новых потребителей
24	Строительство ПС 220 кВ Сухой Лог трансформаторной мощностью 126 МВА (2x63 МВА)	Иркутская	2018	2x63 МВА																									0	126	0					
25	Строительство ВЛ 220 кВ Пеледуй — НПС-9 № 1, №2 ориентировочной протяженностью 520 км (2x125 км от ПС 220 Пеледуй до НПС-10, перевод участка ВЛ 110 кВ НПС-10 - НПС-8 на напряжение 220 кВ и строительство заходов на НПС-9 270 км (2x135)	Якутская (ЗЭР) (ОЭС Востока) Иркутская (ОЭС Сибири)	2017	2x125 км, 2x135 км	520																								520	0	0			ПАО "Транснефть"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Мамско-Чуйского и Бодайбинского районов Иркутской области и обеспечение технологического присоединения новых потребителей, в том числе ТС ВСТО и ОАО "РЖД"	
26	Перевод временно работающей на напряжении 110 кВ ВЛ 220 кВ НПС-9 — НПС-8 № 1, № 2 на напряжение 220 кВ	Иркутская	2017	2x96 км	192																								192	0	0		ПАО "Транснефть"			Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Мамско-Чуйского и Бодайбинского районов Иркутской области и обеспечение технологического присоединения новых потребителей, в том числе ТС ВСТО и ОАО "РЖД"

№	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
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ НПС-7 - НПС-8 ориентировочной протяженностью 160 км с расширением ПС 220 кВ Тира на две линейные ячейки 220 кВ.	Иркутская	2018	2x137,9 км				275,8																			275,8	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Мамско-Чуйского и Бодайбинского районов Иркутской области и обеспечение технологического присоединения новых потребителей, в том числе ТС ВСТО и ОАО "РЖД"		
28	Строительство ПС 220 кВ НПС-9 трансформаторной мощностью 80 МВА (2x40 МВА) и мощностью средств компенсации реактивной мощности 50 Мвар (2x25 Мвар)	Иркутская	2017	2x40 МВА, УШР 2x25 Мвар		80	50																			0	80	50	ПАО "Транснефть"				
29	Строительство ПС 220 кВ НПС-8 трансформаторной мощностью 80 МВА (2x40 МВА)	Иркутская	2017	2x40 МВА		80																				0	80	0					
30	Строительство ВЛ 220 кВ Усть-Кут-НПС-6 № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 152 км (61,78 км и 61,85 км)	Иркутская	2017	61,78 км, 61,85 км	152																					152	0	0					
31	Строительство ПС 220 кВ НПС-6 трансформаторной мощностью 80 МВА (2x40 МВА)	Иркутская	2017	2x40 МВА		80																				0	80	0					
32	Строительство ВЛ 220 кВ НПС-6 - НПС-7 № 1 и №2 ориентировочной протяженностью 280 км (2x140 км)	Иркутская	2017	2x140 км	280																					280	0	0					
33	Строительство ПС 220 кВ НПС-7 трансформаторной мощностью 80 МВА (2x40 МВА)	Иркутская	2017	2x40 МВА		80																				0	80	0					
34	Строительство ВЛ 220 кВ Братский ПП - НПС-3 №1 и №2 ориентировочной протяженностью 60 км (2x30 км)	Иркутская	2017	2x30 км	60																					60	0	0	ПАО "Транснефть"				
35	Строительство ПС 220 кВ НПС-3 трансформаторной мощностью 80 МВА (2x40 МВА)	Иркутская	2017	2x40 МВА		80																				0	80	0					
36	Строительство ВЛ 220 кВ НПС-3 - НПС-2 № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 220 км (2x110 км)	Иркутская	2019	2x110 км				220																			220	0	0	ПАО "Транснефть"			
37	Строительство ПС 220 кВ НПС-2 трансформаторной мощностью 80 МВА (2x40 МВА)	Иркутская	2019	2x40 МВА				80																			0	80	0				
38	Строительство ВЛ 220 кВ Коршуниха-НПС-5 I и II цепь ориентировочной протяженностью 22 км (2x11 км)	Иркутская	2019	2x11 км				22																			22	0	0	ПАО "Транснефть"			
39	Строительство ПС 220 кВ НПС-5 трансформаторной мощностью 50МВА (2x25 МВА)	Иркутская	2019	2x25 МВА				50																			0	50	0				
40	Строительство ВЛ 220 кВ Означенное – Степная (участок от опоры 64 до ПС 220 кВ Степная) ориентировочной протяженностью 50,6 км	Хакасская	2020	50,6 км							50,6																50,6	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения Аскизского и Таштыпского районов Республики Хакасии, в том числе объектов ОАО "РЖД"		
41	Строительство ПС 220 кВ Степная трансформаторной мощностью 126 МВА (2x63 МВА)	Хакасская	2020	2x63 МВА										126												0	126	0					
42	Строительство ВЛ 220 кВ Чита 500-Озерный ГОК I и II цепь ориентировочной протяженностью 300 км (2x150 км)	Забайкальская, Бурятская	2018	2x150 км				300																			300	0	0	ООО "Озернинский ГОК"	Обеспечение надежности электроснабжения и обеспечение технологического присоединения новых потребителей в Еравнинском, Баунтовском, Хоринском и Кижингинском районах Республики Чита		
43	Строительство ПС 220 кВ Озерный ГОК трансформаторной мощностью 160 МВА (2x80 МВА)		2018	2x80 МВА				160																			0	160	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					
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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							
44	Строительство ПС 220 кВ Удоканский ГЭК трансформаторной мощностью 160 МВА (2x80 МВА)	Забайкальская	2019	2x80 МВА																														0	160	0	ООО "Байкальская горная компания"	Обеспечение технологического присоединения 1-й очереди Удоканского ГМК
45	Строительство ВЛ 220 кВ Чара – Удоканский ГЭК I, II цепь ориентировочной протяженностью 1 км (2x0,5 км)	Забайкальская	2019	2x0,5 МВА																													1	0	0			
46	Строительство ВЛ 220 кВ Чара - Блуждающий I, II цепь ориентировочной протяженностью 60 км (2x30 км)	Забайкальская	2021	2x30 км																														60	0	0	ООО "Байкальская горная компания"	Обеспечение технологического присоединения 2-й очереди Удоканского ГМК
47	Строительство ПС 220 кВ Блуждающий трансформаторной мощностью 250 МВА (5x50 МВА)	Забайкальская	2021	5x50 МВА																														0	250	0		
48	Строительство ПС 220 кВ СЭМЗ трансформаторной мощностью 180 МВА (2x40 МВА)	Иркутская	2018	2x40 МВА, 100 МВА																														0	80	0	ООО "СЭМЗ"	Обеспечение технологического присоединения сталеплавильного завода в г. Братск
49	Строительство отпаяк от ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - Заводская №1 и №2 ориентировочной протяженностью 2 км (2x1 км)	Иркутская	2018	2x1 км																													2	0	0			
50	Строительство ПС 220 кВ Metallurg трансформаторной мощностью 80 МВА (2x40 МВА)	Кузбасская	2017	2x40 МВА																														0	80	0	ООО "Регионстрой"	Обеспечение технологического присоединения объектов ООО "Регионстрой"
51	Строительство отпаяк от ВЛ 220 кВ Новокузнецкая – КМК-1 I, II цепь с отпайкой на ПС Опорная-9 ПС 220 кВ Metallurg ориентировочной протяженностью 5 км (2x2,5 км)	Кузбасская	2017	2x2,5 км	5																												5	0	0			
52	Строительство ПС 220 кВ Краслесинвест трансформаторной мощностью 80 МВА (2x40 МВА)	Красноярская	2018	2x40 МВА																														0	80	0	ЗАО «Краслесинвест»	Обеспечение технологического присоединения ЗАО «Краслесинвест»
53	Строительство ВЛ 220 кВ Приангарская – Краслесинвест I, II цепь ориентировочной протяженностью 23,5 км (2x11,75 км)	Красноярская	2018	2x11,75 км																													23,5	0	0			
54	Строительство ПС 220 кВ Сибирский магnezит трансформаторной мощностью 200 МВА (2x100 МВА)	Красноярская	2020	2x100 МВА																														0	200	0	ООО «Сибирский магnezит»	Обеспечение технологического присоединения ООО «Сибирский магnezит»
55	Строительство ВЛ 220 кВ Раздолинская – Сибирский магnezит I, II цепь ориентировочной протяженностью 10 км (2x5 км)	Красноярская	2020	2x5 км																													10	0	0			
56	Строительство ПС 220 кВ Рошинская трансформаторной мощностью 50 МВА (2x25 МВА)	Красноярская	2020	2x25 МВА																														0	50	0	ООО «ТЭПК»	Обеспечение технологического присоединения ООО «ТЭПК»
57	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Курагино тяговая –Ирбинская (Д-27) на ПС 220 кВ Рошинская ориентировочной протяженностью 11 км (2x5,5 км)	Красноярская	2020	2x5,5 км																													11	0	0			
58	Строительство ПС 220 кВ Арадан трансформаторной мощностью 25 МВА (2x50 МВА)	Красноярская	2020	2x25 МВА																														0	50	0	ООО «ТЭПК»	Обеспечение технологического присоединения ООО «ТЭПК»
59	Строительство с заходами ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран на ПС 220 кВ Арадан ориентировочной протяженностью 4 км (2x2 км)	Красноярская	2020	2x2 км																													4	0	0			
60	Строительство ПС 220 кВ Кантат трансформаторной мощностью 80 МВА (2x40 МВА)	Красноярская	2021	2x40 МВА																														0	80	0	ФГУП «НО РАО»	Обеспечение технологического присоединения ФГУП «НО РАО»
61	Строительство ВЛ 220 кВ Узловая – Кантат № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 70,4 км (2x35,2 км)	Красноярская	2021	2x35,2 км																													70,4	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																													
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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																															
62	Строительство ВЛ 220 кВ Ангара – БоАЗ № 4 ориентировочной протяженностью 4,5 км	Красноярская	2020	4,5 км										4,5																				4,5	0	0	ЗАО «Богучанский алюминиевый завод»	Обеспечение технологического присоединения ЗАО «Богучанский алюминевый завод»																								
63	Строительство ПС 220 кВ Чудничный трансформаторной мощностью 80 МВА (2x40 МВА)	Иркутская	2019	2x40 МВА																														0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технической возможности для подключения новых энергопринимающих устройств РЖД в рамках программы Восточного полигона																								
64	Строительство с заходом ВЛ 220 кВ Якурим – Ния на ПС 220 кВ Чудничный ориентировочной протяженностью 3 км (2x1,5 км)	Иркутская	2019	2x1,5 км							3																						3	0	0	ОАО "ИЭСК"																										
65	Строительство ПС 220 кВ Небель трансформаторной мощностью 80 МВА (2x40 МВА)	Иркутская	2019	2x40 МВА																														0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технической возможности для подключения новых энергопринимающих устройств РЖД в рамках программы Восточного полигона																								
66	Строительство с заходом ВЛ 220 кВ Звездная – Киренга на ПС 220 кВ Небель ориентировочной протяженностью 3 км (2x1,5 км)	Иркутская	2019	2x1,5 км																													3	0	0	ОАО "ИЭСК"																										
67	Строительство ПС 220 кВ Малая Елань трансформаторной мощностью 80 МВА (2x40 МВА) и строительство отпаяк от существующей ВЛ 220 кВ Иркутская - Шелехово ориентировочной протяженностью 2 км (2x1 км)	Иркутская	2018	2x40 МВА, 2x1 км																														2	80	0	ЗАО "АЗГИ"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ЗАО "АЗГИ"																								
68	Реконструкция ПС 220 кВ Светлая с увеличением трансформаторной мощности на 126 МВА (2x63 МВА) до 189 МВА	Иркутская	2017	2x63 МВА																													0	126	0	ОАО "ИЭСК"	Обеспечение технической возможности для подключения новых потребителей в Шелеховском районе																									
<b>Итого по 500 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</b>																																		0	0	0	1,7	501	360	590,5	1002	360	0	501	0	230	501	0	0	0	0	0	0	0	0	0	822,2	2505	720			
<b>Итого по 220 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</b>																																			1682,8	856	154	1067,4	827	0	253	450	426	84,96	552	300	130,4	330	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3218,6	3015	880		

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта  ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	2017 г.																					2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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 снятия сетевых ограничений (повышения пропускной способности электрической сети) и обеспечения надежности электроснабжения существующих потребителей</b>																																																
<b>220 кВ</b>																																																
69	Строительство ПС 500 кВ Восход в части РУ 220 кВ со строительством заходов ВЛ 220 кВ Ульяновская-Московка суммарной ориентировочной протяженностью 28,8 км (2x14,4 км)	Омская	2017	2x14,4км	28,5																														28,5	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Омской энергосистемы									
70	Строительство ПС 500 кВ Восход в части РУ 220 кВ со строительством заходов ВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-4 - Татарская суммарной ориентировочной протяженностью 20,4 км (2x10,2 км)	Омская	2017	2x10,2км	20,4																														20,4	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Омской энергосистемы									
71	Строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Туран-Кызыльская №2 ориентировочной протяженностью 270 км с реконструкцией РУ 220 кВ ПС 220 кВ Шушунская-опорная в части установки шунтирующего реактора 100 Мвар (1хШР-100 Мвар) и реконструкцией РУ 220 кВ ПС 220 кВ Кызыльская в части установки шунтирующего реактора 100 Мвар (1хШР-100 Мвар)	Красноярская, Тывинская	2022	270 км																																270	0	0	Инвестор	Обеспечение надежности электроснабжения юга Тывинской энергосистемы и обеспечение технологического присоединения новых потребителей								
				2x100 Мвар																																		200			0	200						
72	Строительство второй ВЛ 220 кВ Междуреченская - Степная ориентировочной протяженностью 315 км.	Хакасская, Кузбасская	2020	315 км																																	315	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС", ОАО "РЖД"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей на юге Кузбасской энергосистемы (объекты РЖД)							
73	Строительство ПС 220 кВ Багульник трансформаторной мощностью 250 МВА (2x125 МВА)	Забайкальская	2019	2x125 МВА																																		0	250	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения г. Читы (технологическое присоединение ПАО "МРСК Сибири")						
74	Строительство ВЛ 220 кВ Маккаево - Чита-500 №1 и №2, с заходом одной цепи на ПС 220 кВ Багульник суммарной ориентировочной протяженностью 236,4 км (2x118,2 км)		2019	2x118,2 км									236,4																										236,4	0			0					
75	Строительство ПС 220 кВ Жарки трансформаторной мощностью 400 МВА (2x200 МВА)	Красноярская	2018	2x200 МВА																																			0	200	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения г. Красноярск, обеспечение технологического присоединения новых потребителей и обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима					
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ на ПС 220 кВ Жарки суммарной ориентировочной протяженностью 7,55 км			7,55 км																																				7,55	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	
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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			
7	Строительство ПС 220 кВ Тамбовка (Журавли) трансформаторной мощностью 126 МВА (2x63 МВА)	Амурская	2019	2x63 МВА																								0	126	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей района г. Благовещенск		
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Благовещенская-Варваровка на ПС 220 кВ Тамбовка (Журавли) ориентировочной протяженностью 2 км (2x1 км)			2x1 км																													2	0
8	Строительство ПС 220 кВ Артем трансформаторной мощностью 250 МВА (2x125 МВА)	Приморская	2020	2x125 МВА										250															0	250	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Присоединение жилой застройки фонда РЖС в п. Трудовое	
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Владивосток - Волна на ПС 220 кВ Артем ориентировочной протяженностью 2 км (2x1 км)			2x1 км										2																	2			0
9	Строительство ПС 220 кВ Черепаха трансформаторной мощностью 126 МВА (2x63 МВА)	Приморская	2022	2x63 МВА																								0	126	0	АО "Корпорация развития Приморского края"	Обеспечение технологического присоединения игровой зоны «Приморье» в Приморском крае, г. Артем в бухте Муравьиная		
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Владивосток - Зеленый Угол на ПС 220 кВ Черепаха ориентировочной протяженностью 2,6 км (2x1,3 км)			2x1,3 км																													2,6	0
10	Строительство ПС 220 кВ НПС-29 трансформаторной мощностью 50 МВА (2x25 МВА)	Амурская	2017	2x25 МВА																									0	50	0	ПАО "Транснефть"	Обеспечение технологического присоединения ТС ВСТО	
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нижне-Бурейская ГЭС – Архара II цепь в РУ 220 кВ ПС 220 кВ НПС-29 ориентировочной протяженностью 60 км (2x30 км)			2x30 км	60																													60
11	Строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Февральская - Рудная ориентировочной протяженностью 174 км (1x174 км) с расширением РУ 220 кВ ПС 220 кВ Февральская на одну линейную ячейку 220 кВ	Амурская	2017	174 км	174																									174	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения ООО "Албынский Рудник"
	Строительство ПС 220 кВ Рудная трансформаторной мощностью 63 МВА (1x63 МВА) и мощностью средств компенсации реактивной мощности 52 Мвар (2xБСК-26 Мвар)			1x63 МВА 2xБСК-26 Мвар		63	52																									0		
12	Строительство ВЛ 220 кВ Пеледуй - НПС-9 №1 и №2 (объемы учтены в ОЭС Сибири) ориентировочной протяженностью	Якутская (ЗЭР) (ОЭС Востока) Иркутская (ОЭС Сибири)	2017	2x125 км 2x135 км																									0	0	0	ПАО "Транснефть"	Обеспечение технологического присоединения ПС 220 кВ НПС-9 (Рассоха) (ОЭС Сибири) ТС ВСТО к энергосистеме Республики Саха (Якутия)	
13	Строительство ПС 220 кВ Восточный НХК трансформаторной мощностью 500 МВА (2x250 МВА)	Приморская	2020	2x250 МВА											500														0	500	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения Восточного НХК	
	Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Лозовая - Восточный НХК №1 и №2 суммарной ориентировочной протяженностью 60 км (2x30 км)			2x30 км											60																			60
14	Строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - НПС-19 - Нижний Куранах (№ 3) ориентировочной протяженностью 290 км (1x290 км)	Якутская (ЮЭР)	2019	290 км								290																		290	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения объектов ТС ВСТО

№	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
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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		
15	Строительство ПС 220 кВ НПС-23 трансформаторной мощностью 50 МВА (2x25 МВА)	Амурская	2019	2x25 МВА																							0	50	0	ПАО "Транснефть"	Обеспечение технологического присоединения ТС ВСТО		
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Ключевая - Сиваки на ПС 220 кВ НПС-23 ориентировочной протяженностью 4 км (2x2 км)			2x2 км																									4			0	0
16	Строительство ПС 220 кВ НПС-26 трансформаторной мощностью 50 МВА (2x25 МВА)	Амурская	2019	2x25 МВА																							0	50	0	ПАО "Транснефть"	Обеспечение технологического присоединения ТС ВСТО		
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Амурская-Короли/т с отпайкой на ПС Белогорск на ПС 220 кВ НПС-26 ориентировочной протяженностью 4 км (2x2 км)			2x2 км																									4			0	0
17	Строительство ПС 220 кВ НПС-32 трансформаторной мощностью 50 МВА (2x25 МВА)	Хабаровская	2019	2x25 МВА																							0	50	0	ПАО "Транснефть"	Обеспечение технологического присоединения ТС ВСТО		
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Хабаровская - Биробиджан №1 с отпайкой на ПС Икура/т на ПС 220 кВ НПС-32 ориентировочной протяженностью 4 км (2x2 км)			2x2 км																									2			0	0
18	Строительство ПС 220 кВ НПС-1 трансформаторной мощностью 20 МВА (2x10 МВА)	Хабаровская	2017	2x10 МВА		20																					0	20	0	ПАО "Транснефть"	Обеспечение технологического присоединения объектов ТС ВСТО - Комсомольский НПЗ		
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Хабаровская - Старт №1 на ПС 220 кВ НПС-1 ориентировочной протяженностью 2,6 км (2x1,3 км)			2x1,3 км	2,6																								2,6			0	0
19	Строительство ПС 220 кВ НПС-2 трансформаторной мощностью 20 МВА (2x10 МВА) и мощностью средств компенсации реактивной мощности 75 Мвар (1xШР-75 Мвар)	Хабаровская	2017	2x10 МВА 1xШР 75 Мвар		20	75																				0	20	75	ПАО "Транснефть"	Обеспечение технологического присоединения объектов ТС ВСТО - Комсомольский НПЗ		
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Хабаровская - Старт №1 и ВЛ 220 кВ Хабаровская - Старт №2 на ПС 220 кВ НПС-2 ориентировочной протяженностью 20 км (4x5 км)			4x5 км	20																								20			0	0
20	Строительство ПС 220 кВ НПС-3 трансформаторной мощностью 20 МВА (2x10 МВА)	Хабаровская	2017	2x10 МВА		20																					0	20	0	ПАО "Транснефть"	Обеспечение технологического присоединения объектов ТС ВСТО - Комсомольский НПЗ		
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Хабаровская - Старт №2 на ПС 220 кВ НПС-3 ориентировочной протяженностью 44 км (2x22 км)			2x22 км	44																								44			0	0
21	Строительство ПС 220 кВ Тумнин трансформаторной мощностью 20 МВА (2x10 МВА)	Хабаровская	2017	2x10 МВА		20																					0	20	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения объектов ОАО "РЖД"		
	Строительство одноцепной отпайки 220 кВ от ВЛ 220 кВ Высокогорная - Ванино до ПС 220 кВ Тумнин ориентировочной протяженностью 0,05 км (1x0,05 км)			0,05 км	0,05																								0,05			0	0
22	Строительство ПС 220 кВ Промпарк трансформаторной мощностью 126 МВА (2x63 МВА)	Приморская	2017	2x63 МВА		126																					0	126	0	АО "Корпорация развития Дальнего Востока"	Обеспечение технологического присоединения объектов энергопринимающих устройств АО "Корпорация развития Дальнего Востока"		
	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Владивосток - Промпарк ориентировочной протяженностью 30 км (2x15 км)			2x15 км	30																								30			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
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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		
23	Строительство ПС 220 кВ Шмаков- тяговая трансформаторной мощностью 40 МВА	Приморская	2021	40 МВА													40										0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения объектов ОАО "РЖД"		
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Лесозаводск - Свягино/т с отпайкой на ПС Кировка на ПС 220 кВ Шмаков- тяговая ориентировочной протяженностью 30 км (2x15 км)			2x15 км											30														30			0	0
24	Строительство ПС 220 кВ Сгибеев- тяговая трансформаторной мощностью 80 МВА (2x40 МВА)	Амурская	2020	2x40 МВА											80												0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения объектов ОАО "РЖД"		
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Уруша/т - Ерофей Павлович/т на ПС 220 кВ Сгибеев-тяговая ориентировочной протяженностью 14 км (2x7 км)			2x7 км									14																14			0	0
25	Строительство ПС 220 кВ Сухановка трансформаторной мощностью 250 МВА (2x125 МВА)	Приморская	2020	2x125 МВА											250												0	250	0	АО "ДРСК"	Обеспечение технологического присоединения объектов энергопринимающих устройств Порт Зарубино		
	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Владивосток - Сухановка I, II цепь ориентировочной протяженностью 340 км (2x170 км)			2x170 км									340																340			0	0
26	Строительство ПС 220 кВ Чайнда трансформаторной мощностью 126 МВА (2x63 МВА)	Якутская	2018	2x63 МВА						126																	0	126	0	АО "ДВЭУК"	Обеспечение технологического присоединения объектов газотранспортной системы "Сила Сибири"		
	Строительство двух отпайк от существующей ВЛ 220 кВ Городская - Пеледуй № 1, 2 с отпайкой на НПС-11 ориентировочной протяженностью 150 км (2x75 км)			2x75 км				150																					150			0	0
27	Строительство ПС 220 кВ КС-1 трансформаторной мощностью 20 МВА (2x10 МВА)	Якутская	2019	2x10 МВА						20																	0	20	0	ПАО "Якутскэнерго"	Обеспечение технологического присоединения объектов газотранспортной системы "Сила Сибири"		
	Строительство заходов от существующей ВЛ 220 кВ НПС-12 - НПС-13 ориентировочной протяженностью 14,2 км (2x7,1)			2x7,1 км							14,2																		14,2			0	0
28	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нижний Куранах - НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-16 в РУ 220 кВ ПП 220 кВ Амга ориентировочной протяженностью 16 км (2x8 км), строительство ПП 220 кВ Амга	Амурская	2018	2x8 км				16																			16	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения объектов газотранспортной системы "Сила Сибири"		
29	Строительство ПС 220 кВ КС-3 трансформаторной мощностью 20 МВА (2x10 МВА)	Амурская	2018	2x10 МВА						20																	0	20	0	АО "ДРСК"	Обеспечение технологического присоединения объектов газотранспортной системы "Сила Сибири"		
	Строительство двух шинопроводов до ПП 220 кВ Амга ориентировочной протяженностью 0,1 км (2x0,05 км)			2x0,05 км						0,1																			0,1			0	0
30	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь в ПП 220 кВ Нагорный протяженностью 16 км (2x8 км), строительство ПП 220 кВ Нагорный	Амурская	2018	2x8 км				16																			16	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения объектов газотранспортной системы "Сила Сибири"		
31	Строительство ПС 220 кВ КС-5 трансформаторной мощностью 20 МВА (2x10 МВА)	Амурская	2018	2x10 МВА						20																	0	20	0	АО "ДРСК"	Обеспечение технологического присоединения объектов газотранспортной системы "Сила Сибири"		
	Строительство двух шинопроводов до ПП 220 кВ Нагорный ориентировочной протяженностью 0,1 км (2x0,05 км)			2x0,05 км					0,1																				0,1			0	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					
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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					
32	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Амурская – Ледяная в ПП 220 кВ Зея протяженностью 12 км (2х6 км), строительство ПП 220 кВ Зея	Амурская	2018	2х6 км				12																		12	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения объектов газотранспортной системы "Сила Сибири"			
33	Строительство ПС 220 кВ КС-7а трансформаторной мощностью 32 МВА (2х16 МВА)	Амурская	2018	2х16 МВА							32															0	32	0	АО "ДРСК"	Обеспечение технологического присоединения объектов газотранспортной системы "Сила Сибири"			
	Строительство двух шинопроводов до ПП 220 кВ Зея ориентировочной протяженностью 0,1 км (2х0,05 км)			2х0,05 км				0,1																		0,1	0	0					
34	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Амурская - Ледяная в РУ 220 кВ ТЭС Сила Сибири ориентировочной протяженностью 10 км (2х5 км)	Амурская	2018	2х5 км				10																		10	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения объектов газотранспортной системы "Сила Сибири"			
35	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Амурская - Новокиевка в РУ 220 кВ ТЭС Сила Сибири ориентировочной протяженностью 60 км (2х30 км)	Амурская	2020	2х30 км										60												60	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения объектов газотранспортной системы "Сила Сибири"			
36	Строительство ПС 220 кВ Раффлс трансформаторной мощностью 80 МВА (2х40 МВА)	Приморская	2020	2х40 МВА										80												0	80	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей ОАО "Дальневосточный центр судостроения и судоремонта"			
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Звезда - Перевал на ПС 220 кВ Раффлс ориентировочной протяженностью 30 км (2х15 км)			2х15 км							30															30	0	0					
37	Строительство ПС 220 кВ Восток трансформаторной мощностью 126 МВА (2х63 МВА)	Хабаровская	2017	2х63 МВА				126																		0	126	0	АО "Корпорация развития Дальнего Востока"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей (ТОСЕР Ракитное)			
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 - Хехцир-2 №III на ПС 220 кВ Восток ориентировочной протяженностью 18,48 км (2х9,24 км)			2х9,24 км	18,48																					18,48	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"				
38	Строительство ПС 220 кВ Технолизинг трансформаторной мощностью 200 МВА (2х100 МВА)	Амурская	2019	2х100 МВА							200															0	200	0	ООО "Технолизинг"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей ООО"Технолизинг"			
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Тында - Сквородино ориентировочной протяженностью 10 км (2х5 км)			2х5 км				10																		10	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"				
<b>Итого по 220 кВ для обеспечения возможности присоединения новых потребителей, а также для реализации выданных технических условий</b>					617	570	277	351	226	63	595	693	0	506	1160	0	30	40	0	3	126	100	0	0	0	2101	2815	440					
<b>Для снятия сетевых ограничений (повышения пропускной способности электрической сети) и обеспечения надежности электроснабжения существующих потребителей</b>																																	
<b>500 кВ</b>																																	
39	Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС - Хабаровская №2 ориентировочной протяженностью 450 км (1х450 км) с установкой в РУ 500 кВ ПС 500 кВ Хабаровская шунтирующего реактора мощностью 180 Мвар (1хШПР-180 Мвар) и установкой в РУ 500 кВ Приморской ГРЭС шунтирующего реактора 180 Мвар (1хШПР-180 Мвар)	Приморская Хабаровская	2022	450 км 2хШПР-180 Мвар																450						360			450	0	360	Инвестор	Обеспечение надежности межсистемного транзита мощности между энергосистемами Хабаровского и Приморского краев

№	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				
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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>220 кВ</b>																															
40	Строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Комсомольская - Советская Гавань (наименование по положительному заключению ГТЭ: ВЛ 220 кВ Комсомольская-Селихино-Ванино) ориентировочной протяженностью 388,1 км (1х388,1 км) с установкой на ПС 220 кВ Ванино второго автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 125 МВА (1х125 МВА)	Хабаровская	2017	125 МВА	125																					0	125	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежного электроснабжения потребителей Ваннского района и г. Советская Гавань, осуществление технологического присоединения ООО "Саха (Якутская) транспортная компания"	
				388,1 км	388,1																					388,1	0	0			
41	Строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Широкая - Лозовая ориентировочной протяженностью 33 км (1х33 км)	Приморская	2019	33 км					33																	33	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей района г. Находка	
	Строительство ОРУ 220 кВ ПС 110 кВ Находка с установкой двух автотрансформаторов 220/110 кВ суммарной мощностью 126 МВА (2х63 МВА)			2х63 МВА							126																0	126			0
42	Строительство ПС 220 кВ Томмот трансформаторной мощностью 126 МВА (2х63 МВА) и мощностью средств компенсации реактивной мощности 100 Мвар (1хУШР-100 Мвар)	Якутская (ЮЭР)	2017	2х63 МВА, УШР 100 Мвар	126	100																				0	126	100	ПАО "ФСК ЕЭС"	Объединение Южного и Центрального энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия)	
43	Реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Февральская с установкой управляемого шунтирующего реактора мощностью 63 Мвар (1хУШР-63 Мвар)	Амурская	2017	63 Мвар		63																				0	0	63	ПАО "ФСК ЕЭС"	Поддержание допустимых уровней напряжения в сети 220 кВ	
44	Реконструкция ПС 220 кВ Олекма с увеличением трансформаторной мощности на 25 МВА до 50 МВА	Амурская	2017	25 МВА	25																					0	25	0	ООО "Олекминский рудник"	Обеспечение технологического присоединения Олекминского ГОКа	
	Реконструкция ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС 220 кВ Олекма с строительством заходов на ПС 220 кВ Олекма ориентировочной протяженностью 0,8 км			0,8 км	0,8																						0,8	0			0
45	Строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Лесозаводск - Спасск - Дальневосточная ориентировочной протяженностью 245,58 км (1х245,58 км)	Приморская	2018, 2019	245,58 км			167,7			77,88																245,58	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Приморского края, увеличение пропускной способности электрической сети на юг Приморья	
46	Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Пеледуй - Сухой Лог № 1 и № 2 суммарной ориентировочной протяженностью 524 км (2х262 км) (объемы учтены в ОЭС Сибири)	Якутская (ОЭС Востока) Иркутская (ОЭС Сибири)	2018	2х262 км																						0	0	0	Инвестор, ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей Бодайбинского и Мамско-Чуйского энергорайонов Иркутской области	
	<i>Итого по 500 кВ для снятия сетевых ограничений (повышения пропускной способности электрической сети) и обеспечения надежности электроснабжения существующих потребителей</i>				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	450	0	360			
	<i>Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений (повышения пропускной способности электрической сети) и обеспечения надежности электроснабжения существующих потребителей</i>				388,9	276	163	167,7	0	0	110,9	126	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	667,5	402	163		

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта  ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	2017 г.																					2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 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 реновации с увеличением трансформаторной мощности</b>																																																
<b>220 кВ</b>																																																
47	Реконструкция ПС 220 кВ Олекминск с увеличением трансформаторной мощности на 30 МВА, замена существующих трансформаторов 2x25 МВА на 2x40 МВА	Якутская	2017	2x40 МВА		80																													АО "ДВЭУК"	Обеспечение технологического присоединения объектов газотранспортной системы "Сила Сибири"												
48	Реконструкция ПС 220 кВ Лесозаводск с увеличением трансформаторной мощности на 40 МВА до 80 МВА, замена 2x20 МВА на 2x40 МВА	Приморская	2022	2x40 МВА																														ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Приморского края													
49	Реконструкция ПС 220 кВ Биробиджан с увеличением трансформаторной мощности на 124 МВА до 250 МВА	Хабаровская (ЕАО)	2022	2x125 МВА																														ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения существующих и обеспечения подключения новых потребителей района г. Биробиджан													
50	Реконструкция ПС 220 кВ Хехцир с увеличением трансформаторной мощности на 62 МВА до 250 МВА	Хабаровская	2023	125 МВА																														ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Хабаровского края													
	Реконструкция ПС 500 кВ Хехцир-2 с увеличением трансформаторной мощности на 125 МВА до 626 МВА	Хабаровская	2023	125 МВА																														ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Хабаровского края													
51	Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи с увеличением трансформаторной мощности на 15 МВА до 80 МВА	Амурская	2022	2x40 МВА																														ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей южных районов Амурской области, обеспечение роста нагрузки тяги Транссиба													
52	Реконструкция ПС 220 кВ Ключевая с увеличением трансформаторной мощности на 25 МВА до 50 МВА	Амурская	2017	25 МВА		25																												ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей южных районов Амурской области, обеспечение роста нагрузки тяги Транссиба													
53	Реконструкция ПС 220 кВ Завитая с увеличением трансформаторной мощности до 50 МВА	Амурская	2023	2x25 МВА																														ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей южных районов Амурской области, обеспечение роста нагрузки тяги Транссиба													
54	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-11 с увеличением трансформаторной мощности на 30 МВА до 80 МВА	Якутская (ЗЭР)	2019	2x40 МВА																														ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей ТС ВСТО													
55	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-12 с увеличением трансформаторной мощности на 30 МВА, замена существующих трансформаторов 2x25 МВА на 2x40 МВА	Якутская (ЗЭР)	2017	2x40 МВА		80																												ООО "Транснефть-Восток"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей ТС ВСТО													
56	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-13 с увеличением трансформаторной мощности на 30 МВА, замена существующих трансформаторов 2x25 МВА на 2x40 МВА	Якутская (ЗЭР)	2017	2x40 МВА		80																												ООО "Транснефть-Восток"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей ТС ВСТО													

№	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			
					2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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					
57	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-14 с увеличением трансформаторной мощности на 30 МВА, замена существующих трансформаторов 2x25 МВА на 2x40 МВА	Якутская (ЗЭР)	2017	2x40 МВА		80																													ООО "Транснефть-Восток"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей ТС ВСТО
58	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-15 с увеличением трансформаторной мощности на 30 МВА, замена существующих трансформаторов 2x25 МВА на 2x40 МВА	Якутская (ЗЭР)	2017	2x40 МВА		80																												ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей ТС ВСТО	
59	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-16 с увеличением трансформаторной мощности на 14 МВА до 64 МВА	Якутская (ЮЭР)	2017	2x32 МВА		64																												ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей ТС ВСТО	
60	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-17 с увеличением трансформаторной мощности на 30 МВА, замена существующих трансформаторов 2x25 МВА на 2x40 МВА	Якутская (ЮЭР)	2018	2x40 МВА					80																									ПАО "Транснефть"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей ТС ВСТО	
61	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-20 с увеличением трансформаторной мощности на 30 МВА, замена существующих трансформаторов 2x25 МВА на 2x40 МВА	Амурская	2017	2x40 МВА		80																												ПАО "Транснефть"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей ТС ВСТО	
62	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-19 с увеличением трансформаторной мощности на 30 МВА, замена существующих трансформаторов 2x25 МВА на 2x40 МВА	Якутская (ЮЭР)	2019	2x40 МВА							80																							ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей ТС ВСТО	
<b>Итого по объектам реновации 220 кВ</b>					<b>0</b>	<b>569</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>80</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>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>410</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>300</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1519</b>	<b>0</b>								

	2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 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>1280,9</b>	<b>1415</b>	<b>440</b>	<b>518,3</b>	<b>306</b>	<b>63</b>	<b>1105,4</b>	<b>979</b>	<b>133</b>	<b>506,0</b>	<b>1160</b>	<b>0</b>	<b>30,0</b>	<b>40</b>	<b>0</b>	<b>452,6</b>	<b>536</b>	<b>460</b>	<b>0</b>	<b>300</b>	<b>0</b>	<b>3893,2</b>	<b>4736</b>	<b>1096</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>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>450</b>	<b>0</b>	<b>360</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>450</b>	<b>0</b>	<b>360</b>			
<b>по 220 кВ</b>	<b>1280,9</b>	<b>1415,0</b>	<b>440,0</b>	<b>518,3</b>	<b>306,0</b>	<b>63,0</b>	<b>1105,4</b>	<b>979,0</b>	<b>133,0</b>	<b>506,0</b>	<b>1160,0</b>	<b>0,0</b>	<b>30,0</b>	<b>40,0</b>	<b>0,0</b>	<b>2,6</b>	<b>536,0</b>	<b>100,0</b>	<b>0,0</b>	<b>300,0</b>	<b>0,0</b>	<b>3443,2</b>	<b>4736,0</b>	<b>736,0</b>			

**Приложение № 14**  
к схеме и программе развития  
Единой энергетической системы  
России на 2017 – 2023 годы

**Сводные показатели вводов линий электропередачи и трансформаторного оборудования по классам напряжения 220 кВ и выше  
по ОЭС и ЕЭС России за 2017 – 2023 годы**

	2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 г.		Итого 2017-2023 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>1173,3</b>	<b>250</b>	<b>346,3</b>	<b>700</b>	<b>482,5</b>	<b>2925</b>	<b>560,0</b>	<b>400</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>9,0</b>	<b>1166</b>	<b>4,2</b>	<b>0</b>	<b>2575,3</b>	<b>5441</b>
750 кВ	450	0	0	0	133,1	2000	0	0	0	0	9	1000	0	0	592,1	3000
330 кВ	723,31	250	52	700	317,4	800	560	400	0	0	0	0	4,15	0	1656,9	2150
220 кВ	0	0	294,3	0	32	125	0	0	0	0	0	166	0	0	326,3	291
<b>ОЭС Центра</b>	<b>206,2</b>	<b>5768</b>	<b>216,4</b>	<b>3850</b>	<b>179,9</b>	<b>4153</b>	<b>15,0</b>	<b>3060</b>	<b>10,0</b>	<b>1080</b>	<b>170,0</b>	<b>1290</b>	<b>0,8</b>	<b>900</b>	<b>798,3</b>	<b>20101</b>
750 кВ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0
500 кВ	4,35	2252	92	2000	76,2	1503	0	1000	0	0	0	0	0	0	172,6	6755
330 кВ	0	650	0	0	0	250	0	0	0	0	0	0	400	0,0	1300	
220 кВ	201,9	2866	124,44	1850	103,66	2400	15	2060	10	1080	170	1290	0,8	500	625,8	12046
<b>ОЭС Юга</b>	<b>1361,0</b>	<b>2302</b>	<b>178,2</b>	<b>1511</b>	<b>166,0</b>	<b>969</b>	<b>15,0</b>	<b>815</b>	<b>2,0</b>	<b>1144</b>	<b>117,8</b>	<b>250</b>	<b>3,0</b>	<b>726</b>	<b>1843,0</b>	<b>7717</b>
500 кВ	1065,0	1002	0,0	0	87,8	501	0,0	0	0,0	501	0,0	0	0,0	0	1152,8	2004
330 кВ	175,0	0	2,2	80	60,0	80	0,0	775	0,0	0	117,8	250	0,0	0	355,0	1185
220 кВ	121,0	1300	176,0	1431	18,2	388	15,0	40	2,0	643	0,0	0	3,0	726	335,2	4528
<b>ЭС Республики Крым</b>	<b>111,4</b>	<b>200,0</b>	<b>9,2</b>	<b>0,0</b>	<b>1,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>125,0</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>121,6</b>	<b>325</b>
330 кВ	111,4	200,0	9,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	120,6	200
220 кВ	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	125,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	125
<b>ОЭС Средней Волги</b>	<b>9,2</b>	<b>250</b>	<b>446,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>500</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>400</b>	<b>455,2</b>	<b>1150</b>
500 кВ	0,0	250	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	250
220 кВ	9,2	0	446	0	0	0	0	0	0	500	0	0	0	400	455,2	900
<b>ОЭС Урала</b>	<b>132,2</b>	<b>2687</b>	<b>1218,5</b>	<b>2134</b>	<b>12,7</b>	<b>250</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>68,0</b>	<b>500</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>240,0</b>	<b>400</b>	<b>1671,4</b>	<b>5971</b>
500 кВ	3,4	1302	25	1000	0	0	0	0	0	0	0	0	240	400	268,4	2702
220 кВ	128,9	1385	1193,5	1134	12,7	250	0	0	68	500	0	0	0	0	1403,1	3269
<b>ОЭС Сибири</b>	<b>1731,7</b>	<b>1181</b>	<b>1076,7</b>	<b>2180</b>	<b>1079,9</b>	<b>2202</b>	<b>835,8</b>	<b>2879</b>	<b>360,4</b>	<b>831</b>	<b>270,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>5354,4</b>	<b>9273</b>
500 кВ	0	0	1,7	501	590,5	1002	0	751	230	501	0	0	0	0	822,2	2755
220 кВ	1731,7	1181	1074,95	1679	489,4	1200	835,8	2128	130,4	330	270	0	0	0	4532,2	6518
<b>ОЭС Востока</b>	<b>1280,9</b>	<b>1415</b>	<b>518,3</b>	<b>306</b>	<b>1105,4</b>	<b>979</b>	<b>506,0</b>	<b>1160</b>	<b>30,0</b>	<b>40</b>	<b>452,6</b>	<b>536</b>	<b>0,0</b>	<b>175</b>	<b>3893,2</b>	<b>4611</b>
500 кВ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	450	0	0	0	450,0	0
220 кВ	1280,91	1415	518,3	306	1105,4	979	506	1160	30	40	2,6	536	0	175	3443,2	4611
<b>ИТОГО</b>	<b>6005,9</b>	<b>14053</b>	<b>4009,6</b>	<b>10681</b>	<b>3027,3</b>	<b>11478</b>	<b>1931,8</b>	<b>8439</b>	<b>470,4</b>	<b>4095</b>	<b>1019,4</b>	<b>3242</b>	<b>248,0</b>	<b>2601</b>	<b>16712,4</b>	<b>54589</b>
750 кВ	450,0	0	0	0	133,1	2000	0,0	0	0,0	0	9,0	1000	0,0	0	592,1	3000
500 кВ	1072,7	4806	118,7	3501	754,5	3006	0,0	1751	230,0	1002	450,0	0	240,0	400	2865,9	14466
330 кВ	1009,7	1100,0	63,4	780,0	377,4	1130,0	560,0	1175,0	0,0	0,0	117,8	250,0	4,2	400,0	2132,5	4835
220 кВ	3473,5	8147,0	3827,5	6400,0	1762,3	5342,0	1371,8	5513,0	240,4	3093,0	442,6	1992,0	3,8	1801,0	11122,0	32288