



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

П Р И К А З

28 февраля 2022г.

№ 146

Москва



**Об утверждении схемы и программы развития
Единой энергетической системы России на 2022 – 2028 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 схему и программу развития Единой энергетической системы России на 2022 – 2028 годы.

Министр

Н.Г. Шульгинов

УТВЕРЖДЕНЫ
приказом Минэнерго России
от «28» февраля 2022 г. № 146

**Схема и программа развития Единой энергетической системы России
на 2022–2028 годы**

I. Основные цели и задачи

Схема и программа развития Единой энергетической системы России (далее – ЕЭС России) на 2022–2028 годы (далее – схема и программа ЕЭС России) разработаны в соответствии с Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823.

Основными целями разработки схемы и программы ЕЭС России являются развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики.

Задачами формирования схемы и программы ЕЭС России являются обеспечение надежного функционирования ЕЭС России в долгосрочной перспективе, обеспечение баланса между производством и потреблением в ЕЭС России, 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, обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, программ (схем) территориального планирования и схем и программ перспективного развития электроэнергетики.

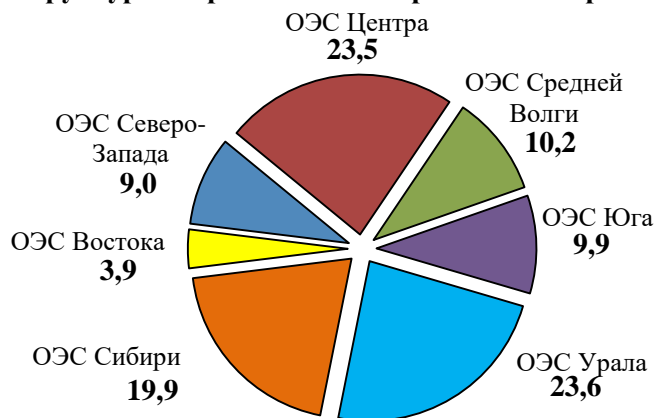
II. Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность по ЕЭС России и территориям (энергосистемам) субъектов Российской Федерации на 2022–2028 годы

2.1. ЕЭС России.

Фактические показатели потребления электрической энергии в 2021 году определяются сложившейся динамикой основных показателей социально-экономического развития страны. Объем потребления электрической энергии по ЕЭС России в целом в 2021 году составил 1090,4 млрд кВт·ч, что на 5,5 % выше аналогичного показателя 2020 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, суммарная доля которых в 2021 году составила 67 % от общего объема потребления электрической энергии и 65 % от потребления мощности ЕЭС России (рисунок 2.1).

Структура потребления электрической энергии



Структура потребления мощности

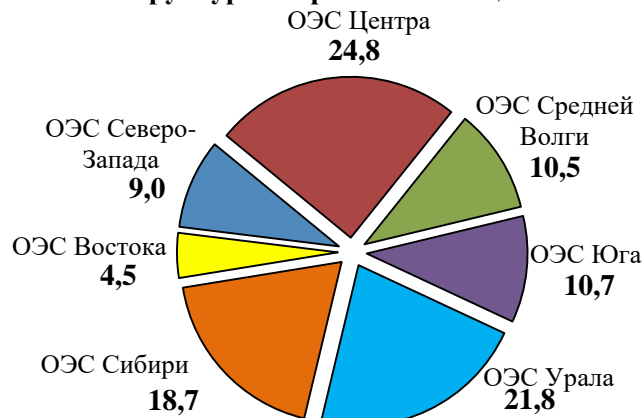


Рисунок 2.1 – Территориальная структура потребления электрической энергии и мощности по ОЭС (на час максимума ЕЭС России) за 2021 год, %

При разработке прогноза спроса на электрическую энергию по ЕЭС России на 2022–2028 годы учтены итоги социально-экономического развития России за 2021 год.

Прогнозные показатели потребления электрической энергии по ЕЭС России, а также по ОЭС представлены в таблице 2.1, по энергосистемам субъектов Российской Федерации – в приложении № 1 к схеме и программе ЕЭС России.

Величина спроса на электрическую энергию по ЕЭС России к концу прогнозного периода оценивается в размере 1176,6 млрд кВт·ч, что больше объема потребления электрической энергии 2021 года на 86,2 млрд кВт·ч. В 2028 году уровень потребления электрической энергии по ЕЭС России 2021 года будет превышен на 7,9 % при среднегодовом приросте за период 1,1 %.

Относительно высокие темпы прироста спроса на электрическую энергию в ЕЭС России прогнозируются в 2022–2024 годах, что связано с ожидаемой реализацией в этом периоде крупных инвестиционных проектов, и начиная с 2023 года с реализацией масштабного проекта по реконструкции инфраструктуры и расширению Транссибирской (далее – Транссиб) и Байкало-Амурской (далее – БАМ) железнодорожных магистралей.

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС 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 (виде экономической деятельности хозяйствующего субъекта), позволяющие оценить распределение прироста потребности в электрической энергии по видам экономической деятельности и годам прогнозирования.

Таблица 2.1. Прогноз спроса на электрическую энергию по ЕЭС России, а также по ОЭС на период до 2028 года, млрд кВт·ч

Наименование	Факт	Прогноз							Среднегодовой прирост за 2022–2028 гг., %
	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	
ОЭС Северо-Запада	97,5	98,9	99,1	101,5	103,7	104,0	104,3	104,6	
годовой темп прироста, %	5,7	1,4	0,2	2,4	2,2	0,3	0,3	0,3	1,0
ОЭС Центра	256,3	256,2	257,6	260,0	262,9	264,7	265,8	268,0	
годовой темп прироста, %	6,8	0,0	0,5	0,9	1,1	0,7	0,4	0,8	0,6
ОЭС Средней Волги	111,4	112,5	112,9	114,6	115,6	115,7	116,3	117,0	
годовой темп прироста, %	6,6	1,0	0,4	1,5	0,9	0,1	0,5	0,6	0,7
ОЭС Юга	108,3	108,8	110,0	112,3	113,4	114,2	115,0	115,7	
годовой темп прироста, %	7,5	0,5	1,1	2,1	1,0	0,7	0,7	0,6	0,9
ОЭС Урала	256,7	264,8	266,0	268,4	269,4	270,4	270,7	271,8	
годовой темп прироста, %	4,2	3,2	0,5	0,9	0,4	0,4	0,1	0,4	0,8
ОЭС Сибири	217,3	225,4	233,4	236,9	239,2	240,3	241,1	242,2	
годовой темп прироста, %	3,8	3,7	3,5	1,5	1,0	0,5	0,3	0,5	1,6
ОЭС Востока	42,9	45,6	50,2	52,7	55,2	56,7	57,0	57,3	
годовой темп прироста, %	5,4	6,3	10,1	5,0	4,7	2,7	0,5	0,5	4,2
ЕЭС России	1090,4	1112,2	1129,2	1146,4	1159,4	1166,0	1170,2	1176,6	
годовой темп прироста, %	5,5	2,0	1,5	1,5	1,1	0,6	0,4	0,5	1,1

При разработке территориального прогноза потребления электрической энергии по ОЭС учитывались данные прогнозов социально-экономического развития субъектов Российской Федерации в агрегированном виде в разрезе федеральных округов. В прогнозный период, несмотря на распространение коронавирусной инфекции, в большинстве субъектов Российской Федерации ожидается положительная динамика по основным социально-экономическим показателям.

Повышенные относительно среднего по ЕЭС России темпы прироста спроса на электрическую энергию прогнозируются для ОЭС Востока и ОЭС Сибири (среднегодовой темп прироста за период 4,2 % и 1,6 % соответственно). Среднегодовые темпы прироста спроса по ОЭС Северо-Запада прогнозируются на уровне ЕЭС России, для остальных ОЭС среднегодовые темпы прироста прогнозируются ниже средних темпов по ЕЭС России.

В таблице 2.2 приведена территориальная структура потребления электрической энергии в 2021 и 2028 годах.

Таблица 2.2. Изменение территориальной структуры потребления электрической энергии по ОЭС в соответствии с прогнозом потребления электрической энергии на 2028 год

Наименование	2021 г., факт		2028 г., прогноз	
	млрд кВт·ч	%	млрд кВт·ч	%
ОЭС Северо-Запада	97,5	9,0	104,6	8,9
ОЭС Центра	256,3	23,5	268,0	22,8
ОЭС Средней Волги	111,4	10,2	117,0	9,9
ОЭС Юга	108,3	9,9	115,7	9,8
ОЭС Урала	256,7	23,6	271,8	23,1
ОЭС Сибири	217,3	19,9	242,2	20,6
ОЭС Востока	42,9	3,9	57,3	4,9
ЕЭС России	1090,4	100,0	1176,6	100,0

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

Одним из определяющих факторов, который оказывает влияние на величину

максимума потребления мощности энергосистемы, является температура наружного воздуха.

В таблице 2.3 представлены динамики изменения годовых объемов потребления электрической энергии и максимумов потребления мощности в осенне-зимний период (далее – ОЗП) по ЕЭС России.

Годовые объемы потребления электрической энергии в большей степени определяют объективную динамику потребления электрической энергии, преимущественно обусловленную макроэкономическими факторами, поскольку на годовом интервале влияние климатических факторов в основном нивелируется, в отличие от годового максимума потребления мощности, являющегося наибольшим единственным часовым значением мощности из 8760 часов календарного года, на величину которого оказывает существенное влияние температура наружного воздуха и другие погодные и географические факторы и характеристики.

Помимо значения температуры наружного воздуха в день прохождения максимума на величину потребления мощности большое влияние оказывает и эффект продолжительности периода устойчивых экстремальных (низких или высоких) температур.

Формирование среднесрочного прогноза потребления электрической мощности осуществляется в условиях отсутствия метеорологических прогнозов для рассматриваемого периода прогнозирования. Статистический анализ фактических периодов максимальных нагрузок позволяет сделать вывод, что максимум потребления мощности для подавляющего большинства энергосистем достигается в ОЗП при существенном снижении температуры наружного воздуха относительно среднемноголетних значений. В ряде энергосистем ОЭС Юга годовой максимум потребления мощности достигается в летний период при экстремально высоких температурах наружного воздуха.

Изменение прогнозных показателей потребления электрической энергии и мощности ЕЭС России на период 2022–2028 годов представлено на рисунке 2.2.

Таблица 2.3. Динамика потребления электрической энергии и мощности ЕЭС России

Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	
Потребление электрической энергии, млрд кВт·ч	1015,7	1009,8	1013,9	1008,3	1026,9	1039,9	1055,6	1059,4	1033,7	1090,4	
% к прошлому году	1,6 %	-0,6 %	0,4 %	-0,6 %	1,8 %	1,3 %	1,5 %	0,4 %	-2,4 %	5,5 %	
Период	ОЗП 2011–2012	ОЗП 2012–2013	ОЗП 2013–2014	ОЗП 2014–2015	ОЗП 2015–2016	ОЗП 2016–2017	ОЗП 2017–2018	ОЗП 2018–2019	ОЗП 2019–2020	ОЗП 2020–2021	ОЗП 2021–2022 (на 01.02.2022)
Максимум потребления мощности ОЗП, МВт	155226	157425	154709	148847	149246	151170	151615	151877	148078	155273	161418
% к прошлому ОЗП	4,3 %	1,4 %	-1,7 %	-3,8 %	0,3 %	1,3 %	0,3 %	0,2 %	-2,5 %	4,9 %	4,0 %
Дата и время прохождения максимума потребления мощности ОЗП	02.02.2012 10:00	21.12.2012 10:00	31.01.2014 10:00	03.12.2014 17:00	25.01.2016 18:00	09.01.2017 17:00	25.01.2018 10:00	24.12.2018 17:00	26.11.2019 17:00	21.01.2021 10:00	24.12.2021 11:00
Среднесуточная температура наружного воздуха на день прохождения максимума, t°С	-23,4	-22,5	-23,2	-14,4	-16,6	-17,9	-17,2	-15,5	-8,8	-17,2	-15,7

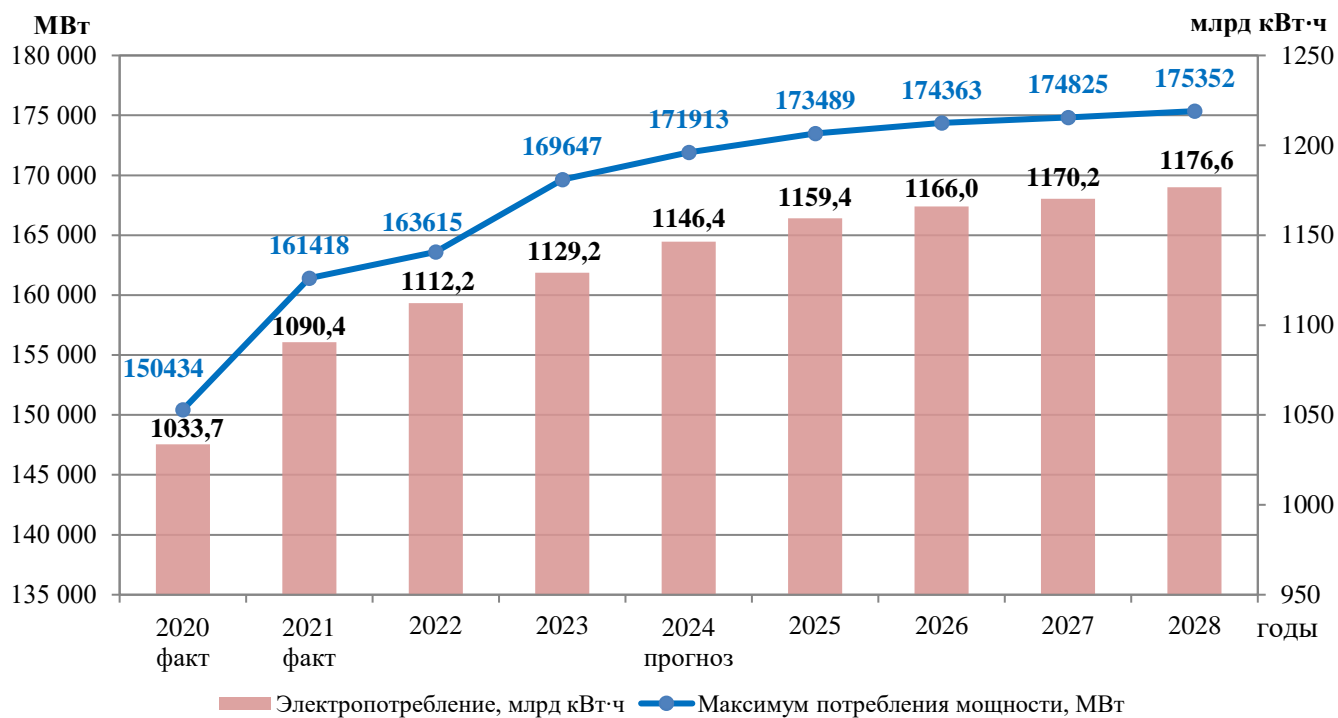


Рисунок 2.2 – Прогнозные значения показателей режима потребления электрической энергии ЕЭС России

В таблице 2.4 представлены численные значения основных показателей режима потребления электрической энергии ЕЭС России на 2022–2028 годы. В нижеприведенной таблице спрос на электрическую энергию представлен с учетом и без учета потребления электрической энергии на заряд гидроаккумулирующих электрических станций (далее – ГАЭС).

Максимальное потребление мощности ЕЭС России в 2021 году составило 161418 МВт (в 11 часов (мск) 24 декабря) при среднесуточной температуре наружного воздуха $-15,7$ °С. В 2022 году максимальное потребление мощности ЕЭС России прогнозируется на уровне 163615 МВт при среднесуточной температуре $-17,7$ °С (усредненное за 10 предыдущих ОЗП значение среднесуточной температуры наружного воздуха на день прохождения максимума потребления мощности). К 2028 году максимальное потребление мощности прогнозируется на уровне 175352 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста максимума потребления мощности за период 2022–2028 годов в 1,2 %.

Таблица 2.4. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ЕЭС России

Наименование показателя	Ед. изм.	Факт	Факт	Прогноз						
		2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Эгод	млрд кВт·ч	1033,7	1090,4	1112,2	1129,2	1146,4	1159,4	1166,0	1170,2	1176,6
Эзаряд ГАЭС	млрд кВт·ч	2,6	2,7	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Эгод без учета потребления электрической энергии на заряд ГАЭС	млрд кВт·ч	1031,1	1087,7	1109,3	1126,3	1143,5	1156,5	1163,1	1167,3	1173,7
R _{МАХ}	МВт	150434	161418	163615	169647	171913	173489	174363	174825	175352
T _{МАХ ГОД} (без учета заряда ГАЭС)	час/год	6854	6739	6780	6639	6652	6666	6671	6677	6694

Эгод – годовое потребление электрической энергии;

Эзаряд ГАЭС – годовое потребление электрической энергии на заряд ГАЭС;

Эгод без учета потребления электрической энергии на заряд ГАЭС – годовое потребление электрической энергии без учета потребления на заряд ГАЭС;

R_{МАХ} – годовой максимум потребления мощности по ЕЭС России;

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

Долевое участие ОЭС в максимуме ЕЭС России в 2021 году и на конец перспективного периода представлено в таблице 2.5.

Таблица 2.5. Долевое участие объединенных энергосистем в максимуме ЕЭС России

Наименования	2021 г., факт		2028 г., прогноз	
	МВт	%	МВт	%
ОЭС Северо-Запада	14611	9,0	16359	9,3
ОЭС Центра	39982	24,8	42038	24,0
ОЭС Средней Волги	16961	10,5	17813	10,2
ОЭС Юга	17234	10,7	18081	10,3
ОЭС Урала	35127	21,8	38573	22,0
ОЭС Сибири	30237	18,7	34247	19,5
ОЭС Востока	7266	4,5	8241	4,7
ЕЭС России	161418	100,0	175352	100,0

В таблице 2.6 представлены численные значения основных показателей режима потребления электрической энергии ЕЭС России на 2022–2028 годы без учета ОЭС Востока.

Таблица 2.6. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ЕЭС России без учета ОЭС Востока

Наименование показателя	Ед. изм.	Факт	Факт	Прогноз						
		2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Эгод	млрд кВт·ч	993,0	1047,6	1066,6	1079,0	1093,7	1104,2	1109,2	1113,2	1119,3
Эзаряд ГАЭС	млрд кВт·ч	2,6	2,7	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Эгод без учета потребления электрической энергии на заряд ГАЭС	млрд кВт·ч	990,4	1044,9	1063,7	1076,1	1090,8	1101,3	1106,3	1110,3	1116,4
Р _{МАХ}	МВт	144303	154152	156946	162016	164112	165362	166164	166595	167111
Т _{МАХ} год (без учета заряда ГАЭС)	час/год	6863	6778	6778	6642	6647	6660	6658	6665	6681

Ниже представлены основные показатели перспективных режимов электропотребления ОЭС России.

2.2. ОЭС Северо-Запада.

Объем потребления электрической энергии по ОЭС Северо-Запада в 2021 году составил 97,5 млрд кВт·ч, что выше уровня предыдущего года на 5,7 %. К 2028 году объем спроса на электрическую энергию в ОЭС Северо-Запада прогнозируется на уровне 104,6 млрд кВт·ч (рисунок 2.3). Среднегодовой темп прироста спроса на электрическую энергию за период 2022–2028 годов составит 1,0 %.

В 2021 году собственный максимум потребления мощности достиг величины 15381 МВт. В 2022 году собственный максимум потребления мощности прогнозируется на уровне 15567 МВт. К 2028 году максимум потребления мощности составит 16778 МВт, что соответствует среднегодовым темпам прироста за период 2022–2028 годов – 1,2 %.

В таблице 2.7 приведены основные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Северо-Запада.

Таблица 2.7. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Северо-Запада

Наименование показателя	Ед. изм.	Факт	Факт	Прогноз						
		2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ЭГОД	млрд кВт·ч	92,2	97,5	98,9	99,1	101,5	103,7	104,0	104,3	104,6
P _{МАХ СОБСТВ.}	МВт	13804	15381	15 567	16 105	16 472	16 624	16 670	16 734	16778
T _{МАХ СОБСТВ. ГОД.}	час/год	6677	6342	6355	6152	6157	6236	6241	6232	6238
P _{СОВМ. С ЕЭС}	МВт	13472	14611	15178	15702	16060	16208	16253	16316	16359
T _{СОВМ. С ЕЭС}	час/год	6842	6677	6518	6310	6315	6396	6402	6392	6398

P_{МАХ СОБСТВ.} – собственный максимум потребления мощности по ОЭС;

P_{СОВМ. С ЕЭС} – максимум потребления мощности по ОЭС, совмещенный с ЕЭС России;

T_{МАХ ГОД (СОВМ. С ЕЭС)} – число часов использования максимума потребления мощности по ОЭС.

Изменение прогнозных показателей потребления электрической энергии и мощности ОЭС Северо-Запада на период 2022–2028 годов представлено на рисунке 2.3.

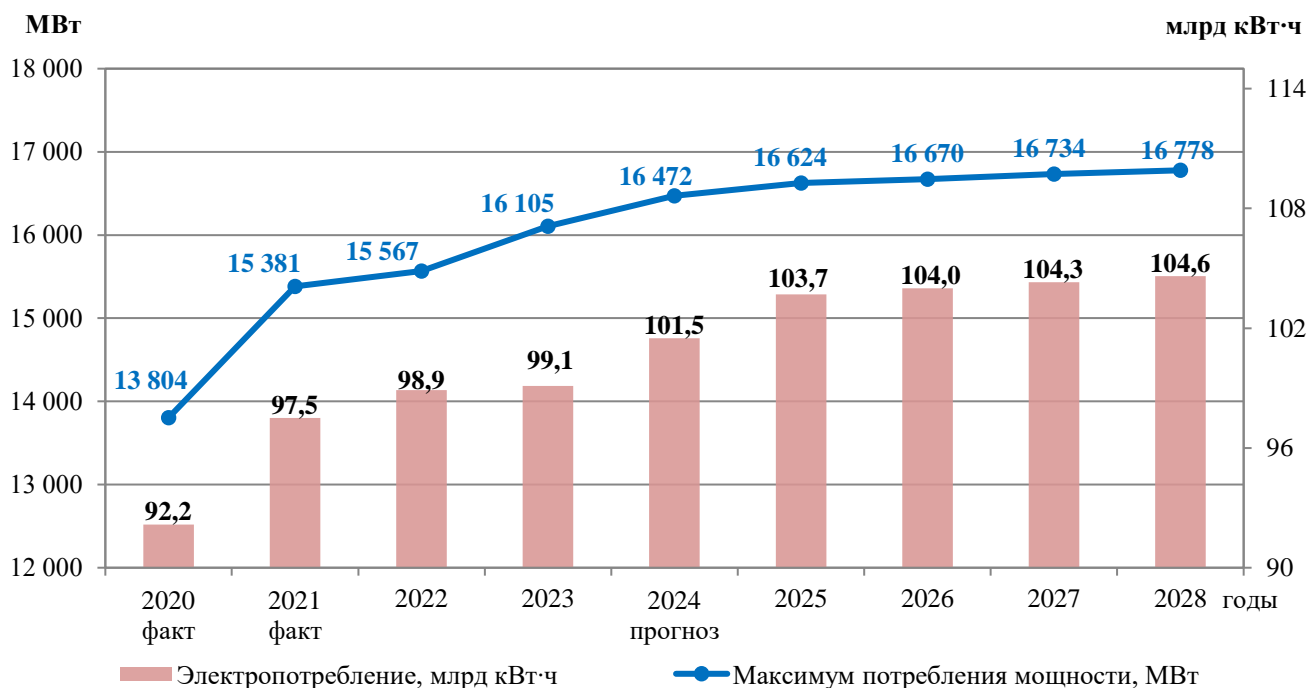


Рисунок 2.3 – Прогнозные значения потребления электрической энергии и собственного максимума потребления мощности ОЭС Северо-Запада

Увеличение потребления электрической энергии в промышленном секторе будет определяться расширением и модернизацией существующих профилирующих производств: крупнейшего в России предприятия по производству

бумаги – АО «Монди СЛПК» (энергосистема Республики Коми), АО «Кольская ГМК» (энергосистема Мурманской области), АО «Ковдорский ГОК» (энергосистема Мурманской области), ПАО «Акрон» (энергосистема Новгородской области).

Около 58 % прироста спроса на электрическую энергию в ОЭС Северо-Запада за период 2022–2028 годов формируется в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области. Доля энергосистемы в суммарном потреблении электрической энергии оценивается к концу прогнозного периода на уровне 50,9 % при среднегодовых темпах прироста 1,2 %. Объем потребления к 2028 году прогнозируется на уровне 53,2 млрд кВт·ч при объеме потребления электрической энергии в 2021 году – 49,1 млрд кВт·ч.

Рост спроса на электрическую энергию в первую очередь будет связан с планируемым крупномасштабным жилищным строительством, строительством торгово-досуговых и бизнес-центров, технопарков в области информационных технологий, туристско-рекреационных и гостиничных комплексов. Рост спроса на электрическую энергию в производственном секторе будет определяться развитием существующих предприятий обрабатывающего производства (ООО «ТФЗ», ООО «ПГ «Фосфорит», АО «Пикалевский цемент») и предприятий транспорта (ООО «Транснефть-Балтика»), многофункционального морского перегрузочного комплекса «Бронка» ООО «Феникс» и развитием сети Санкт-Петербургского метрополитена. Планируется строительство завода по производству аммиака и карбамида (ООО «ЕХСЗ-2») и реализация проекта по созданию одного из крупнейших в мире кластеров для выделения и глубокой переработки углеводородного сырья ООО «БХК».

В энергосистеме Мурманской области прирост спроса на электрическую энергию за рассматриваемый прогнозный период составит 14,2 % при среднегодовом темпе прироста 1,9 %. Рост спроса на электрическую энергию, кроме двух перечисленных выше предприятий, будет учитывать развитие действующего производства по добыче и переработке апатит-нефелиновых руд АО «СЗФК», а

также строительство морских портов ООО «Морской торговый порт «Лавна» и ООО «МТ Тулома».

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 спрос на электрическую энергию в энергосистеме Калининградской области увеличится относительно 2021 года на 4,3 % до 4,9 млрд кВт·ч в 2028 году при среднегодовых темпах прироста 0,6 %. Перспективный рост потребления электрической энергии определяется развитием производственного сектора, в том числе, строительством промышленного комплекса ООО «Энкор Групп», реализацией проектов ООО «К-Поташ Сервис» (освоение Нивенского месторождения калийно-магниевых солей), ООО «ЛУКОЙЛ-КМН» (освоение нефтяного месторождения D33 в Балтийском море).

2.3. ОЭС Центра.

Объем потребления электрической энергии по ОЭС Центра в 2021 году составил 256,3 млрд кВт·ч, что на 6,8 % выше уровня предыдущего года. К 2028 году объем спроса на электрическую энергию в ОЭС Центра прогнозируется на уровне 268,0 млрд кВт·ч (рисунок 2.4). Среднегодовой темп прироста спроса на электрическую энергию за период 2022–2028 годов составит 0,6 %.

В 2021 году собственный максимум потребления мощности ОЭС Центра достиг величины 40535 МВт. В 2022 году собственный максимум потребления мощности ОЭС прогнозируется на уровне 40372 МВт. К 2028 году максимум потребления мощности достигнет значения 42549 МВт. Среднегодовой темп прироста потребления мощности за 2022–2028 годы ожидается на уровне 0,7 %.

В таблице 2.8 представлены основные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Центра, спрос на электрическую энергию в таблице представлен с учетом и без учета потребления электрической энергии на заряд Загорской ГАЭС.

Таблица 2.8. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Центра

Наименование показателя	Ед. изм.	Факт	Факт	Прогноз						
		2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ЭГОД	млрд кВт·ч	239,9	256,3	256,2	257,6	260,0	262,9	264,7	265,8	268,0
ЭЗАРЯД ГАЭС	млрд кВт·ч	2,5	2,5	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
ЭГОД БЕЗ УЧЕТА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ЗАРЯД ГАЭС	млрд кВт·ч	237,4	253,8	253,5	254,9	257,3	260,2	262,0	263,1	265,3
Р _{МАХ СОБСТВ.}	МВт	37105	40535	40372	40991	41518	41865	42196	42342	42549
Т _{МАХ СОБСТВ. ГОД. (БЕЗ УЧЕТА ЗАРЯДА ГАЭС)}	час/год	6399	6261	6279	6217	6197	6217	6209	6215	6235
Р _{СОВМ. С ЕЭС}	МВт	36714	39982	39888	40499	41020	41375	41690	41834	42038
Т _{СОВМ. С ЕЭС (БЕЗ УЧЕТА ЗАРЯДА ГАЭС)}	час/год	6468	6348	6355	6292	6273	6290	6285	6291	6311

На рисунке 2.4 приведено изменение прогнозных значений потребления электрической энергии и мощности ОЭС Центра на период 2022–2028 годов.

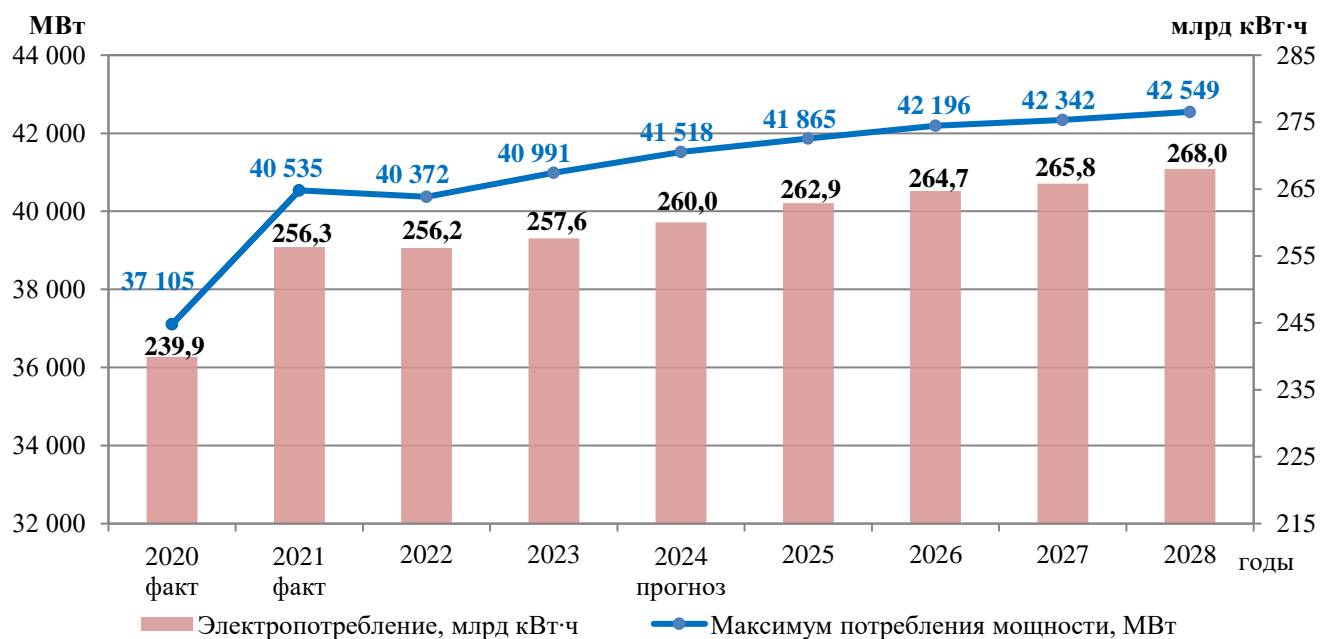


Рисунок 2.4 – Прогнозные значения потребления электрической энергии и собственного максимума потребления мощности ОЭС Центра

Крупнейшей энергосистемой ОЭС Центра является энергосистема г. Москвы и Московской области. Ее доля в суммарном потреблении электрической энергии оценивается к концу прогнозного периода на уровне 45,1 % при среднегодовых темпах прироста за период 2022–2028 годов – 0,7 %. Объем потребления к 2028 году прогнозируется на уровне 120,9 млрд кВт·ч при потреблении электрической энергии в 2021 году – 115,5 млрд кВт·ч. Увеличение спроса на электрическую энергию по энергосистеме г. Москвы и Московской области в значительной мере будет связано со строительством жилья и объектов инфраструктуры, развитием транспортной системы и вводом новых электростанций.

Следующими по величине прогнозного объема потребления электрической энергии являются энергосистемы Белгородской, Липецкой, Вологодской и Воронежской областей.

Прогноз спроса на электрическую энергию энергосистемы Белгородской области в 2028 году оценивается на уровне 17,3 млрд кВт·ч, что на 1,0 млрд кВт·ч выше потребления электрической энергии в 2021 году. В энергосистеме Белгородской области прогнозируемый рост спроса на электрическую энергию объясняется расширением существующих промышленных предприятий, а также развитием агропромышленного комплекса. К их числу относятся: АО «Лебединский ГОК», АО «ОЭМК им. А.А. Угарова», предприятия пищевой промышленности АО «ЭФКО», ЗАО «Осколцемент», ООО «Яковлевский ГОК», тепличный комплекс ООО «ТКБ».

В энергосистеме Липецкой области объем потребления электрической энергии увеличится по сравнению с 2021 годом на 7,2 % до 14,9 млрд кВт·ч к 2028 году при среднегодовом темпе прироста 1,0 %. Большая часть прироста прогнозируемого спроса на электрическую энергию будет определяться ПАО «НЛМК», предприятиями, входящими в особую экономическую зону промышленно-производственного типа «Липецк», АО «Транснефть - Дружба».

Среди субъектов Российской Федерации, экономика которых ориентирована на промышленное производство, наибольший прирост спроса на электрическую

энергию за рассматриваемый прогнозный период ожидается в энергосистемах Калужской, Курской и Тульской областей.

В энергосистеме Тульской области прирост потребления электрической энергии оценивается к 2028 году в 11,1 % при среднегодовом приросте за 2022–2028 годы – 1,5 %. К числу крупных предприятий, по которым ожидается рост электропотребления, относятся: АО «Тулачермет», ООО ОХК «Щекиноазот», АО «НАК «Азот». Продолжится расширение производства сельскохозяйственной продукции ООО ТК «Тульский».

В энергосистеме Курской области объем потребления электрической энергии увеличится по сравнению с 2021 годом на 11,1 % до 10,0 млрд кВт·ч к 2028 году при среднегодовом темпе прироста 1,5 %. Значительный прирост прогнозируемого спроса на электрическую энергию в первую очередь будет определяться развитием АО «Михайловский ГОК им. А.В. Варичева», а также увеличением потребления электроэнергии на собственные нужды Курской АЭС-2.

Прирост потребления электрической энергии в энергосистеме Калужской области оценивается к 2028 году в 20,0 % при среднегодовом приросте 2,6 %. Предполагается развитие ООО «НЛМК-Калуга», ООО «Кроношпан Калуга».

2.4. ОЭС Средней Волги.

Объем потребления электрической энергии по ОЭС Средней Волги в 2021 году составил 111,4 млрд кВт·ч, что на 6,6 % выше уровня предыдущего года. В 2028 году объем спроса на электрическую энергию в ОЭС Средней Волги прогнозируется на уровне 117,0 млрд кВт·ч (рисунок 2.5). Среднегодовой темп прироста спроса на электрическую энергию за период 2022–2028 годов составит 0,7 %.

Собственный максимум потребления мощности в 2021 году достиг величины 17033 МВт. В 2022 году собственный максимум потребления мощности составит 17302 МВт. К 2028 году он увеличится до 18326 МВт при среднегодовом темпе прироста за 2022–2028 годы – 1,1 %.

В таблице 2.9 представлены основные характеристики режимов потребления

электрической энергии ОЭС Средней Волги.

Таблица 2.9. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Средней Волги

Наименование показателя	Ед. изм.	Факт	Факт	Прогноз						
		2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Эгод	млрд кВт·ч	104,5	111,4	112,5	112,9	114,6	115,6	115,7	116,3	117,0
P _{МАХ СОБСТВ.}	МВт	16231	17033	17302	17719	17992	18152	18201	18268	18326
T _{МАХ СОБСТВ. ГОД.}	час/год	6442	6542	6503	6371	6370	6369	6357	6366	6383
P _{СОВМ. С ЕЭС}	МВт	15507	16961	16818	17223	17488	17644	17691	17756	17813
T _{СОВМ. С ЕЭС}	час/год	6743	6570	6690	6555	6554	6552	6540	6550	6567

На рисунке 2.5 приведена динамика изменения прогнозных значений потребления электрической энергии и мощности ОЭС Средней Волги на период 2022–2028 годов.

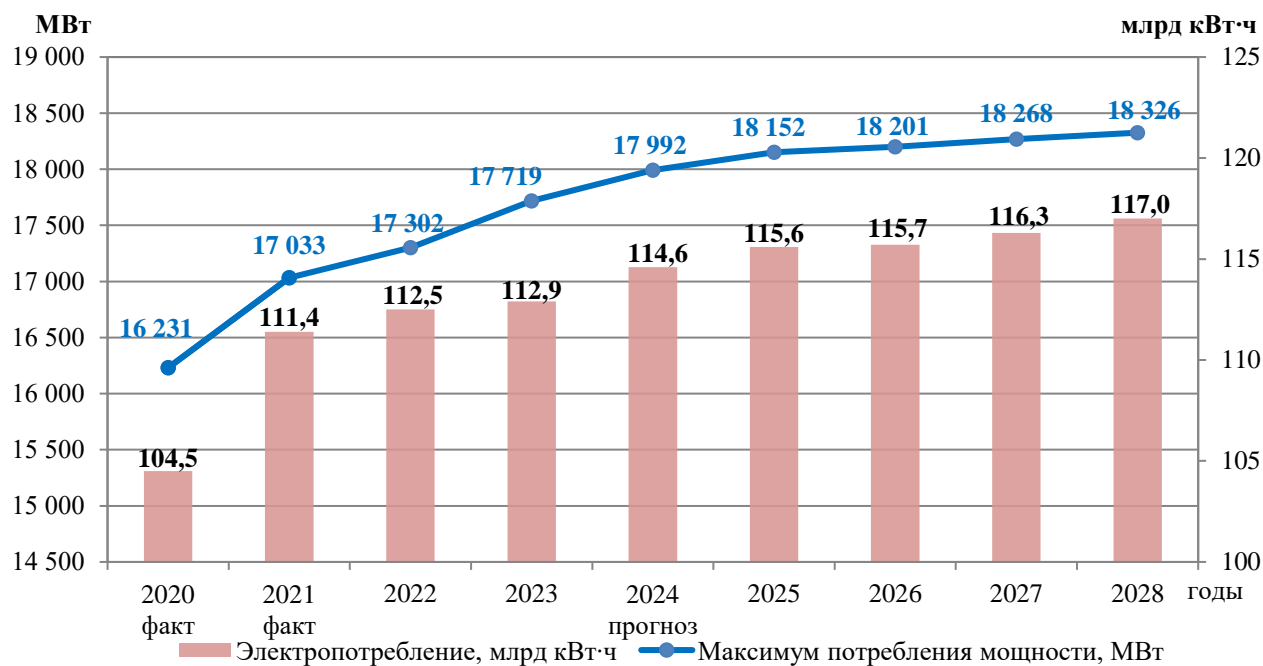


Рисунок 2.5 – Прогнозные значения потребления электрической энергии и собственного максимума потребления мощности ОЭС Средней Волги

На долю четырех крупных энергосистем ОЭС Средней Волги – энергосистемы Республики Татарстан, Самарской, Нижегородской и Саратовской областей к концу рассматриваемого периода будет приходиться 80,7 % суммарного потребления электрической энергии ОЭС (при 80,3 % в 2021 году).

Энергосистема Республики Татарстан является крупнейшей энергосистемой ОЭС Средней Волги. Объем спроса на электрическую энергию в 2028 году прогнозируется на уровне 34,5 млрд кВт·ч при объеме потребления в 2021 году – 31,9 млрд кВт·ч, со среднегодовым темпом прироста за период 2022–2028 годов 1,1 %. Прирост прогнозируемого потребления электрической энергии определяется ростом спроса со стороны такого крупного промышленного потребителя как ПАО «Нижнекамскнефтехим».

Предприятия группы ПАО «Татнефть» (в том числе АО «ТАНЕКО») (переработка нефти и нефтепродуктов) и предприятие химической промышленности ПАО «Казаньоргсинтез» также внесут существенный вклад в увеличение суммарного потребления электрической энергии по энергосистеме Республики Татарстан.

В 2028 году прогнозируемый уровень потребления электрической энергии по энергосистеме Республики Татарстан превысит уровень 2021 года на 8,2 %.

В энергосистеме Самарской области объем спроса на электрическую энергию в 2028 году прогнозируется на уровне 24,5 млрд кВт·ч при объеме потребления в 2021 году – 23,6 млрд кВт·ч (на 6,3 % выше уровня 2020 года) со среднегодовым приростом за период 2022–2028 годов – 0,5 %. Основной прогнозируемый прирост потребления электрической энергии в энергосистеме будет обусловлен увеличением объемов переработки нефтепродуктов на нефтеперерабатывающих заводах области – Куйбышевском, Новокуйбышевском и Сызранском, а также развитием прочих промышленных производств и расширением индустриальных парков АО «ПромПарки».

В энергосистеме Нижегородской области объем спроса на электрическую энергию в 2028 году прогнозируется на уровне 21,7 млрд кВт·ч при объеме потребления в 2021 году – 20,8 млрд кВт·ч со среднегодовым приростом за период 2022–2028 годов 0,6 %. Рост спроса на электрическую энергию в первую очередь будет связан с запуском нового электрометаллургического комплекса с технологией DRI – ООО «Эколант» и развитием мощностей действующего потребителя АО «ВМЗ». Весомые приросты потребления электрической энергии

прогнозируются на ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез».

Прогноз спроса на электрическую энергию энергосистемы Саратовской области в 2028 году оценивается на уровне 13,7 млрд кВт·ч, что на 0,5 млрд кВт·ч выше потребления в 2021 году. Основной объем спроса на электрическую энергию будет определяться развитием существующих предприятий области: Балаковский филиал АО «Апатит» (производство фосфорсодержащих удобрений), ООО «Саратоворгсинтез» (ведущий производитель нитрила акриловой кислоты, ацетонитрила и цианида натрия в России).

Прирост потребления электрической энергии до 2028 года будет также связан с реализацией проектов глубокой переработки пшеницы ООО «Саратовбиотех», увеличением выпуска продукции АО «Совхоз-Весна», увеличением нагрузки тяговых подстанций железнодорожного транспорта (ОАО «РЖД») и ростом потребления электрической энергии на объектах Министерства обороны Российской Федерации.

2.5. ОЭС Юга.

Объем потребления электрической энергии по ОЭС Юга в 2021 году составил 108,3 млрд кВт·ч, что на 7,5 % выше уровня предыдущего года. К 2028 году объем спроса на электрическую энергию в ОЭС Юга прогнозируется на уровне 115,7 млрд кВт·ч, что на 7,4 млрд кВт·ч больше, чем в 2021 году (среднегодовой темп прироста за семь лет – 1,0 %).

В 2021 году собственный максимум потребления мощности достиг величины 17391 МВт (впервые в летний период). В 2022 году собственный максимум потребления мощности прогнозируется на уровне 17545 МВт. К 2028 году максимум потребления мощности составит 18834 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста за период 2022–2028 годы 1,2 %.

В таблице 2.10 представлены основные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Юга. Спрос на электрическую энергию представлен без учета и с учетом потребления электрической энергии на заряд Кубанской ГАЭС и Зеленчукской ГЭС-ГАЭС.

Таблица 2.10. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Юга

Наименование показателя	Ед. изм.	Факт	Факт	Прогноз						
		2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Эгод	млрд кВт·ч	100,7	108,3	108,8	110,0	112,3	113,4	114,2	115,0	115,7
Эзаряд ГАЭС	млрд кВт·ч	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Эгод без учета потребления электрической энергии на заряд ГАЭС	млрд кВт·ч	100,6	108,2	108,6	109,8	112,1	113,2	114,0	114,8	115,5
Р _{МАХ СОБСТВ.}	МВт	16301	17391	17545	18112	18384	18535	18650	18763	18834
Т _{МАХ СОБСТВ. ГОД.} (БЕЗ УЧЕТА ЗАРЯДА ГАЭС)	час/год	6166	6219	6192	6067	6102	6107	6112	6121	6133
Р _{СОВМ. С ЭЭС}	МВт	16037	17234	16843	17388	17649	17794	17904	18012	18081
Т _{СОВМ. С ЭЭС (БЕЗ УЧЕТА ЗАРЯДА ГАЭС)}	час/год	6267	6276	6450	6319	6356	6362	6366	6376	6389

На рисунке 2.6 представлено изменение прогнозных значений потребления электрической энергии и мощности ОЭС Юга на период 2022–2028 годов.

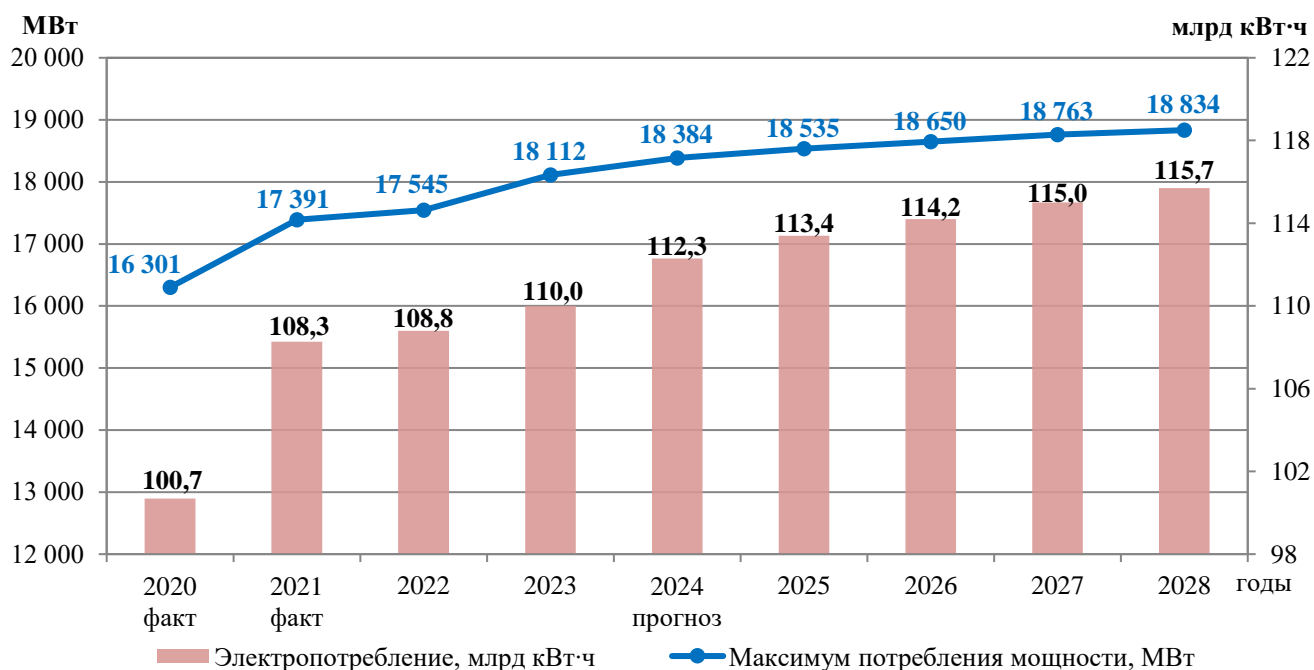


Рисунок 2.6 – Прогнозные значения потребления электрической энергии и собственного максимума потребления мощности ОЭС Юга

Суммарная доля пяти наиболее крупных энергосистем – Республики Адыгея

и Краснодарского края, Волгоградской и Ростовской областей, Ставропольского края, Республики Крым и г. Севастополя составит в 2028 году 79,3 % от общего потребления электрической энергии ОЭС Юга.

Крупнейшей энергосистемой в ОЭС Юга является энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края, величина спроса на электрическую энергию которой на уровне 2028 года составит 32,6 млрд кВт·ч при 30,0 млрд кВт·ч в 2021 году. Прогнозируемые на 2023–2024 годы высокие приросты потребления электрической энергии будут связаны с восстановлением экономики в эти годы.

Увеличение потребления электрической энергии в промышленном производстве будет обусловлено планируемой реализацией проектов по модернизации и расширению предприятий нефтепереработки (ООО «Афипский НПЗ», ООО «КНГК-ИНПЗ», ООО «РН-Туапсинский НПЗ»), ростом производства на ОАО «Новоросцемент».

Существенный прирост потребности в электрической энергии на территории энергосистемы, связанный с реализацией проекта ФКУ «Ространсmodernизация» по развитию сухогрузного района морского порта Тамань, выполнение которого предусмотрено в рамках комплексного плана модернизации и расширения магистральной инфраструктуры до 2024 года, утвержденного распоряжением Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р, будет способствовать повышению доли потребления электрической энергии на транспорте.

Во второй по величине потребления электрической энергии в ОЭС Юга энергосистеме Ростовской области объем спроса на электрическую энергию увеличится за семь лет на 6,0 % до 21,1 млрд кВт·ч при среднегодовых темпах прироста 0,9 %, что ниже среднего темпа по ОЭС Юга.

Прогнозируемый прирост потребления электрической энергии на территории энергосистемы Ростовской области (1,2 млрд кВт·ч) обусловлен увеличением потребления электрической энергии в связи с планируемой реализацией инвестиционных проектов: АО «НЗНП» (предприятие нефтепереработки), АО «ДонБиоТех» (комплекс по глубокой переработке зерна), АО «Азовский Завод

КПА» (производство промышленного оборудования и изделий), а также увеличением нагрузки тяговых подстанций железнодорожного транспорта (ОАО «РЖД»).

Объем спроса на электрическую энергию в энергосистеме Волгоградской области увеличится к 2028 году относительно 2021 года на 3,6 % до 17,2 млрд кВт·ч при среднегодовых темпах прироста 0,5 %. Прогнозируемое увеличение спроса на электрическую энергию будет определяться предприятиями химии и нефтехимии ООО «ЕвроХим-ВолгаКалий» и ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» и объектами производства сельхозпродукции ООО «Овощевод».

Объем потребления электрической энергии в энергосистеме Ставропольского края увеличится за прогнозный период на 1,8 % и в 2028 году составит 11,2 млрд кВт·ч при среднегодовых темпах прироста 0,3 %.

Объем спроса на электрическую энергию в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя увеличится относительно 2021 года на 9,1 % и в 2028 году составит 9,6 млрд кВт·ч. Среднегодовой темп прироста по энергосистеме выше среднего прироста по ОЭС Юга (1,3 %). Абсолютный прирост потребления электрической энергии относительно 2021 года к концу прогнозного периода составит 0,8 млрд кВт·ч. Значительная его часть будет определяться строительством жилых комплексов (в том числе ООО «СЗ «СК «Акура»), реализацией проектов по созданию индустриальных парков в Республике Крым («Бахчисарай», «Евпатория», «Феодосия»), развитием тепличного комбината (ООО ТК «Белогорский») и продолжением строительства гостинично-оздоровительных комплексов в рамках развития инфраструктуры туризма.

2.6. ОЭС Урала.

Объем потребления электрической энергии по ОЭС Урала составил в 2021 году 256,7 млрд кВт·ч, что на 4,2 % выше уровня предыдущего года. В 2028 году объем спроса на электрическую энергию в ОЭС Урала прогнозируется на уровне 271,8 млрд кВт·ч (рисунок 2.7), среднегодовой темп прироста спроса на электрическую энергию за период 2022–2028 годов составит 0,8 %.

Собственный максимум потребления мощности ОЭС Урала в 2021 году достиг величины 35865 МВт. В 2022 году собственный максимум потребления мощности прогнозируется на уровне 37247 МВт. К 2028 году этот показатель достигнет уровня 39024 МВт. При этом среднегодовой темп прироста максимумов потребления мощности за 2022–2028 годы составит 1,2 %.

В таблице 2.11 представлены основные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Урала.

Таблица 2.11. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Урала

Наименование показателя	Ед. изм.	Факт	Факт	Прогноз						
		2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Эгод	млрд кВт·ч	246,3	256,7	264,8	266,0	268,4	269,4	270,4	270,7	271,8
R _{МАХ СОБСТВ.}	МВт	35115	35865	37247	38285	38578	38799	38914	38962	39024
T _{МАХ СОБСТВ. ГОД.}	час/год	7015	7157	7109	6949	6958	6945	6948	6947	6965
R _{СОВМ. С ЕЭС}	МВт	33903	35127	36804	37829	38124	38341	38454	38503	38573
T _{СОВМ. С ЕЭС}	час/год	7266	7307	7194	7033	7041	7028	7031	7030	7047

На рисунке 2.7 представлено изменение прогнозных значений потребления электрической энергии и мощности ОЭС Урала на период 2022–2028 годов.

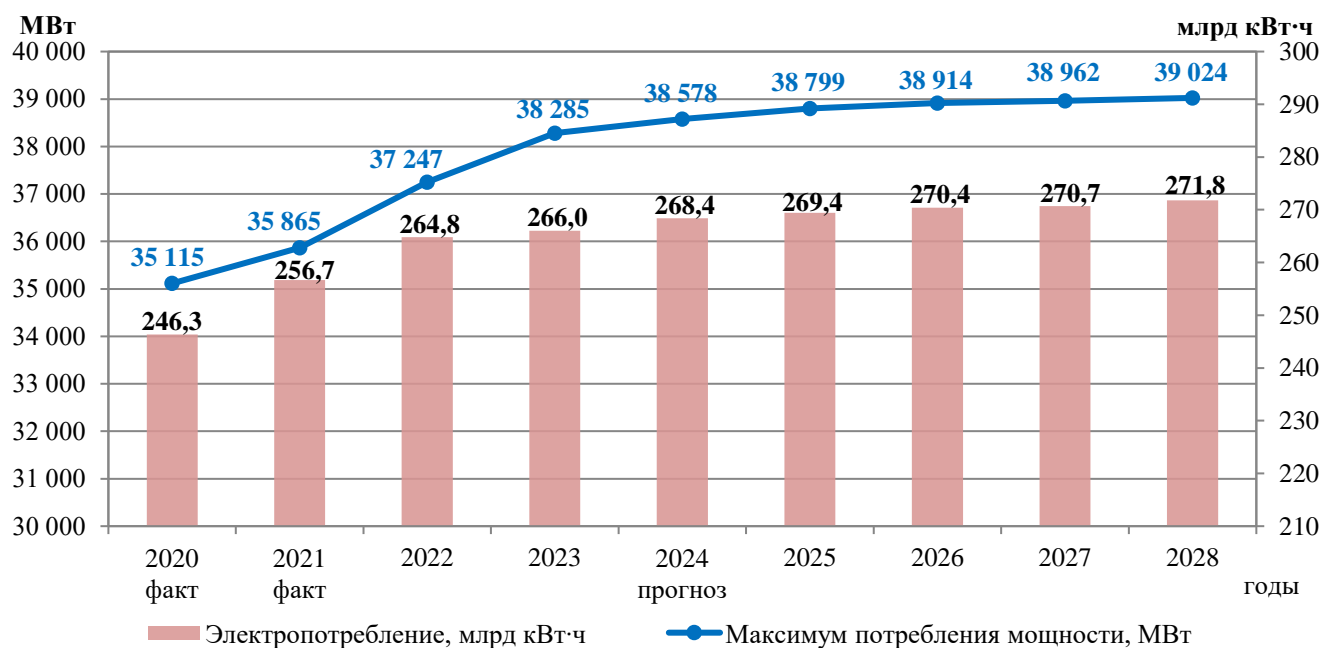


Рисунок 2.7 – Прогнозные значения потребления электрической энергии и собственного максимума потребления мощности ОЭС Урала

Территориальная структура потребления электрической энергии ОЭС Урала характеризуется стабильно высокими долями энергосистем Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов (35,0 %), Свердловской области (16,8 %) и Челябинской области (14,3 %), что в сумме составляет 66,1 %. Ожидается, что в 2028 году суммарная доля данных энергосистем в ОЭС Урала останется такой же высокой и составит 66,2 %.

Наибольшее значение в развитии экономики энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов занимает промышленный комплекс, где более 90 % спроса на электрическую энергию формируется в нефте- и газодобыче.

В соответствии с прогнозом спроса на электрическую энергию по энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов в период 2022–2028 годов среднегодовые темпы прироста потребления электрической энергии составят 0,9 % с объемом потребления электрической энергии на уровне 2028 года 96,0 млрд кВт·ч.

В числе крупных потребителей электрической энергии, в перспективе обеспечивающих значительные приросты потребления – нефте- и газодобывающие предприятия: структуры ПАО «НК «Роснефть» (ПАО «Сургутнефтегаз», ООО «РН-Уватнефтегаз», АО «РН-Няганьнефтегаз», ООО «СКН», АО «Самотлорнефтегаз», АО «Тюменнефтегаз»), дочерние предприятия ПАО «Газпром» и ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»; а также в нефтехимическом комплексе – комбинат ООО «Запсибнефтехим».

Динамика потребления электрической энергии в энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов (35,3 % от суммарного потребления электрической энергии ОЭС Урала в 2028 году) в значительной мере определяет соответствующие показатели по ОЭС Урала в целом.

Во второй по величине потребления электрической энергии по ОЭС Урала энергосистеме Свердловской области объем потребления электрической энергии на уровне 2028 года прогнозируется в объеме 44,5 млрд кВт·ч, что соответствует среднегодовому приросту 0,5 % за период 2022–2028 годов.

Крупные приросты объемов потребления электрической энергии, связанные с развитием металлургических производств, ожидаются на существующих предприятиях АО «Святогор» (предприятие полного цикла производства черновой меди), АО «СЗФ» (крупный производитель ферросплавов), ООО «ВИЗ-Сталь». Максимальные объемы прироста электропотребления за счет ввода новых объектов обеспечит реализация мероприятий по осуществлению технологического присоединения ООО «Синергия» (приоритетный инвестиционный проект по созданию деревообрабатывающих производств) и ООО «Медно-Рудная Компания». Доля энергосистемы Свердловской области в суммарном потреблении электрической энергии ОЭС Урала в 2028 году составит 16,0 %.

Потребление электрической энергии в энергосистеме Челябинской области в 2028 году прогнозируется в объеме 39,5 млрд кВт·ч со среднегодовым приростом 1,0 % за период 2022–2028 годов. Прирост прогнозируемого потребления электрической энергии будет определяться увеличением спроса со стороны действующего промышленного потребителя АО «Томинский ГОК», реализацией проектов ООО «Агрокомплекс «Южноуральский» и ООО «ТМЗ» (предприятие по производству металлического марганца).

Динамика спроса на электрическую энергию также будет обусловлена развитием профилирующих энергоемких металлургических производств, среди которых ПАО «ММК», ОАО «ММК-МЕТИЗ», АО «Карабашмедь».

Доля энергосистемы Челябинской области в суммарном потреблении электрической энергии ОЭС Урала в 2028 году останется на уровне 14,5 %.

В энергосистеме Республики Башкортостан при среднегодовом темпе роста 1,2 % за период 2022–2028 годов прогнозируемый уровень спроса на электрическую энергию составит 28,7 млрд кВт·ч, что на 8,3 % выше уровня 2021 года. Основное увеличение потребления электрической энергии связано с дальнейшим развитием территориальных предприятий: ООО «Башнефть-Добыча», АО «Транснефть – Урал», ООО «Башкирская медь», филиалы ПАО АНК «Башнефть»: «Башнефть - Уфанефтехим», «Башнефть-УНПЗ», «Башнефть-Новойл».

2.7. ОЭС Сибири.

Объем потребления электрической энергии по ОЭС Сибири в 2021 году составил 217,3 млрд кВт·ч, что на 3,8 % выше показателя предыдущего года. К 2028 году объем спроса на электрическую энергию в ОЭС Сибири прогнозируется на уровне 242,2 млрд кВт·ч (среднегодовой темп прироста за период 1,6 %).

В 2021 году собственный максимум потребления мощности зафиксирован на отметке 30826 МВт. Собственный максимум потребления мощности в 2022 году прогнозируется на уровне 32792 МВт, а к 2028 году – на уровне 35748 МВт при среднегодовом темпе прироста максимумов потребления мощности за 2022–2028 годы – 2,1 %.

В таблице 2.12 представлены основные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Сибири.

Таблица 2.12. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Сибири

Наименование показателя	Ед. изм.	Факт	Факт	Прогноз						
		2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Э _{год}	млрд кВт·ч	209,4	217,3	225,4	233,4	236,9	239,2	240,3	241,1	242,2
P _{МАХ СОБСТВ.}	МВт	30852	30826	32792	34838	35252	35491	35670	35672	35748
T _{МАХ СОБСТВ. ГОД.}	час/год	6786	7050	6873	6699	6721	6738	6736	6758	6776
P _{СОВМ. С ЭЭС}	МВт	28671	30237	31415	33375	33771	34000	34172	34174	34247
T _{СОВМ. С ЭЭС}	час/год	7302	7187	7174	6993	7016	7034	7031	7055	7073

На рисунке 2.8 представлено изменение прогнозных значений потребления электрической энергии и мощности ОЭС Сибири на период 2022–2028 годов с выделением намечаемого увеличения потребления ОАО «РЖД» за счет реализации второго этапа расширения Восточного полигона железных дорог.

Высокие темпы прироста спроса на электрическую энергию прогнозируются на период 2022–2023 годов. Высокий темп прироста в 2023 году (3,5 %) связан с осуществлением на территории ОЭС Сибири проекта расширения пропускной способности железных дорог на участках БАМ и Транссиб.

Повышенные относительно среднего по ОЭС Сибири темпы прироста потребления электрической энергии прогнозируются в энергосистемах Республики

Тыва (14,8 %), Республики Бурятия (4,1 %), Забайкальского края (3,6 %), Иркутской области (2,3 %). В энергосистеме Красноярского края среднегодовой темп прироста близок к среднегодовому по ОЭС Сибири. Для остальных территориальных энергосистем темпы прироста ниже среднего.

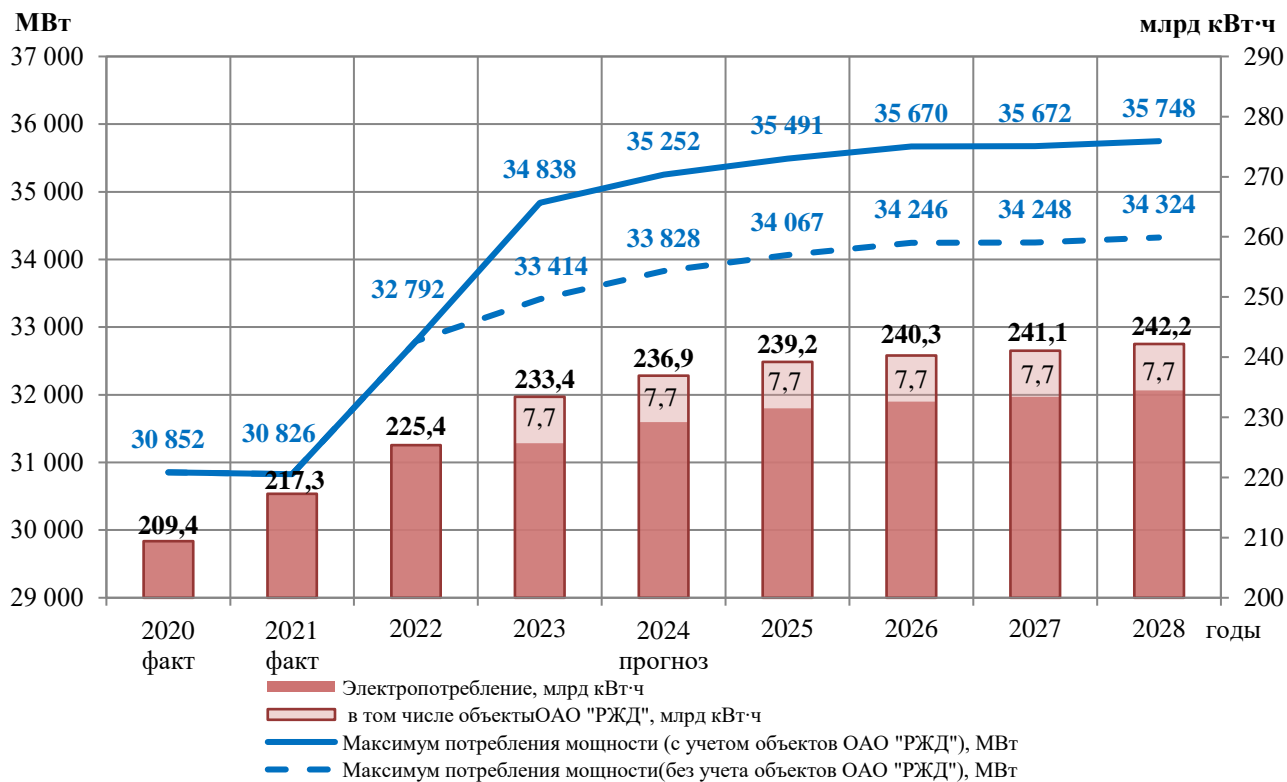


Рисунок 2.8 – Прогнозные значения потребления электрической энергии и собственного максимума потребления мощности ОЭС Сибири

Преобладающая часть (более 60 %) прогнозируемого общего прироста спроса на электрическую энергию в ОЭС Сибири обусловлена ожидаемым увеличением потребления электрической энергии в энергосистемах Иркутской области и Красноярского края.

Объем спроса на электрическую энергию по энергосистеме Иркутской области увеличится на 10,1 млрд кВт·ч и составит в 2028 году 69,4 млрд кВт·ч при среднегодовом приросте 2,3 %. Наибольший годовой прирост (6,7 %), ожидаемый в 2022 году, связан с увеличением потребления электрической энергии Тайшетского алюминиевого завода (ООО «РУСАЛ Тайшет»). Прирост прогнозируемого спроса на электрическую энергию в энергосистеме в значительной мере будет определяться такими предприятиями как: ООО «ИНК», предприятия золотодобычи ООО «Полюс

сухой лог» и АО «Тонода», объекты ПАО «Газпром», ОАО «РЖД».

Во второй по величине энергосистеме Красноярского края прогнозируется рост потребления электрической энергии на 5,2 млрд кВт·ч до 53,0 млрд кВт·ч в 2028 году (со среднегодовым темпом за период 1,5 %). Относительно высокие темпы прироста прогнозируются на 2022–2023 годы, что связано со значительным ростом нагрузки АО «БОАЗ».

Значительная часть прироста потребления электрической энергии обусловлена расширением ряда существующих промышленных предприятий: ООО «РН-Ванкор» (нефтедобыча), филиала ООО «Группа Магнезит» (производство огнеупоров), ФГУП «НО РАО» (обеспечение безопасного обращения с радиоактивными отходами), Ачинского нефтеперерабатывающего завода (АО «АНПЗ ВНК») и горнодобывающих производственных компаний ООО ГРК «Амикан», ООО «Соврудник» и АО «Полюс Красноярск», а также набором нагрузки ОАО «РЖД».

Прогноз спроса на электрическую энергию по энергосистеме Республики Тыва характеризуется значительным среднегодовым темпом прироста 14,8 %, превышающим средние приросты по ОЭС Сибири. Наиболее высокие темпы приростов прогнозируются в 2022–2024 годах, что связано с ожидаемым строительством горно-обогатительного комбината ООО «Голевская ГРК» на базе крупнейшего АК-Сугского медно-порфирового месторождения.

В энергосистеме Кемеровской области объем спроса на электрическую энергию в 2028 году составит 34,4 млрд кВт·ч при среднегодовом приросте за 2022–2028 годы 1,1 %. Прогнозируемый рост потребления электрической энергии будет обусловлен увеличением потребления на АО «СУЭК-Кузбасс», АО «РУСАЛ Новокузнецк», ООО «ЗСЭМЗ», АО «УК «Кузбассразрезуголь», ПАО «Южный Кузбасс», ОАО «РЖД».

В энергосистеме Республики Бурятия объем спроса на электрическую энергию в 2028 году составит 7,4 млрд кВт·ч при среднегодовом приросте за 2022–2028 годы 4,1 %. Прирост потребления электрической энергии до 2028 года будет связан со строительством горно-обогатительного комбината ООО «ОЗГОК» и

набором нагрузки ОАО «РЖД».

Среднегодовой темп прироста спроса на электрическую энергию в энергосистеме Забайкальского края составит 3,6 %, что приведет к увеличению спроса на электрическую энергию на 2,3 млрд кВт·ч, который к 2028 году составит 10,5 млрд кВт·ч. Большая часть прироста спроса на электрическую энергию связана с планируемой реконструкцией и расширением участков железной дороги на территории края (прирост в 2023 году – 13,3 %). Существенная часть прироста потребности в электрической энергии в энергосистеме будет связана с проектами ООО «Удоканская Медь» (Удоканский горно-металлургический комбинат) и ООО «ГРК «Быстринское» (Быстринский горно-обогатительный комбинат (далее – ГОК)). Среди других предприятий, участвующих в формировании прироста спроса на электрическую энергию в энергосистеме Забайкальского края: АО «Висмут», ООО «Байкалруд».

2.8. ОЭС Востока.

Объем потребления электрической энергии по ОЭС Востока составил в 2021 году 42,9 млрд кВт·ч, что на 5,4 % выше уровня предыдущего года. В 2028 году объем спроса на электрическую энергию прогнозируется на уровне 57,3 млрд кВт·ч (рисунок 2.9). Высокий темп прироста в 2023 году (10,1 %) связан с осуществлением на территории ОЭС Востока проекта расширения пропускной способности железных дорог на участках БАМ и Транссиб. Среднегодовой темп прироста спроса на электрическую энергию за период 2022–2028 годов составит 4,2 %.

В 2021 году собственный максимум потребления мощности достиг величины 7499 МВт. Собственный максимум потребления мощности ОЭС Востока в 2022 году прогнозируется на уровне 7592 МВт, в 2028 году – 9403 МВт. При этом среднегодовой темп прироста максимума потребления мощности за 2022–2028 годы составит 3,3 %.

В таблице 2.13 представлены основные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Востока.

Таблица 2.13. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Востока

Наименование показателя	Ед. изм.	Факт	Факт	Прогноз						
		2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Э _{ГОД}	млрд кВт·ч	40,7	42,9	45,6	50,2	52,7	55,2	56,7	57,0	57,3
P _{МАХ СОБСТВ.}	МВт	6701	7499	7592	8698	8891	9269	9342	9379	9403
T _{МАХ СОБСТВ. ГОД.}	час/год	6072	5715	6004	5775	5926	5956	6074	6073	6091
P _{СОВМ. С ЕЭС}	МВт	6132	7266	6669	7631	7801	8127	8199	8230	8241
T _{СОВМ. С ЕЭС}	час/год	6637	5898	6835	6583	6755	6793	6921	6921	6950

На рисунке 2.9 представлено изменение прогнозных значений потребления электрической энергии и мощности ОЭС Востока на период 2022–2028 годов с выделением намечаемого увеличения потребления ОАО «РЖД» за счет реализации второго этапа расширения Восточного полигона железных дорог.

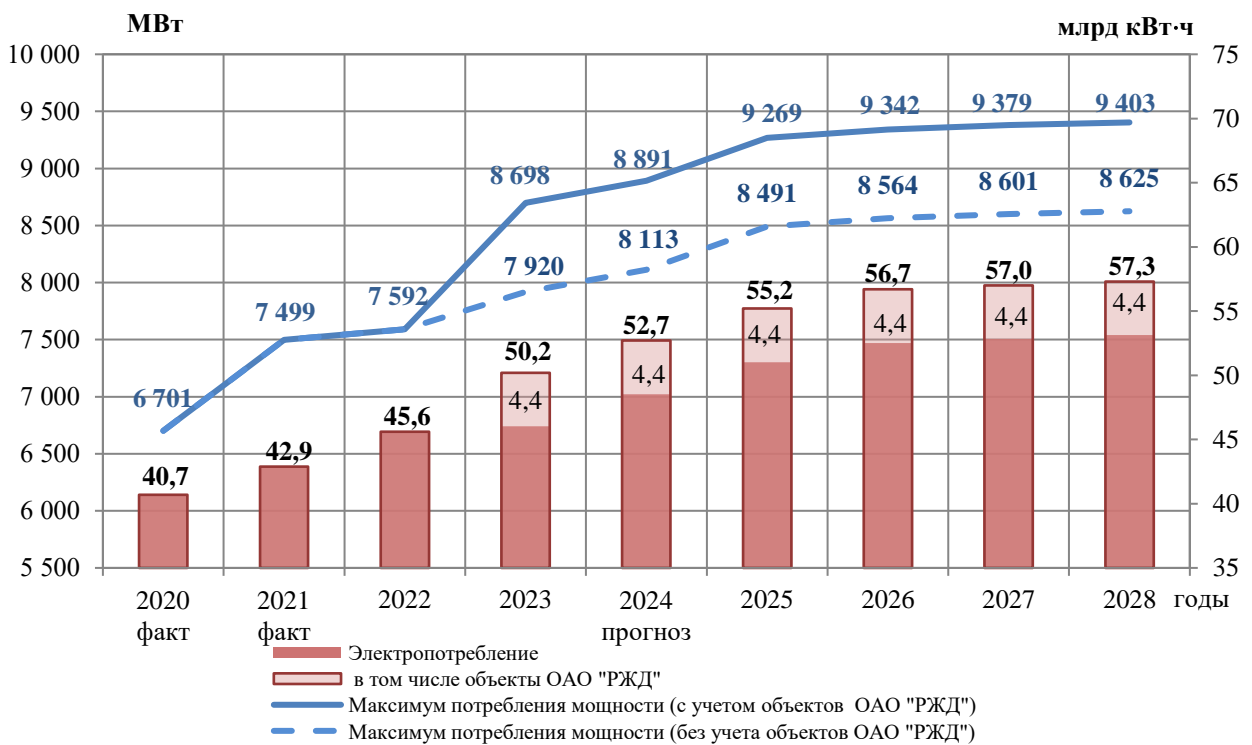


Рисунок 2.9 – Прогнозные значения потребления электрической энергии и собственного максимума потребления мощности ОЭС Востока

Темпы прироста спроса на электрическую энергию в ОЭС Востока в период 2022–2028 годов определяются экономическим развитием субъектов Российской Федерации, территориально входящих в ОЭС Востока, которые неоднородны по своим природно-климатическим условиям и социально-экономическим

характеристикам развития. Основными направлениями развития экономики ОЭС Востока являются горно- и золотодобывающая промышленность, металлургия, трубопроводный и железнодорожный транспорт (осуществление на территории ОЭС проекта расширения пропускной способности железных дорог на участках БАМ и Транссиб), энергетика, социальная и коммунальная сфера.

В самой крупной энергосистеме ОЭС Востока – энергосистеме Приморского края, на долю которой приходится 29,5 % суммарного потребления электрической энергии ОЭС Востока в 2021 году, к концу рассматриваемого периода уровень спроса на электрическую энергию прогнозируется в объеме 16,9 млрд кВт·ч при 14,1 млрд кВт·ч в 2021 году, что соответствует среднегодовому приросту в 2,6 % за период 2022–2028 годов.

Прогнозируемое увеличение спроса на электрическую энергию будет определяться действующими предприятиями: судовой Звезда АО «ДЦСС» АО «ДВЗ «Звезда», а также реализацией проектов ООО «Приморский металлургический завод», ООО «Морской порт «Суходол» и АО «КРДВ» (специализированный грузовой порт для обеспечения доступа к портовой инфраструктуре малых и средних угледобывающих предприятий), ОАО «РЖД».

В энергосистеме Хабаровского края и Еврейской автономной области потребление электрической энергии прогнозируется на уровне 15,9 млрд кВт·ч в 2028 году со среднегодовым приростом 5,3 % за период 2022–2028 годов.

В числе крупных проектов с ожидаемыми в перспективе значительными приростами электрической энергии: ООО «Амур Минералс» (освоение Малмыжского месторождения меди), металлургический завод ООО «Амурсталь», ООО «АГМК» и ООО «Ресурсы Албазино» (предприятия Амурского золоторудного хаба) и ТЭСЭР «Хабаровск» площадка «Ракитное».

Увеличение спроса на электрическую энергию также прогнозируется на транспортно-портовых предприятиях, железнодорожных и авиационных организациях (АО «ВТУ», ООО «Причал», АО «Хабаровский аэропорт», ОАО «РЖД»).

В энергосистеме Амурской области потребление электрической энергии

прогнозируется на уровне 15,1 млрд кВт·ч в 2028 году со среднегодовым приростом 6,7 % за период 2022–2028 годов.

Планируется, что основные приросты потребления электрической энергии в энергосистеме будут определяться объемами электроснабжения Амурского газоперерабатывающего завода (далее – ГПЗ, ПАО «Газпром») и Амурского газохимического комплекса (далее – ГХК, ПАО «СИБУР Холдинг»), ОАО «РЖД».

В энергосистеме Республики Саха (Якутия) – Южном, Центральном и Западном энергорайонах потребление электрической энергии прогнозируется на уровне 9,4 млрд кВт·ч в 2028 году (при фактических 8,1 млрд кВт·ч в 2021 году) со среднегодовым приростом 2,2 % за период 2022–2028 годов.

Рост спроса на электрическую энергию со стороны трубопроводного транспорта будет связан с ростом нужд нефтеперекачивающей станции (далее – НПС) ООО «Транснефть – Восток» магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» и сооружением компрессорных станций газопровода «Сила Сибири» (ООО «Газпром трансгаз Томск»).

Приросты спроса на электрическую энергию ожидаются на АО «Золото Селигдара», горно-обоганительных комплексах «Денисовский», «Инаглинский», ГОК «Нежданинское» и «Таежный». Планируется реализация проектов ООО «Газпром добыча Ноябрьск» (освоение Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения), ООО «АнтрацитинвестПроект» (добыча и переработка угля), АО «ЖСВ».

Выводы:

1. Величина спроса на электрическую энергию по ЕЭС России к 2028 году оценивается в объеме 1176,6 млрд кВт·ч, что больше объема потребления электрической энергии 2021 года на 86,2 млрд кВт·ч. Превышение уровня 2021 года в 2028 году составит 7,9 % при среднегодовых темпах прироста за период 1,1 %.

2. Относительно высокие темпы прироста спроса на электрическую энергию в ЕЭС России в рассматриваемом прогнозе планируются на 2022–2024 годы, что

связано с ожидаемой активной реализацией в эти годы крупных инвестиционных проектов.

3. В таблице 2.14 представлен перечень энергосистем, для которых среднегодовой темп прироста потребления электрической энергии за период 2022–2028 годов превышает 2 %.

Таблица 2.14. Перечень энергосистем, среднегодовой темп прироста потребления электрической энергии которых превышает 2 %

Энергосистема	Среднегодовой темп прироста потребления электрической энергии за 2022–2028 гг., %	Факторы, влияющие на формирование основной части прироста потребления электрической энергии
Калужской области	2,6	Расширение производственных мощностей на металлургическом заводе ООО «НЛМК-Калуга»; развитие предприятия ООО «Кроношпан Калуга»
Республики Ингушетия	4,2	Строительство агрокомплекса АО «Агрокомплекс Сунжа», птицекомплекса ООО «Птицекомплекс «Южный»»; жилищное и социальное строительство
Республики Бурятия	4,1	Строительство горно-обогатительного комбината ООО «ОЗГОК», реализация второго этапа расширения Восточного полигона железных дорог
Иркутской области	2,3	Ввод Тайшетского алюминиевого завода ООО «РУСАЛ Тайшет»; развитие золотодобывающих предприятий ООО «ИНК», ООО «Полнос сухой лог», АО «Тонода» и предприятий ПАО «Газпром», реализация второго этапа расширения Восточного полигона железных дорог
Республики Тыва	14,8	Строительство ГОК ООО «Голевская ГРК» по добыче меди и производству медного концентрата на базе АК-Сугского медно-порфирирового месторождения
Забайкальского края	3,6	Реконструкция и расширение участков железной дороги; запуск горно-металлургического комбината «Удокан», расширение ООО «ГРК «Быстринское», реализация проекта АО «Висмут», разработка полиметаллического месторождения ООО «Байкалруд», реализация второго этапа расширения Восточного полигона железных дорог
Амурской области	6,7	Строительство и поэтапный ввод в эксплуатацию «Амурский газоперерабатывающий завод»

Энергосистема	Среднегодовой темп прироста потребления электрической энергии за 2022–2028 гг., %	Факторы, влияющие на формирование основной части прироста потребления электрической энергии
		(ПАО «Газпром») и «Амурский газохимический комплекс» (ПАО «СИБУР Холдинг»), реализация второго этапа расширения Восточного полигона железных дорог
Хабаровского края и Еврейской автономной области	5,3	Освоение Малмыжского месторождения золота и меди ООО «Амур Минералс»; развитие предприятий ООО «Амурсталь», ООО «АГМК», ООО «Ресурсы Албазино», и ТЭСЭР «Хабаровск» площадка «Ракитное»; развитие транспортной инфраструктуры (АО «ВТУ», ООО «Причал», АО «Хабаровский аэропорт»), реализация второго этапа расширения Восточного полигона железных дорог
Республики Саха (Якутия)	2,2	Разработка Чаяндынского НГК месторождения (эксплуатирующая организация ООО «Газпром добыча Ноябрьск»), реализация проектов горно-обогатительных комплексов, набор нагрузки НПС ООО «Транснефть - Восток»; сооружение компрессорных станций газопровода «Сила Сибири», увеличение потребления АО «Золото Селигдара» (добыча золота и олова)
Приморского края	2,6	Развитие судовой Звезда АО «ДЦСС» АО «ДВЗ «Звезда», реализация проектов ООО «Приморский металлургический завод», ООО «Морской порт «Суходол», проекты АО «КРДВ», реализация второго этапа расширения Восточного полигона железных дорог

4. Территориальное распределение потребления электрической энергии по ОЭС, отражающее сложившиеся региональные пропорции российской экономики, характеризуется преобладанием трех крупнейших ОЭС – Центра, Урала и Сибири, суммарная доля которых от общего объема потребления электрической энергии ЕЭС России в 2021 году составила 67,0 %, а в 2028 году составит 66,5 %. Прогнозируемые тенденции региональной динамики потребления электрической энергии приведут к изменениям в территориальной структуре потребления электрической энергии в сторону увеличения доли ОЭС Востока и ОЭС Сибири и

уменьшения доли ОЭС Центра, ОЭС Средней Волги, ОЭС Урала и ОЭС Юга, при этом доля ОЭС Северо-Запада в 2028 году остается на уровне 2021 года.

5. Максимальное потребление мощности ЕЭС России к 2028 году ожидается на уровне 175352 МВт. За период 2022–2028 годов среднегодовой темп прироста максимума потребления мощности ЕЭС России составит 1,2 %.

6. Наибольшее значение среднегодового темпа прироста максимумов потребления мощности в период 2022–2028 годов прогнозируется в ОЭС Востока – 3,3 % и ОЭС Сибири – 2,1 %. Наименьшее значение среднегодового прироста максимумов потребления мощности в период 2022–2028 годов прогнозируется в ОЭС Центра – 0,7 %.

7. Годовое число часов использования максимума потребления мощности ЕЭС России в 2022–2028 годах будет находиться в диапазоне 6690–6780 часов.

В таблице 2.15 представлен перечень энергосистем, для которых изменение числа часов использования максимума потребления мощности в прогнозный период находится на уровне 300 часов и более в связи с вводом крупных потребителей. Изменение числа часов использования максимума потребления мощности приведено для периода 2021–2028 годов.

Таблица 2.15. Энергосистемы, для которых изменение числа часов использования максимума потребления мощности в прогнозный период находится на уровне 300 часов и более в связи с вводом крупных потребителей

Энергосистема	Прогнозное число часов использования максимума потребления мощности, час			Факторы, влияющие на изменения числа часов использования максимума потребления мощности
	2021 г.	2028 г.	Δ (2028–2021 гг.)	
Калужской области	5899	6205	306	Ввод потребителей: ООО «НЛМК-Калуга», ООО «Кроношпан Калуга»
Республики Ингушетия	5609	5933	324	Ввод новых потребителей: АО «Агрокомплекс Сунжа», ООО «Птицекомплекс «Южный»
Ростовской области	6011	6038	297	Ввод новых потребителей: АО «НЗНП», АО «Азовский завод КПА», АО «Донские Биотехнологии» и др.
Республики Адыгея и Краснодарского края	5357	5867	510	Ввод новых потребителей: ООО «Новоросметалл», ООО «РогСибАл» и др.

Энергосистема	Прогнозное число часов использования максимума потребления мощности, час			Факторы, влияющие на изменения числа часов использования максимума потребления мощности
	2021 г.	2028 г.	Δ (2028–2021 гг.)	
Карачаево-Черкесской Республики	5589	6069	480	Ввод потребителей: ОАО «Хабезский гипсовый завод», ООО «Шанс»
Иркутской области	6646	6948	302	Ввод потребителей: увеличение потребления мощности Тайшетского алюминиевого завода ООО «РУСАЛ Тайшет», ООО «ИНК», ООО «Полюс сухой лог», АО «Тонода», объектов ОАО «РЖД»
Республики Тыва	5050	6797	1747	Ввод потребителей: ООО «Тувинская горнорудная компания», ООО «Голевская ГРК»
Амурской области	5809	6279	470	Ввод потребителей: ПАО «Газпром» (Амурский ГПЗ) и ПАО «СИБУР Холдинг» (Амурский ГХК), объекты ОАО «РЖД»
Хабаровского края и Еврейской автономной области	5664	6065	402	Ввод потребителей: объекты ОАО «РЖД», ООО «РН – Комсомольский НПЗ», ООО «Амур Минералс», ООО «Ресурсы Албазино»
Приморского края	5225	6005	780	Ввод новых потребителей: ООО «Морской порт «Суходол», АО «НЗМУ», объектов ОАО «РЖД»

III. Прогноз перспективной потребности в мощности на период 2022–2028 годов

Величина перспективной потребности в мощности (спроса на мощность) определена с учетом прогнозируемых на рассматриваемый перспективный период максимумов потребления мощности по ОЭС и ЕЭС России, экспорта мощности и перспективного расчетного резерва мощности (далее – нормативный резерв).

При оценке потребности в мощности для европейской части ЕЭС России учитывается максимум потребления мощности, совмещенный с ЕЭС России, для ОЭС Сибири и Востока – максимум потребления мощности, совмещенный с ЕЭС России, и собственный максимум потребления мощности. При принятых уровнях и режимах потребления мощности прогнозируемый максимум потребления по ЕЭС России на уровне 2022 года составит 163 615 МВт и возрастет к 2028 году до 175 352 МВт, по ЕЭС России без учета ОЭС Востока – 156 946 МВт и

167 111 МВт соответственно.

Величина экспорта мощности и электрической энергии из ЕЭС России принята по данным ПАО «Интер РАО».

Экспортные поставки из ЕЭС России планируются в следующем объеме:

- в 2022 году – 3890 МВт / 15,6 млрд кВт·ч;
- в 2023 году – 3890 МВт / 13,6 млрд кВт·ч;
- в 2024 году – 3890 МВт / 13,9 млрд кВт·ч;
- в 2025 году – 3840 МВт / 13,7 млрд кВт·ч;
- в 2026 году – 3440 МВт / 11,9 млрд кВт·ч;
- в 2027 году – 3440 МВт / 10,8 млрд кВт·ч;
- в 2028 году – 3440 МВт / 10,8 млрд кВт·ч.

Прогнозируемые объемы экспорта мощности на час годового максимума ЕЭС России и годовые объемы экспорта электрической энергии с указанием стран, в которые осуществляются экспортные поставки, представлены в таблице 3.1.

По планам ПАО «Интер РАО» на период до 2028 года сохраняются традиционные направления экспортных поставок мощности и электрической энергии: в Финляндскую Республику (1300 МВт / 3,9–5,2 млрд кВт·ч), Республику Монголия (345 МВт / 0,5 млрд кВт·ч). Кроме того, осуществляются экспортные поставки мощности и электрической энергии в рамках приграничной торговли с Финляндской Республикой (75 МВт / 1,1 млрд кВт·ч) и Королевством Норвегия (30 МВт / 0,03 млрд кВт·ч).

Экспортные поставки мощности и электрической энергии в страны Балтии предусматриваются в объеме 400 МВт / 1,8–2,4 млрд кВт·ч в период 2022–2025 годов.

Из ОЭС Юга предусматриваются поставки мощности и электрической энергии в республики: Грузию в объеме 400 МВт / 1,1 млрд кВт·ч в 2022 году, 400 МВт / 0,5 млрд кВт·ч в период 2023–2028 годов, Южную Осетию – 40 МВт / 0,1–0,2 млрд кВт·ч в период 2022–2028 годов. Кроме того, существуют электрические связи со смежными с Ростовской областью энергосистемами, в которые поставки электрической энергии и мощности в

рассматриваемый период не планируются.

Экспортные поставки в Республику Казахстан в 2022–2028 годы планируются в объеме: 350 МВт / 1,5 млрд кВт·ч в период 2022–2024 годов, 300 МВт/1,2 млрд кВт·ч в 2025–2028 годы. Из ОЭС Востока в рассматриваемый период предусматривается экспорт мощности и электрической энергии в Китайскую Народную Республику в объеме 950 МВт / 3,3–4,4 млрд кВт·ч.

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

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

Нормативные значения резерва мощности по различным ОЭС в процентах от максимума потребления мощности представлены в таблице 3.2.

Абсолютная величина резерва мощности в ЕЭС России на уровне 2022 года должна составить 26 577 МВт, на уровне 2028 года – 28 511 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 ЕЭС России.

Изменение спроса на мощность по ОЭС и ЕЭС России в период 2022–2028 годов представлено в таблице 3.3 и на рисунке 3.1.

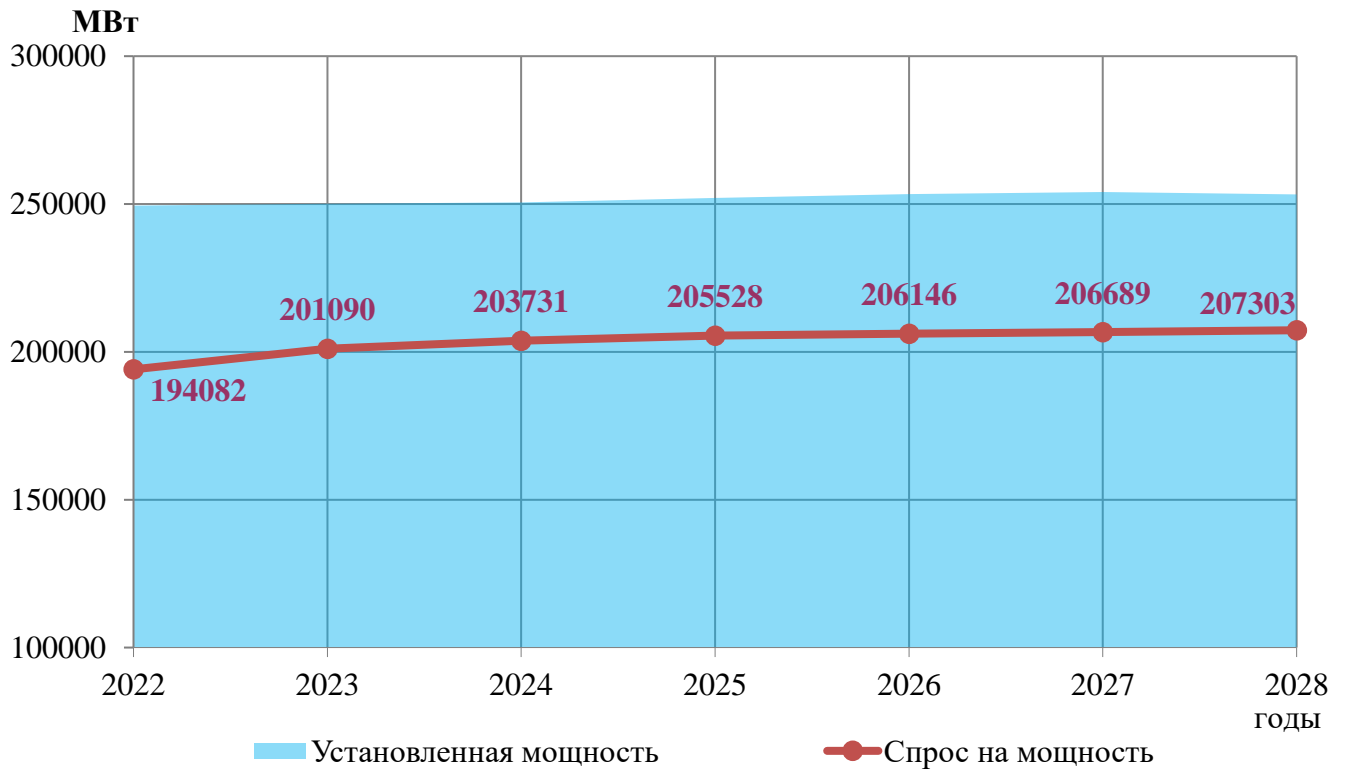


Рисунок 3.1 – Спрос на мощность в ЕЭС России

Таблица 3.1. Прогноз экспорта электрической энергии и мощности по ЕЭС России и ОЭС (мощность на час максимума потребления мощности ЕЭС России)

Наименование	2021 г. факт	2022 г.		2023 г.		2024 г.		2025 г.		2026 г.		2027 г.		2028 г.	
	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
ЕЭС России, всего	4467*	15,6	3890	13,6	3890	13,9	3890	13,7	3840	11,9	3440	10,8	3440	10,8	3440
ОЭС Северо-Запада	1385	8,0	1805	7,4	1805	7,7	1805	8,1	1805	6,3	1405	5,2	1405	5,2	1405
Финляндия**	1310	4,5	1300	3,9	1300	4,2	1300	5,2	1300	5,2	1300	4,1	1300	4,1	1300
Финляндия (приграничный)	75	1,1	75	1,1	75	1,1	75	1,1	75	1,1	75	1,1	75	1,1	75
Норвегия	0	0,03	30	0,03	30	0,03	30	0,03	30	0,03	30	0,03	30	0,03	30
Страны Балтии	0	2,4	400	2,4	400	2,4	400	1,8	400	0	0	0	0	0	0
ОЭС Центра	314	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Беларусь	314	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ОЭС Средней Волги	18	0,03	10	0,03	10	0,03	10	0,03	10	0,03	10	0,03	10	0,03	10
Казахстан	18	0,03	10	0,03	10	0,03	10	0,03	10	0,03	10	0,03	10	0,03	10
ОЭС Юга	299	1,3	450	0,7	450	0,7	450	0,7	450	0,7	450	0,7	450	0,7	450
Грузия	249	1,1	400	0,5	400	0,5	400	0,5	400	0,5	400	0,5	400	0,5	400
Азербайджан	12	0,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Южная Осетия	29	0,1	40	0,1	40	0,1	40	0,1	40	0,1	40	0,2	40	0,2	40
Казахстан	9	0,03	10	0,03	10	0,03	10	0,03	10	0,03	10	0,03	10	0,03	10
ОЭС Урала	62	1,3	280	1,3	280	1,3	280	1,0	230	1,0	230	1,0	230	1,0	230
Казахстан	62	1,3	280	1,3	280	1,3	280	1,0	230	1,0	230	1,0	230	1,0	230
ОЭС Сибири	591	0,6	395	0,6	395	0,6	395	0,6	395	0,6	395	0,6	395	0,6	395
Монголия	126	0,5	345	0,5	345	0,5	345	0,5	345	0,5	345	0,5	345	0,5	345
Казахстан	465	0,1	50	0,1	50	0,1	50	0,1	50	0,1	50	0,1	50	0,1	50
ОЭС Востока	865	4,4	950	3,6	950	3,6	950	3,3	950	3,3	950	3,3	950	3,3	950
Китай	865	4,4	950	3,6	950	3,6	950	3,3	950	3,3	950	3,3	950	3,3	950

* – учтен экспорт мощности в энергосистему Украины (932 МВт), начиная с 2022 года экспорт мощности не прогнозируется;

**– экспорт электрической энергии в Финляндскую Республику приведен без учета поставок в рамках обеспечения агентского договора с ПАО «ТГК-1».

Таблица 3.2. Нормативные значения резерва мощности, %

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

* – распределение в процентах от резерва мощности по европейской части ЕЭС России

Таблица 3.3. Спрос на мощность, МВт

Наименование показателя	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ОЭС Северо-Запада							
Совмещенный максимум потребления мощности	15178	15702	16060	16208	16253	16316	16359
Нормативный резерв	3201	3280	3324	3350	3366	3377	3388
Экспорт	1805	1805	1805	1805	1405	1405	1405
Спрос на мощность – всего	20184	20787	21189	21363	21024	21098	21152
ОЭС Центра							
Совмещенный максимум потребления мощности	39888	40499	41020	41375	41690	41834	42038
Нормативный резерв	6829	6998	7091	7146	7180	7204	7228
Экспорт	0	0	0	0	0	0	0
Спрос на мощность – всего	46717	47497	48111	48521	48870	49038	49266
ОЭС Средней Волги							
Совмещенный максимум потребления мощности	16818	17223	17488	17644	17691	17756	17813
Нормативный резерв	2347	2406	2437	2456	2468	2476	2485
Экспорт	10	10	10	10	10	10	10
Спрос на мощность – всего	19175	19639	19935	20110	20169	20242	20308
ОЭС Юга							
Совмещенный максимум потребления мощности	16843	17388	17649	17794	17904	18012	18081
Нормативный резерв	2134	2187	2216	2233	2244	2251	2259
Экспорт	450	450	450	450	450	450	450
Спрос на мощность – всего	19427	20025	20315	20477	20598	20713	20790
ОЭС Урала							
Совмещенный максимум потребления мощности	36804	37829	38124	38341	38454	38503	38573
Нормативный резерв	6829	6998	7091	7146	7180	7204	7228
Экспорт	280	280	280	230	230	230	230
Спрос на мощность – всего	43913	45107	45495	45717	45864	45937	46031
Европейская часть							
Совмещенный максимум потребления мощности	12553	12864	13034	13136	13199	132421	132864
	1	1	1	2	2		
Нормативный резерв	21340	21869	22159	22331	22438	22512	22588
Экспорт	2545	2545	2545	2495	2095	2095	2095
Спрос на мощность – всего	149416	153055	155045	156188	156525	157028	157547
ОЭС Сибири							

Наименование показателя	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Совмещенный максимум потребления мощности	31415	33375	33771	34000	34172	34174	34247
Нормативный резерв	3770	4005	4053	4080	4101	4101	4110
Экспорт	395	395	395	395	395	395	395
Спрос на мощность – всего	35580	37775	38219	38475	38668	38670	38752
ОЭС Востока							
Совмещенный максимум потребления мощности	6669	7631	7801	8127	8199	8230	8241
Нормативный резерв	1467	1679	1716	1788	1804	1811	1813
Экспорт	950	950	950	950	950	950	950
Спрос на мощность – всего	9086	10260	10467	10865	10953	10991	11004
ЕЭС России							
Максимум потребления мощности	16361 5	16964 7	17191 3	17348 9	17436 3	17482 5	175352
Нормативный резерв	26577	27553	27928	28199	28343	28424	28511
Экспорт	3890	3890	3890	3840	3440	3440	3440
Спрос на мощность – всего	194082	201090	203731	205528	206146	206689	207303
ОЭС Сибири на собственный максимум нагрузки							
Максимум потребления мощности	32792	34838	35252	35491	35670	35672	35748
Нормативный резерв	3935	4181	4230	4259	4280	4281	4290
Экспорт	395	395	395	395	395	395	395
Спрос на мощность – всего	37122	39414	39877	40145	40345	40348	40433
ОЭС Востока на собственный максимум нагрузки							
Максимум потребления мощности	7592	8698	8891	9269	9342	9379	9403
Нормативный резерв	1670	1914	1956	2039	2055	2063	2069
Экспорт	950	950	950	950	950	950	950
Спрос на мощность – всего	10212	11562	11797	12258	12347	12392	12422

Выводы:

1. Основные направления экспорта-импорта электрической энергии и мощности по данным ПАО «Интер РАО» до 2028 года не изменятся.

2. Абсолютная величина резерва мощности в ЕЭС России на уровне 2022 года должна составлять не менее 26 577 МВт, на уровне 2028 года – не менее 28 511 МВт.

3. При прогнозируемом максимуме потребления, нормативном резерве мощности и заданных объемах экспорта мощности спрос на мощность по ЕЭС России увеличится с ожидаемых 194 082 МВт в 2022 году до 207 303 МВт в 2028 году.

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

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 2022–2028 годы сформирована с учетом вводов нового генерирующего оборудования в указанный период 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;
- обязательствами производителей электрической энергии, мощность которых отобрана по результатам проведения отборов проектов реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций;
- инвестиционными программами производителей электрической энергии, утвержденными Минэнерго России в 2021 году;
- приказами Минэнерго России о согласовании вывода генерирующего оборудования из эксплуатации;
- обязательствами производителей электрической энергии, мощность которых была отобрана по результатам конкурентного отбора мощности до 2026 года;
- предложениями производителей электрической энергии (ноябрь–декабрь 2021 года).

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей (с высокой вероятностью реализации) на электростанциях ЕЭС России в 2022–2028 годах составляют 9 898,9 МВт. На атомных электростанциях (АЭС) планируется вывести из эксплуатации генерирующие мощности в объеме 5 000,0 МВт: энергоблоки (№ 3 и № 4) установленной мощностью 1 000 МВт каждый на Ленинградской АЭС в ОЭС Северо-Запада, энергоблоки № 2 и № 3 установленной мощностью 1 000 МВт каждый на Курской АЭС, энергоблок № 1 установленной мощностью 1 000 МВт на Смоленской АЭС в ОЭС Центра, на тепловых электростанциях (ТЭС) планируется вывод генерирующих мощностей в

объеме 4 898,9 МВт.

Для обеспечения возможности вывода из эксплуатации энергоблока № 2 Курской АЭС планами АО «Концерн Росэнергоатом» предусматривается перекоммутация энергоблока № 3 Курской АЭС с РУ 750 кВ в РУ 330 кВ Курской АЭС со сроком выполнения в 2023 году.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации по ЕЭС России и ОЭС представлены в таблице 4.1 и на рисунке 4.1.

Таблица 4.1. Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации на электростанциях ЕЭС России, МВт

Наименование	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2022–2028 гг.
ЕЭС России, всего	223,0	1804,8	1355,0	2186,2	432,9	1940,0	1957,0	9898,9
АЭС			1000,0	2000,0		1000,0	1000,0	5000,0
ТЭС	223,0	1804,8	355,0	186,2	432,9	940,0	957,0	4898,9
ОЭС Северо-Запада, всего		25,0		2000,0				2025,0
АЭС				2000,0				2000,0
ТЭС		25,0						25,0
ОЭС Центра, всего	125,0	233,0	1000,0	14,0		1000,0	1000,0	3372,0
АЭС			1000,0			1000,0	1000,0	3000,0
ТЭС	125,0	233,0		14,0				372,0
ОЭС Средней Волги, всего		829,9	135,0				100,0	1064,9
ТЭС		829,9	135,0				100,0	1064,9
ОЭС Юга, всего		33,4				540,0		573,4
ТЭС		33,4				540,0		573,4
ОЭС Урала, всего	55,0	436,0					857,0	1348,0
ТЭС	55,0	436,0					857,0	1348,0
ОЭС Сибири, всего	43,0	100,0	220,0					363,0
ТЭС	43,0	100,0	220,0					363,0
ОЭС Востока, всего		147,5		172,2	432,9	400,0		1152,6
ТЭС		147,5		172,2	432,9	400,0		1152,6

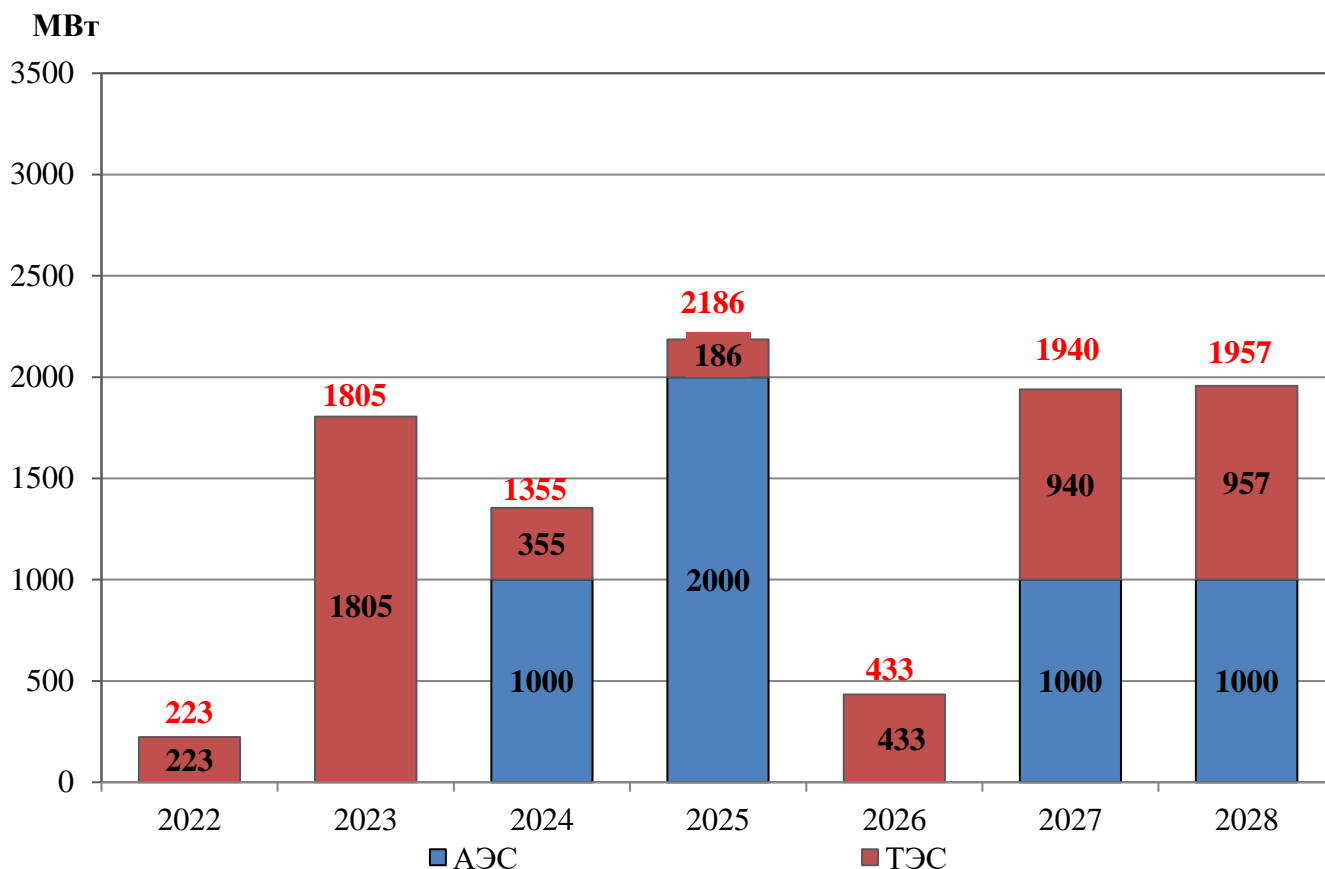


Рисунок 4.1 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России в 2022–2028 годы

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2022–2028 годы представлены в приложении № 2 к схеме и программе ЕЭС России.

В 2021 году на электростанциях ЕЭС России было введено в эксплуатацию 2 716,1 МВт генерирующих мощностей. Перечень вводов генерирующих мощностей в 2021 году приведен в таблице 4.2.

Таблица 4.2. Вводы мощности на электростанциях ЕЭС России в 2021 году

Электростанции	Станционный номер	Марка (тип) генерирующего оборудования	Установленная мощность МВт
ОЭС Центра			13,2
Клинцовская ТЭЦ	1Г-3Г	JMS 624 GS-N.L	13,2
ОЭС Средней Волги			16,0
ГТЭУ-18 «КМПО»	№ 1	НК-38СТ	16,0
ОЭС Урала			129,9
Гафурьевская СЭС		ФЭСМ	15,0
ГПЭС ЧТПЗ	№№ 1-16	QSK60 Gas	17,9
ГПЭС Первомайская	№№ 1-6	QSK60 Gas	6,7
ТЭС ООО «Агреко Евразия»	№№ 1-13	QSK60 Gas	14,3
Новопереволоцкая СЭС		ФЭСМ	15,0
Мини ТЭС НТНП	№ 4	TTG2020 V20	2,0
Светлинская СЭС	2 оч.	ФЭСМ	25,0
Ямбургская ГТЭС	№ 7	ГТЭ-20С	17,3
Ямбургская ГТЭС	№ 8	ГТЭ-20С	16,7
ОЭС Северо-Запада			1200,2
Ленинградская АЭС	№ 6	К-1200-6,8/50	1188,2
ТЭС Нокиан Тайерс	№№ 1-4	JGS 620 GS-N.LC	12,0
ОЭС Юга			1136,8
Кочубеевская ВЭС	№№ 53-84	LP2 L100-2,5 (LP2)	80,0
СЭС Медведица		ФЭСМ	25,0
Кармалиновская ВЭС	№№ 1-24	LP2 L100-2,5	60,0
Азовская ВЭС	№№ 1-26	G132	90,1
Марченковская ВЭС	№№ 1-48	L100-2,5	120,0
Нефтезаводская СЭС		ФЭСМ	20,0
Бондаревская ВЭС	№№ 1-48	LP2 L100-2,5	120,0
Казачья ВЭС (2 оч)	№№ 13-24	Vestas V126-4,2	50,4
Котовская ВЭС	№№ 1-21	Vestas V126-4,2	88,2
Излучная ВЭС	№№ 1-21	Vestas V126-4,2	88,2
Черноярская ВЭС	№№ 1-9	Vestas V126-4,2	37,8
Манланская ВЭС	№№ 1-18	Vestas V126-4,2	75,6
Холмская ВЭС	№№ 1-21	Vestas V126-4,2	88,2
Старицкая ВЭС	№№ 1-12	Vestas V126-4,2	50,4
Шовгеновская СЭС		ФЭСМ	4,9
Медвеженская ВЭС	№№ 1-24	LP2 L100-2,5	60,0
Элистинская (Аршанская) СЭС	1 очередь	ФЭСМ	18,0
	2-5 очереди	ФЭСМ	60,0
ОЭС Сибири			60,0
Березовская ТЭЦ	№№ 1-5	Caterpillar G3520С	10,0
Русско-Полянская СЭС	1,2 очереди	ФЭСМ	30,0
Читинская СЭС		ФЭСМ	20,0
ОЭС Востока			160,0
Свободненская ТЭС	№№ 1,2	ПК-80-130/16	160,0
ЕЭС России, всего			2716,1

Примечание: СЭС – солнечная электростанция
 ГПЭС – газопоршневая электростанция
 ТЭС – тепловая электростанция
 ГТЭУ – тепловая электростанция на основе газовых турбин
 АЭС – атомная электростанция
 ВЭС – ветряная электростанция
 ТЭЦ – теплоэлектроцентраль

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»;

- генерирующие объекты, отобранные по результатам проведения отборов проектов реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций;

- генерирующие объекты, отобранные по результатам конкурентных отборов мощности.

Вводы с высокой вероятностью реализации новых генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России в период 2022–2028 годов предусматриваются в объеме 14 925,1 МВт, в том числе на АЭС – 2 400,0 МВт, на ГЭС – 294,6 МВт, на ТЭС – 7 967,3 МВт и на ВЭС, СЭС – 4 263,2 МВт (уже определенные к реализации проекты строительства электростанций).

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России в период 2022–2028 годов представлены в таблице 4.3 и на рисунке 4.2.

Таблица 4.3. Вводы генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации на электростанциях ОЭС и ЕЭС России, МВт

Наименование	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2022–2028 гг.
ЕЭС России – всего	2897,7	2099,4	1597,7	3439,4	1374,9	2349,9	1166,2	14925,1
АЭС				1200,0		1200,0		2400,0
ТЭС	1902,1	1186,7	895,4	1620,8	756,9	489,0	1116,4	7967,3
ГЭС	123,7		74,9			46,2	49,8	294,6

Наименование	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2022–2028 гг.
ВЭС, СЭС	872,0	912,6	627,4	618,6	618,0	614,7		4263,2
ОЭС Северо-Запада – всего	258,9		16,5					275,4
ГЭС	57,9		16,5					74,4
ВЭС, СЭС	201,0							201,0
ОЭС Центра – всего	619,0	300,0	325,0	1200,0		1200,0	896,4	4540,4
АЭС				1200,0		1200,0		2400,0
ТЭС	619,0	300,0	325,0				896,4	2140,4
ОЭС Средней Волги – всего	821,6	189,9	155,0	850,0			115,0	2131,5
ТЭС	550,0		155,0	850,0			115,0	1670,0
ВЭС, СЭС	271,6	189,9						461,5
ОЭС Юга – всего	568,2	1122,7	432,3	618,6	463,5	1149,9	49,8	4405,0
ТЭС	153,0	560,0				489,0		1202,0
ГЭС	65,8		58,4			46,2	49,8	220,2
ВЭС, СЭС	349,4	562,7	373,9	618,6	463,5	614,7		2982,8
ОЭС Урала – всего	410,7	50,0			181,4		105,0	747,1
ТЭС	410,7	50,0			26,9		105,0	592,6
ВЭС, СЭС					154,5			154,5
ОЭС Сибири – всего	219,4	436,7	508,5					1164,6
ТЭС	169,4	276,7	255,0					701,1
ВЭС, СЭС	50,0	160,0	253,5					463,5
ОЭС Востока – всего			160,4	770,8	730,0			1661,2
ТЭС			160,4	770,8	730,0			1661,2

Наиболее значительный объем вводов генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации до 2028 года планируется в ОЭС Центра (4 540,4 МВт), ОЭС Юга (4 405,0 МВт) и ОЭС Средней Волги (2 131,5 МВт).

Объемы и структура вводов генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2022–2028 годы приведены в приложении № 3 к схеме и программе ЕЭС России.

Развитие атомной энергетики в период 2022–2028 годов предусматривается в ОЭС Центра на площадке Курской АЭС в Курской области с вводом двух энергоблоков типа ВВЭР-ТОИ установленной мощностью по 1200 МВт каждый в 2025 и 2027 годах.

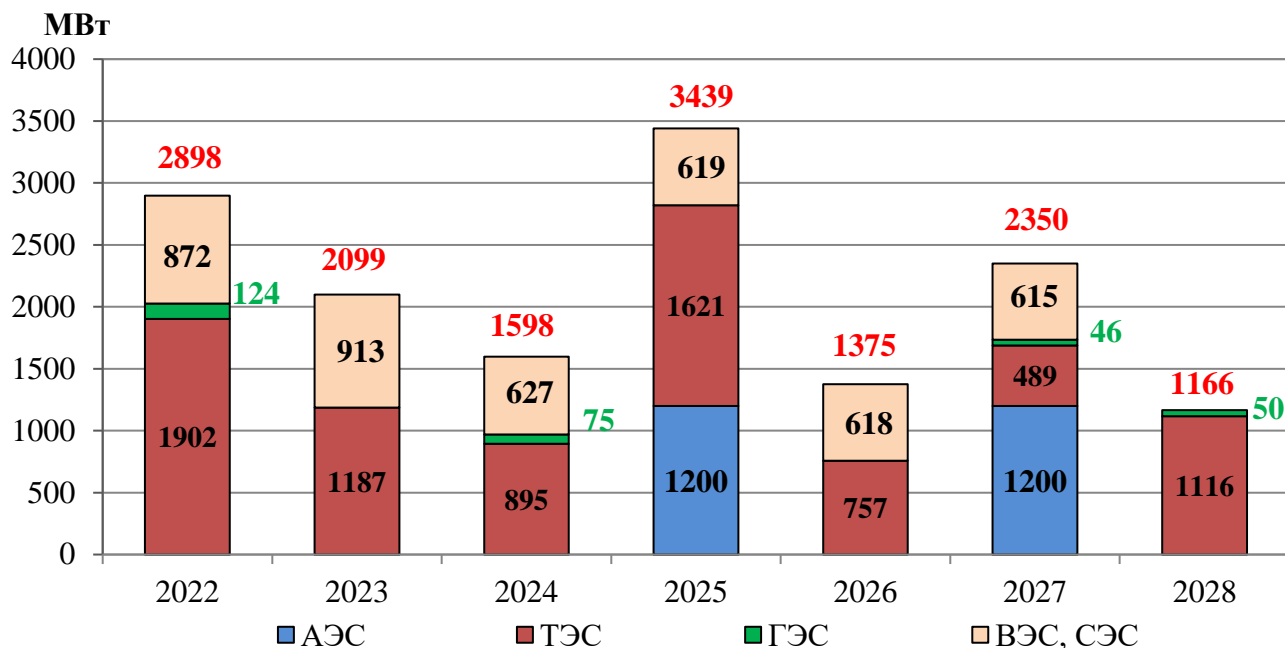


Рисунок 4.2 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России на период 2022–2028 годов

Вводы генерирующих мощностей на ГЭС в ЕЭС России в период 2022–2028 годов предусматриваются в объеме 294,6 МВт. В ОЭС Юга в период 2022–2028 годов на малых ГЭС предполагается ввод в эксплуатацию генерирующих мощностей в объеме 220,2 МВт. Вводы генерирующих мощностей на ГЭС в ОЭС Северо-Запада в период 2022–2024 годов планируются в объеме 74,4 МВт.

В рассматриваемый перспективный период предусматривается ввод в эксплуатацию новых крупных энергоблоков (единичной мощностью более 200 МВт) с использованием парогазовых технологий с высокой вероятностью реализации:

- в ОЭС Центра на Ивановской ПГУ (ПГУ-325) и на Каширской ГРЭС (2×ПГУ-450);
- в ОЭС Средней Волги на Заинской ГРЭС (ПГУ-850) и на Лемаевской ПГУ (ПГУ-495);
- в ОЭС Юга на Ударной ТЭС (2×ПГУ-225) и на Новочеркасской ГРЭС (ПГУ-324).

В рамках реализации развития второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД» в ОЭС Востока на Нерюнгринской ГРЭС планируется

сооружение двух паросиловых энергоблоков (2хК-225-130) установленной мощностью 225 МВт каждый в 2025 году.

Развитие возобновляемых источников энергии (ВИЭ) предусматривает строительство на уже определенных площадках размещения ВЭС (3 347,2 МВт в рассматриваемый перспективный период) и СЭС (916,0 МВт), в том числе строительство ВЭС планируется в ОЭС Северо-Запада (201,0 МВт), ОЭС Средней Волги (426,5 МВт), ОЭС Юга (2565,3 МВт), ОЭС Урала (154,5 МВт). В период 2022–2024 годов планируется ввод СЭС в ОЭС Сибири (463,5 МВт), ОЭС Средней Волги (35,0 МВт) и ОЭС Юга (417,5 МВт). Всего в части развития ВИЭ до 2028 года планируется ввод в работу 4 263,2 МВт ВЭС и СЭС по уже определенным проектам электростанций в рамках программы поддержки развития таких источников электрической энергии и дополнительно порядка 2 ГВт ВИЭ в рамках реализации сценария низкоуглеродного развития электроэнергетики, для чего целесообразно проработать дополнительные механизмы стимулирования ввода генерирующих мощностей на основе ВИЭ.

Прирост мощности на электростанциях ЕЭС России в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации в период 2022–2028 годов планируется в объеме 1 581,2 МВт.

Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2022–2028 годы приведены в приложении № 4 к схеме и программе ЕЭС России.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей (с учетом вводов мощности и мероприятий по выводу из эксплуатации, реконструкции, модернизации генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации) установленная мощность электростанций ЕЭС России возрастет к 2028 году на 6 679,4 МВт (2,7 %) по сравнению с 2021 годом и составит 253 270,3 МВт.

Величина установленной мощности по ОЭС и ЕЭС России в период

2021–2028 годов представлена в таблице 4.4 и на рисунке 4.3. Структура установленной мощности по типам электростанций по ЕЭС России в период 2021–2028 годов показана на рисунке 4.4.

Таблица 4.4. Установленная мощность электростанций по ОЭС и ЕЭС России, МВт

Наименование	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ЕЭС России	246590,9	249497,4	250057,3	250491,1	252102,9	253394,9	254052,9	253270,3*
АЭС	29543,0	29543,0	29543,0	28543,0	27743,0	27743,0	27 943,0	26943,0
ТЭС	163097,1	164962,0	164523,9	165179,3	166912,6	167498,5	167 247,4	167406,8
ГЭС	48614,8	48784,4	48869,8	49020,8	49080,7	49168,9	49263,3	49321,3
ГАЭС	1340,0	1340,0	1340,0	1340,0	1340,0	1340,0	1340,0	1340,0
ВЭС, СЭС	3996,0	4868,0	5780,6	6408,0	7026,6	7644,5	8259,2	8259,2*
ОЭС Северо-Запада	24758,1	25030,0	25005,0	25059,5	23064,5	23053,5	23053,5	23053,5
АЭС	6135,8	6135,8	6135,8	6135,8	4135,8	4135,8	4135,8	4135,8
ТЭС	15656,4	15661,4	15636,4	15666,4	15671,4	15660,4	15660,4	15660,4
ГЭС	2960,8	3026,7	3026,7	3051,2	3051,2	3051,2	3051,2	3051,2
ВЭС, СЭС	5,1	206,1	206,1	206,1	206,1	206,1	206,1	206,1
ОЭС Центра	50199,2	50733,2	50860,2	50235,2	51555,2	51585,2	51853,2	51749,6
АЭС	13778,3	13778,3	13778,3	12778,3	13978,3	13978,3	14178,3	13178,3
ТЭС	34610,8	35134,8	35261,8	35626,8	35746,8	35776,8	35844,8	36741,2
ГЭС	610,1	620,1	620,1	630,1	630,1	630,1	630,1	630,1
ГАЭС	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0
ОЭС Средней Волги	27477,9	28299,5	27697,0	27717,0	28591,4	28649,4	28656,9	28679,4
АЭС	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ТЭС	16155,0	16705,0	15875,1	15895,1	16762,0	16772,0	16772,0	16787,0
ГЭС	7020,5	7020,5	7058,0	7058,0	7065,5	7113,5	7121,0	7128,5
ВЭС, СЭС	230,4	502,0	691,9	691,9	691,9	691,9	691,9	691,9
ОЭС Юга	27166,0	27739,2	28843,5	29311,0	29967,0	30455,7	31091,3	31141,8
АЭС	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9
ТЭС	13833,7	13986,7	14518,3	14523,3	14523,3	14523,3	14472,3	14472,3
ГЭС	6165,7	6236,5	6246,5	6335,1	6372,5	6397,7	6469,6	6520,1
ГАЭС	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0
ВЭС, СЭС	2954,7	3304,1	3866,8	4240,7	4859,3	5322,8	5937,5	5937,5
ОЭС Урала	53472,3	53867,9	53571,8	53596,8	53722,7	54053,9	54150,8	53398,8
АЭС	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0
ТЭС	49617,9	50013,5	49702,4	49722,4	49833,3	49995,1	50077,0	49325,0
ГЭС	1913,7	1913,7	1928,7	1933,7	1948,7	1963,7	1978,7	1978,7
ВЭС, СЭС	455,7	455,7	455,7	455,7	455,7	610,1	610,1	610,1
ОЭС Сибири	52251,3	52489,6	52849,3	53180,6	53190,6	53288,5	53323,5	53323,5
ТЭС	26574,7	26740,0	26916,8	26971,8	26981,8	27079,7	27114,7	27114,7
ГЭС	25326,5	25349,4	25372,3	25395,2	25395,2	25395,2	25395,2	25395,2
ВЭС, СЭС	350,2	400,2	560,2	813,7	813,7	813,7	813,7	813,7
ОЭС Востока	11266,1	11338,1	11230,6	11391	12011,6	12308,7	11923,7	11923,7
ТЭС	6648,6	6720,6	6613,1	6773,5	7394,1	7691,2	7306,2	7306,2
ГЭС	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5

* – в рамках реализации сценария низкоуглеродного развития электроэнергетики может быть введено дополнительно 2 ГВт ВИЭ. Показатель приведен с учетом уже определенных проектов строительства ВЭС и СЭС

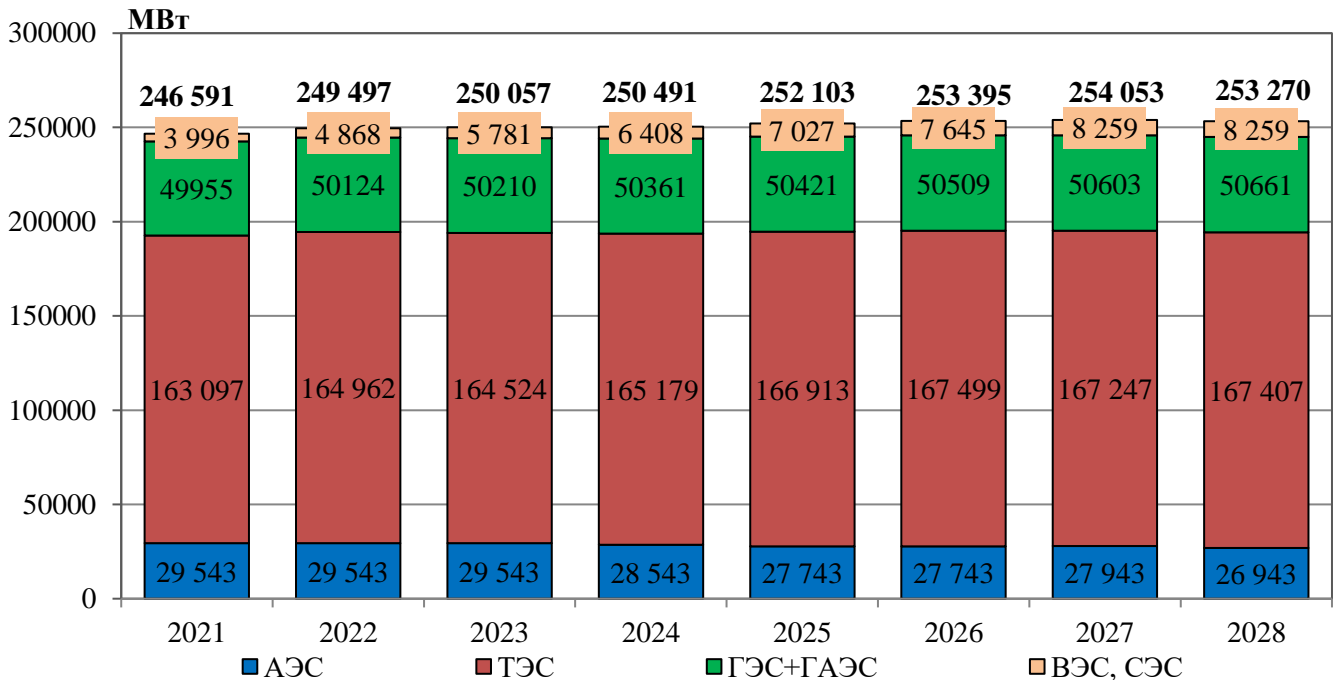
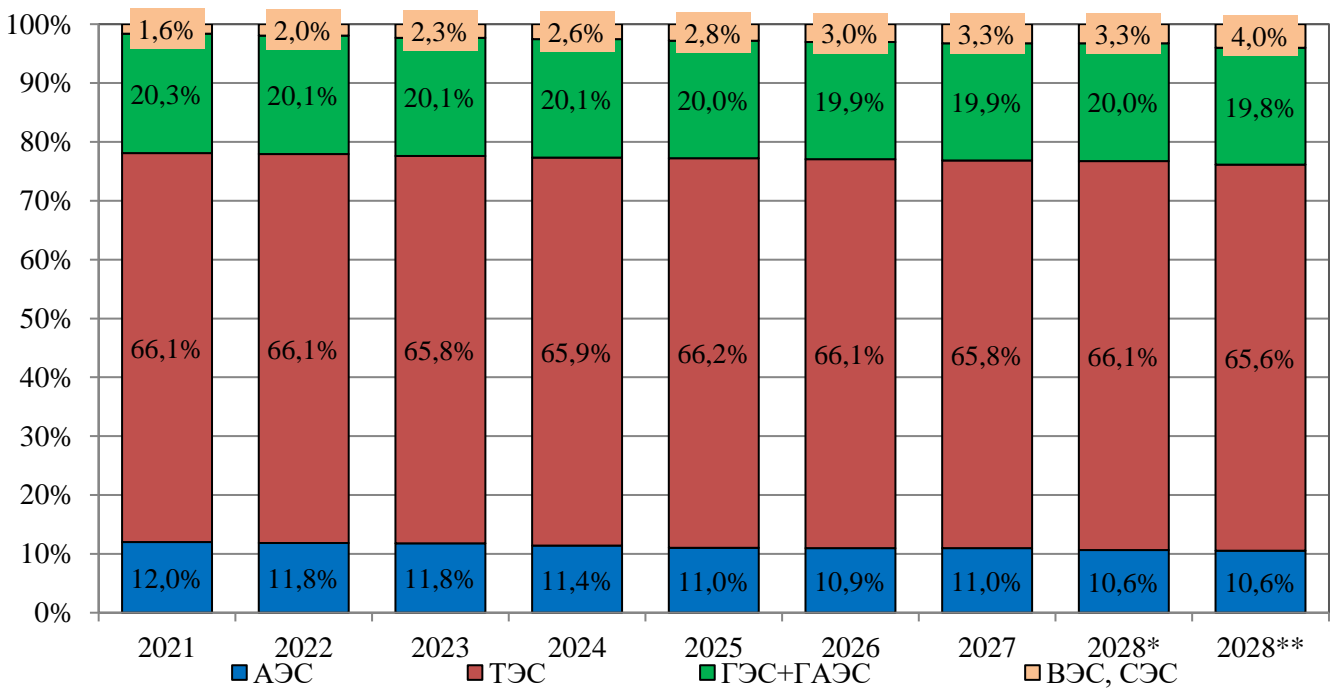


Рисунок 4.3 – Установленная мощность на электростанциях ЕЭС России (с учетом определенных проектов строительства ВЭС и СЭС)



* с учетом определенных проектов строительства ВЭС и СЭС

** с учетом дополнительного ввода 2 ГВт ВИЭ в 2028 году

Рисунок 4.4 – Структура установленной мощности на электростанциях ЕЭС России (с учетом определенных проектов строительства ВЭС и СЭС и с учетом дополнительного ввода 2 ГВт ВИЭ в 2028 году)

Выводы:

1. Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 2022–2028 годы сформирована с учетом планов по вводу новых генерирующих мощностей и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации и реконструкции (перемаркировке) действующего генерирующего оборудования электростанций с высокой вероятностью реализации.

2. Планируемые объемы выводимой из эксплуатации генерирующей мощности (с высокой вероятностью реализации) на электростанциях ЕЭС России на 2022–2028 годы составляют 9 898,9 МВт, в том числе на АЭС – 5 000,0 МВт, ТЭС – 4 898,9 МВт.

3. Вводы с высокой вероятностью реализации новых генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России в период 2022–2028 годов предусматриваются в объеме 14 925,1 МВт, в том числе на АЭС – 2 400,0 МВт, на ГЭС – 294,6 МВт, на ТЭС – 7 967,3 МВт и на ВЭС, СЭС – 4 263,2 МВт (на уже определенных площадках размещения электростанций). Дополнительно к 2028 году может быть введено порядка 2 ГВт ВИЭ в рамках реализации сценария низкоуглеродного развития электроэнергетики.

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 2028 году на 6 679,4 МВт (2,7 %) по сравнению с 2021 годом и составит 253 270,3 МВт, в том числе: АЭС – 26 943,0 МВт, ГЭС – 49 321,3 МВт, ГАЭС – 1 340,0 МВт, ТЭС – 167 406,8 МВт и ВЭС, СЭС – 8 259,2 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 2028 году структура генерирующих мощностей ЕЭС не претерпит существенных изменений.

6. В рамках обеспечения приоритетных направлений развития электроэнергетики (экологически чистых технологий) предполагается ввод в работу 4 263,2 МВт ВЭС и СЭС в рамках программы поддержки развития ВИЭ. Дополнительно к 2028 году может быть введено порядка 2 ГВт ВИЭ в рамках реализации сценария низкоуглеродного развития электроэнергетики. Целесообразно проработать дополнительные механизмы стимулирования ввода генерирующих мощностей на основе ВИЭ.

V. Балансы мощности и электрической энергии ЕЭС России и ОЭС на 2022–2028 годы

5.1. Балансы мощности.

Перспективные балансы мощности по ОЭС сформированы на час прохождения максимума потребления мощности 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 максимуму потребления ЕЭС России.

При прогнозируемом максимуме потребления, нормативном расчетном резерве мощности и заданных объемах экспорта мощности спрос на мощность по ЕЭС России увеличится со 194 082 МВт в 2022 году до 207 303 МВт на уровне 2028 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, № 3 и № 4 к схеме и программе ЕЭС России).

В балансах мощности учтены следующие факторы снижения использования установленной мощности электростанций:

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

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

– отсутствие гарантии использования мощности ветровых и солнечных электростанций в час максимума потребления мощности.

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 и снижением располагаемого напора ниже расчетного из-за сезонной сработки водохранилища, незавершенностью строительных мероприятий отдельных ГЭС.

Располагаемая мощность электростанций промышленных предприятий учтена исходя из их средней нагрузки за декабрь 2021 года.

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

Величина мощности, не участвующая по причине названных выше факторов в балансе мощности на час прохождения максимума потребления по ЕЭС России, изменяется в диапазоне 16 538,7–19 606,8 МВт (6,6–7,7 % от установленной мощности электростанций ЕЭС России).

В результате в обеспечении балансов мощности может участвовать мощность электростанций ЕЭС России в объеме 232 958,7 МВт на уровне 2022 года и 233 782,7 МВт на уровне 2028 года, что превышает спрос на мощность на 26 479,7–38 876,7 МВт в рассматриваемый период.

Баланс мощности по ЕЭС России без ОЭС Востока в период до 2028 года складывается с избытком нормативного резерва мощности в размере 25 844,2–36 929,1 МВт.

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

2022–2028 годах складывается с избытком нормативного резерва мощности в объеме 16 014,8–24 523,6 МВт.

В приложении № 5 к схеме и программе ЕЭС России приведены перспективные балансы мощности по ОЭС и ЕЭС России на 2022–2028 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 5.1–5.3.

В приложении № 6 к схеме и программе ЕЭС России приведены данные по региональной структуре перспективных балансов мощности на 2022–2028 годы.

Таблица 5.1. Баланс мощности ЕЭС России с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации

Наименование показателя	Ед. измер.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
СПРОС								
Максимум потребления	МВт	163615	169647	171913	173489	174363	174825	175352
Экспорт мощности	МВт	3890	3890	3890	3840	3440	3440	3440
Нормативный резерв мощности	МВт	26577	27553	27928	28199	28343	28424	28511
Нормативный резерв в % к максимуму	%	16,2	16,2	16,2	16,3	16,3	16,3	16,3
ИТОГО спрос на мощность	МВт	194082	201090	203731	205528	206146	206689	207303
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	МВт	249497,4	250057,3	250491,1	252102,9	253394,9	254052,9	253270,3
АЭС	МВт	29543	29543	28543	27743	27743	27943	26943
ГЭС	МВт	50124,4	50209,8	50360,8	50420,7	50508,9	50603,3	50661,3
ТЭС	МВт	164962	164523,9	165179,3	166912,6	167498,5	167247,4	167406,8
ВЭС, СЭС	МВт	4868	5780,6	6408	7026,6	7644,5	8259,2	8259,2
Ограничения установленной мощности на максимум нагрузки	МВт	16369,3	17168,8	17694,8	18315,9	18876,8	19491,5	19487,6
Вводы мощности после прохождения максимума	МВт	169,4	860	160,4	320,8	730	0	0
ИТОГО покрытие спроса	МВт	232958,7	232028,5	232635,9	233466,2	233788,1	234561,4	233782,7
Собственный ИЗБЫТОК (+)/ ДЕФИЦИТ (-) резервов	МВт	38876,7	30938,5	28904,9	27938,2	27642,1	27872,4	26479,7

Таблица 5.2. Баланс мощности ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации

Наименование показателя	Ед. измер.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
СПРОС								
Максимум потребления	МВт	156946	162016	164112	165362	166164	166595	167111
Экспорт мощности	МВт	2940	2940	2940	2890	2490	2490	2490
Нормативный резерв мощности	МВт	25110	25874	26212	26411	26539	26613	26698
Нормативный резерв в % к максимуму	%	16	16	16	16	16	16	16
ИТОГО спрос на мощность	МВт	184996	190830	193264	194663	195193	195698	196299
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	МВт	238159,3	238826,7	239100,1	240091,4	241086,2	242129,2	241346,6
АЭС	МВт	29543	29543	28543	27743	27743	27943	26943
ГЭС	МВт	45506,9	45592,3	45743,3	45803,2	45891,4	45985,8	46043,8
ТЭС	МВт	158241,4	157910,8	158405,8	159518,6	159807,3	159941,2	160100,6
ВЭС, СЭС	МВт	4868	5780,6	6408	7026,6	7644,5	8259,2	8259,2
Ограничения установленной мощности на максимум нагрузки	МВт	16064,9	16879,6	17406,2	18027,7	18588,7	19203,4	19203,4
Вводы мощности после прохождения максимума	МВт	169,4	860	0	0	0	0	0
ИТОГО покрытие спроса	МВт	221925,1	221087,1	221693,9	222063,6	222497,5	222925,8	222143,2
Собственный ИЗБЫТОК (+)/ ДЕФИЦИТ (-) резервов	МВт	36929,1	30257,1	28429,9	27400,6	27304,5	27227,8	25844,2

Таблица 5.3. Баланс мощности европейской части ЕЭС России с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации

Наименование показателя	Ед. измер.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
СПРОС								
Максимум потребления	МВт	125531	128641	130341	131362	131992	132421	132864
Экспорт мощности	МВт	2545	2545	2545	2495	2095	2095	2095
Нормативный резерв мощности	МВт	21340	21869	22159	22331	22438	22512	22588
Нормативный резерв в % к максимуму	%	17	17	17	17	17	17	17
ИТОГО спрос на мощность	МВт	149416	153055	155045	156188	156525	157028	157547
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	МВт	185669,7	185977,4	185919,4	186900,7	187797,7	188805,7	188023,1
АЭС	МВт	29543	29543	28543	27743	27743	27943	26943
ГЭС	МВт	20157,5	20220	20348,1	20408	20496,2	20590,6	20648,6
ТЭС	МВт	131501,4	130994	131434	132536,8	132727,6	132826,5	132985,9

Наименование показателя	Ед. измер.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ВЭС, СЭС	МВт	4467,8	5220,4	5594,3	6212,9	6830,8	7445,5	7445,5
Ограничения установленной мощности на максимум нагрузки	МВт	11730,2	12273,2	12607,1	13228,7	13846,6	14461,3	14461,3
Вводы мощности после прохождения максимума	МВт	0	860	0	0	0	0	0
ИТОГО покрытие спроса	МВт	173939,6	172844,3	173312,4	173672,1	173951,1	174344,4	173561,8
Собственный ИЗБЫТОК (+)/ ДЕФИЦИТ (-) резервов	МВт	24523,6	19789,3	18267,4	17484,1	17426,1	17316,4	16014,8

Перспективные балансы мощности по ЕЭС России и всем ОЭС на час прохождения совмещенного максимума потребления мощности ЕЭС России, а также по ОЭС Сибири на час прохождения собственного максимума ОЭС на 2022–2028 годы складываются с избытком нормативного резерва мощности.

В связи с интенсивными планами по технологическому присоединению новых крупных потребителей и увеличением экспорта электроэнергии и мощности в Китайскую Народную Республику баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения собственного максимума потребления мощности с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации складывается с дефицитом нормативного резерва мощности максимальной величиной 1056,4 МВт в 2026 году (таблица 5.4). Величина дефицита нормативного резерва мощности в ОЭС Востока является предварительной, так как определена с учетом величины расчетного резерва мощности, установленного Методическими рекомендациями, и подлежит уточнению по результатам расчетов балансовой надежности в рамках отдельной проектной проработки.

Таблица 5.4. Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения собственного максимума потребления мощности с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации

Наименование показателя	Ед. измер.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
СПРОС								
Собственный максимум потребления ОЭС Востока	МВт	7592	8698	8891	9269	9342	9379	9403
Экспорт мощности	МВт	950	950	950	950	950	950	950
Нормативный резерв мощности	МВт	1670	1914	1956	2039	2055	2063	2069
Нормативный резерв в % к максимуму	%	22	22	22	22	22	22	22
ИТОГО спрос на мощность	МВт	10212	11562	11797	12258	12347	12392	12422
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	МВт	11338,1	11230,6	11391	12011,6	12308,7	11923,7	11923,7
ГЭС	МВт	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	МВт	6720,6	6613,1	6773,5	7394,1	7691,2	7306,2	7306,2
Ограничения установленной мощности на максимум нагрузки	МВт	304,5	289,1	288,6	288,1	288,1	288,1	284,2
Вводы мощности после прохождения максимума	МВт	0	0	160,4	320,8	730	0	0
ИТОГО покрытие спроса	МВт	11033,6	10941,5	10942	11402,6	11290,6	11635,6	11639,5
Собственный ИЗБЫТОК (+)/ ДЕФИЦИТ (-) резервов	МВт	821,6	-620,5	-855	-855,4	-1056,4	-756,4	-782,5

Перевод ОЭС Востока на параллельную работу с ОЭС Сибири с реализацией мероприятий по сооружению электросетевых объектов, приведенных в разделе 7, позволит обеспечить переток мощности из ОЭС Сибири в направлении ОЭС Востока в объеме до 350 МВт (при наличии благоприятных схемно-режимной и режимно-балансовой ситуаций), что частично позволит покрыть дефицит нормативного резерва мощности.

Фактическое аварийное снижение мощности генерирующего оборудования в ОЭС Востока в осенне-зимний период 2021/2022 годов достигало величины 1386 МВт при величине нормативного резерва мощности, в 2028 году равной 2069 МВт.

В совокупности с вышеуказанным фактором, а также необходимостью

резервирования отключения самой крупной единицы генерирующего оборудования (670 МВт – два гидроагрегата (сдвоенный блок) на Бурейской ГЭС) это позволяет сделать вывод о потенциально полной востребованности нормативного резерва мощности, принятого равным 22 % от максимального потребления мощности ОЭС Востока.

Таким образом, при реализации планов по увеличению потребления мощности ОЭС Востока и возникновении непокрываемого дефицита мощности, в качестве дополнительного резерва мощности возможно рассмотреть ограничение экспорта в Китайскую Народную Республику, а также в случае выявления локальных дефицитов мощности – ограничение потребителей. Конкретная величина ограничений будет зависеть от складывающейся режимно-балансовой ситуации и реализации планов по переводу ОЭС Востока и ОЭС Сибири на параллельную работу.

Анализ балансов мощности показывает наличие в ЕЭС России энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности в случае реализации планов по технологическому присоединению новых потребителей.

К таким районам относятся:

– Бодайбинский, Киренский, Усть-Кутский, Казачинско-Ленский районы Иркутской области, Северо-Байкальский и Муйский районы Республики Бурятия, Ленский район Республики Саха (Якутия);

– Южная часть энергосистемы Приморского края.

Анализ режимно-балансовой ситуации в Бодайбинском, Киренском, Усть-Кутском, Казачинско-Ленском районах Иркутской области, Северо-Байкальском и Муйском районах Республики Бурятия, Ленском районе Республики Саха (Якутия) на перспективу до 2028 года приведен в приложении № 15 к схеме и программе ЕЭС России.

Генерирующий объект, подлежащий строительству, должен быть отобран по результатам долгосрочного конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов и соответствовать требованиям распоряжения Правительства Российской Федерации от 20.01.2022 №33-р «О проведении долгосрочного конкурентного

отбора мощности генерирующих объектов, подлежащих строительству в соответствии с техническими требованиями и описанием территории технологически необходимой генерации и утверждении экономических параметров, исходя из которых будут рассчитываться коэффициент эффективности и стоимость мощности, продаваемой по итогам отбора мощности новых генерирующих объектов и перечень потребителей электрической энергии (мощности), в отношении которых прогнозируется рост потребления электрической энергии (мощности), приводящий к возникновению территории технологически необходимой генерации».

Основная часть энергосистемы Приморского края (95 % от максимального потребления мощности) находится южнее Приморской ГРЭС (далее – энергорайон). Электроснабжение потребителей энергорайона осуществляется за счет выработки электростанций энергосистемы Приморского края, за исключением Приморской ГРЭС. Покрытие недостающего объема электрической энергии обеспечивается перетоком мощности из остальной части ОЭС Востока по электрическим связям, входящим в контролируемое сечение «ПримГРЭС – Юг» (далее – КС «ПримГРЭС – Юг»).

Анализ баланса мощности южной части энергосистемы Приморского края показывает, что в случае набора заявленных нагрузок ОАО «РЖД» и иными потребителями Приморского края будет иметь место значительный непокрываемый дефицит мощности для условий температуры наиболее холодной пятидневки в единичных ремонтных схемах (после наиболее тяжелого нормативного возмущения в нормальной схеме) на всем периоде до момента завершения строительства ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг, предусмотренного в 2024 году. После завершения строительства ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг непокрываемый дефицит мощности в единичных ремонтных схемах (после наиболее тяжелого нормативного возмущения в нормальной схеме) сохранится в 2024–2026 годах, и будет устранен после ввода в работу новых энергоблоков Артемовской ТЭЦ-2 и завершения модернизации Владивостокской ТЭЦ-2.

Перспективный баланс мощности для зимнего максимума нагрузок энергорайона на период 2022–2028 годов приведен в таблице 5.5.

Таблица 5.5. Перспективный баланс мощности энергорайона, МВт

Наименование	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ПОТРЕБНОСТЬ								
Максимум потребления энергосистемы	2692	2702	2877	2921	3016	3030	3058	3067
Потребление на севере Приморского края		120	120	120	120	120	120	120
Максимум потребления энергорайона	2557	2582	2757	2801	2896	2910	2938	2947
ПОКРЫТИЕ СПРОСА								
Установленная мощность электростанций энергорайона	1292	1292	1332	1332	1354	2084	1699	1699
в т.ч. Артемовская ТЭЦ	400	400	400	400	400	400	0	0
Владивостокская ТЭЦ-2	497	497	537	537	559	559	574	574
Партизанская ГРЭС	199,7	199,7	199,7	199,7	199,7	199,7	199,7	199,7
Партизанская ГРЭС реконструкция						280	280	280
мини ТЭЦ о. Русский	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8
Мини ТЭС Тернейлес	6	6	6	6	6	6	6	6
Восточная ТЭЦ	139,5	139,5	139,5	139,5	139,5	139,5	139,5	139,5
Артемовская ТЭЦ-2						450	450	450
Располагаемая мощность электростанций энергорайона	1280,3	1286,9	1326,9	1326,9	1348,9	1348,9	1693,9	1693,9
Артемовская ТЭЦ	400	400	400	400	400	400	0	0
Владивостокская ТЭЦ-2	497	497	537	537	559	559	574	574
Партизанская ГРЭС	199,7	199,7	199,7	199,7	199,7	199,7	199,7	199,7
Партизанская ГРЭС реконструкция							280	280
мини ТЭЦ о. Русский	39,6	46,2	46,2	46,2	46,2	46,2	46,2	46,2
Мини ТЭС Тернейлес	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Восточная ТЭЦ	139,5	139,5	139,5	139,5	139,5	139,5	139,5	139,5
Артемовская ТЭЦ-2							450	450
Ремонтное снижение электростанций за КС «ПримГРЭС – Юг»	77,6	80	98	98	105	105	0	0
Рабочая мощность электростанций энергорайона	1202,7	1206,9	1228,9	1228,9	1243,9	1243,9	1693,9	1693,9
МДП в КС «ПримГРЭС-Юг» в нормальной схеме	1540	1540	1480	1920	1980	1980	2070	2070
МДП в КС «ПримГРЭС-Юг» после наиболее тяжелого нормативного возмущения	1190	1190	1130	1560	1620	1620	1710	1710
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) МОЩНОСТИ								
В нормальной схеме	–	165	-49	347	328	314	826	817
После наиболее тяжелого нормативного возмущения	–	-185	-399	-13	-32	-46	466	457

До завершения строительства ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг, предусмотренного в 2024 году, при возникновении дефицита мощности в южной части энергосистемы Приморского края потребуются задействовать все возможные резервы пропускной способности электрических связей, в том числе с переходом энергосистемы Приморского края на работу с вынужденными перетоками мощности в КС «ПримГРЭС – Юг», а в случае исчерпания данных резервов пропускной способности потребуются ограничение потребителей. Применение вышеуказанных мероприятий с увеличением потенциального объема ограничения потребителей потребуются и в случае более позднего срока завершения строительства ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг.

5.2. 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 с высокой вероятностью реализации;
- потребность в электрической энергии по ЕЭС России определяется прогнозируемой величиной потребления электрической энергии и объемов экспорта и импорта электрической энергии (сальдо экспорта-импорта);
- выработка электрической энергии ГЭС учтена среднесуточной 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 планируемых к вводу в эксплуатацию энергоблоках АЭС в 2022–2028 годах со средним числом часов использования установленной мощности, не превышающим 7500 часов в год;
- объем производства электрической энергии по строящимся ВЭС и СЭС определен в соответствии с прогнозируемыми величинами производства электрической энергии, на планируемых к вводу в эксплуатацию ВЭС и СЭС –

исходя из числа часов использования установленной мощности вновь вводимых ВЭС – 2000 часов/год, СЭС – 1500 часов/год, по действующим ВЭС и СЭС величина производства электрической энергии в рассматриваемый перспективный период принята по среднему из фактически достигнутых годовых значений.

Структура производства электрической энергии ЕЭС России и ОЭС приведена в таблице 5.6.

Производство электрической энергии электростанциями ЕЭС России относительно фактической величины 2021 года (1 114,5 млрд кВт·ч) возрастет на 71,9 млрд кВт·ч (до 1 186,4 млрд кВт·ч) в 2028 году.

Таблица 5.6. Структура производства электрической энергии по ОЭС и ЕЭС России

Наименование	Ед. измер.	ПРОГНОЗ									
		2022 г.					2028 г.				
		АЭС	ГЭС	ТЭС	ВЭС, СЭС	Всего	АЭС	ГЭС	ТЭС	ВЭС, СЭС	Всего
ОЭС Северо-Запада	млрд кВт·ч	40,7	12,8	60,7	0,1	114,3	28,3	13,1	63,2	0,7	105,3
	%	35,6	11,2	53,1	0,1	100	26,9	12,4	60,0	0,7	100
ОЭС Центра	млрд кВт·ч	100,2	3,3	143,2	–	246,7	102,3	3,4	161,6	–	267,3
	%	40,6	1,3	58,0	–	100	38,3	1,3	60,5	–	100
ОЭС Средней Волги	млрд кВт·ч	35,0	21,0	57,5	0,5	114	30,2	21,1	65,4	1,3	118
	%	30,7	18,4	50,5	0,4	100	25,6	17,9	55,4	1,1	100
ОЭС Юга	млрд кВт·ч	32,4	20,2	51,0	6,4	110	30,5	22,2	53,7	12,2	118,6
	%	29,5	18,4	46,4	5,8	100	25,7	18,7	45,3	10,3	100
ОЭС Урала	млрд кВт·ч	9,4	5,2	252,9	0,5	268	10,7	5,6	259	0,9	276,2
	%	3,5	1,9	94,4	0,2	100	3,9	2,0	93,8	0,3	100
Европейская часть ЕЭС России	млрд кВт·ч	217,6	62,5	565,5	7,5	853,1	202,2	65,4	602,8	15,1	885,5
	%	25,5	7,3	66,3	0,9	100	22,8	7,4	68,1	1,7	100
ОЭС Сибири	млрд кВт·ч	–	113,1	109,5	0,4	223	–	107,7	130,7	1,1	239,5
	%	–	50,7	49,1	0,2	100	–	45,0	54,6	0,5	100
ОЭС Востока	млрд кВт·ч	–	16	34,6	–	50,6	–	17,1	44,3	–	61,4
	%	–	31,6	68,4	–	100	–	27,9	72,1	–	100
ЕЭС России, всего	млрд кВт·ч	217,6	191,6	709,5	7,9	1126,6	202,2	190,2	777,8	16,2	1186,4
	%	19,3	17,0	63,0	0,7	100	17,0	16,0	65,6	1,4	100

Укрупненная структура изменения производства электрической энергии в ЕЭС России по типам электростанций в рассматриваемый период приведена в таблице 5.7 и рисунке 5.1.

Таблица 5.7. Укрупненная структура производства электрической энергии в ЕЭС России

Наименование	Ед. измер.	Выработка электрической энергии		
		2021 г. Факт	Изменение за 2022–2028 гг.	2028 г. прогноз
Всего, в том числе	млрд кВт·ч	1114,5	71,9	1186,4
	%	100		100
АЭС	млрд кВт·ч	222,2	-20,0	202,2
	%	19,9		17,0
ГЭС	млрд кВт·ч	209,5	-19,3	190,2
	%	18,8		16,0
ТЭС	млрд кВт·ч	676,9	100,9	777,8
	%	60,7		65,6
ВЭС, СЭС	млрд кВт·ч	5,9	10,3	16,2
	%	0,5		1,4

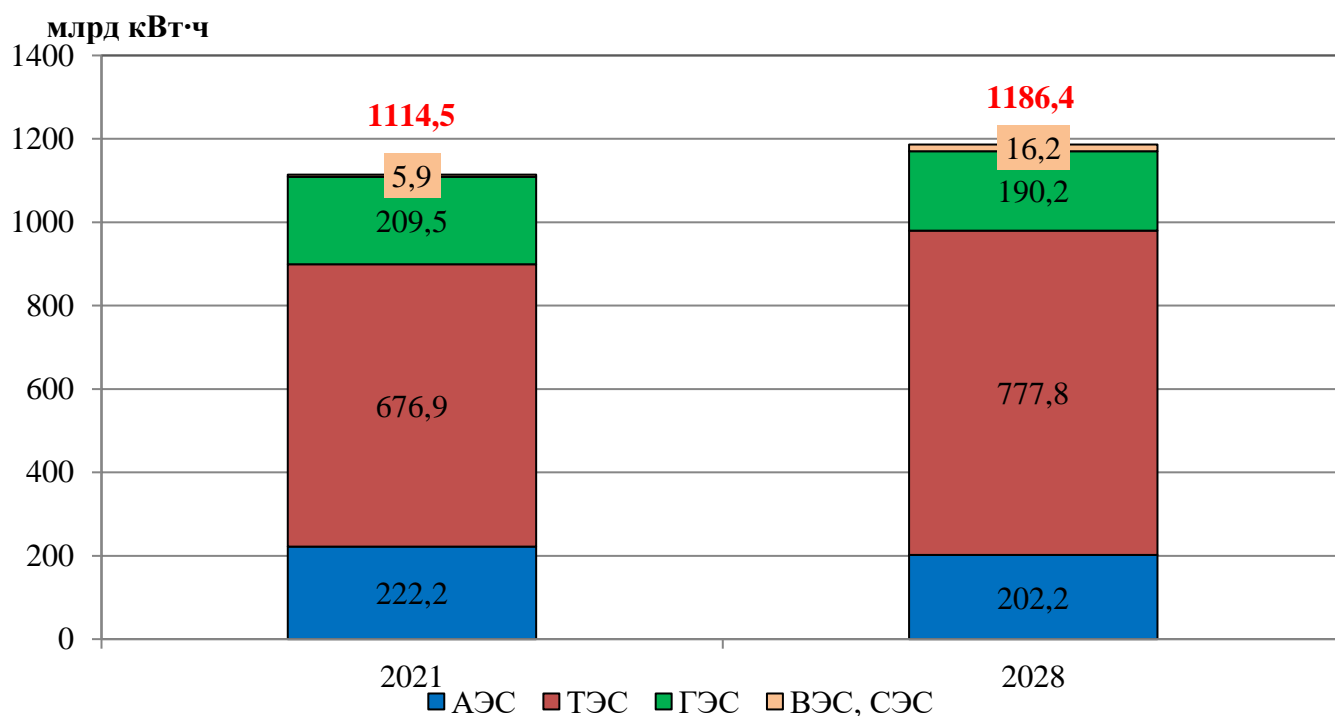


Рисунок 5.1 – Укрупненная структура производства электрической энергии на электростанциях ЕЭС России

Дополнительно разработаны балансы электрической энергии для условий маловодного года, учитывающие снижение относительно среднесрочных значений выработки ГЭС ОЭС Сибири, оцениваемое в 12 млрд кВт·ч, и ГЭС

ОЭС Востока, оцениваемое в 3 млрд кВт·ч. Это потребует дополнительной выработки соответствующих объемов электрической энергии на тепловых электростанциях.

В целом по ЕЭС России баланс электрической энергии в 2022–2028 годах обеспечивается при следующем годовом числе часов использования установленной мощности АЭС и ТЭС (таблица 5.8).

Таблица 5.8. Прогнозное 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 при среднемноголетней величине выработки ГЭС

Наименование	Годовое число часов использования установленной мощности электростанций ЕЭС России													
	ФАКТ							ПРОГНОЗ						
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
АЭС	7195	7030	7270	7015	6887	7347	7523	7366	6935	7174	6912	7263	7090	7504
ТЭС	4190	4205	4124	4143	4130	3800	4151	4301	4481	4545	4656	4605	4644	4646

Годовая загрузка ТЭС для обеспечения баланса электрической энергии характеризуется числом часов использования установленной мощности, которое в ЕЭС России в период до 2028 года изменяется в диапазоне 4301–4646 часов/год.

В ОЭС число часов использования установленной мощности ТЭС будет составлять: в ОЭС Северо-Запада – 3787–4037 часов /год, в ОЭС Центра – 4075–4693 часов/год, в ОЭС Юга – 3626–3732 часов/год, в ОЭС Средней Волги – 3442–4026 часов/год, в ОЭС Урала – 5057–5251 часов/год, в ОЭС Сибири (для условий среднемноголетней величины выработки ГЭС) – 4093–4821 часов/год и в ОЭС Востока (для условий среднемноголетней величины выработки ГЭС) 5150–6066 часов/год.

Сводный баланс электрической энергии по ЕЭС России приведен в таблице 5.9.

Перспективные балансы электрической энергии по ЕЭС России и ОЭС

на 2022–2028 годы представлены в приложении № 7 к схеме и программе ЕЭС России.

В приложении № 8 к схеме и программе ЕЭС России приведены данные по региональной структуре перспективных балансов электрической энергии на 2022–2028 годы.

Таблица 5.9. 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 при среднемноголетней величине выработки ГЭС

Наименование	Ед. измер.	ПРОГНОЗ						
		2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии	млрд кВт·ч	1112,2	1129,2	1146,4	1159,4	1166,0	1170,2	1176,6
в том числе заряд ГАЭС	млрд кВт·ч	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Экспорт	млрд кВт·ч	15,6	13,6	13,9	13,7	11,9	10,8	10,8
Импорт	млрд кВт·ч	1,2	1,1	1,1	1	1	1	1
Потребность	млрд кВт·ч	1126,6	1141,7	1159,2	1172,1	1176,9	1180,0	1186,4
Производство электрической энергии – всего	млрд кВт·ч	1126,6	1141,7	1157,0	1171,6	1176,8	1180,0	1186,4
ГЭС	млрд кВт·ч	191,6	189,7	189,8	190,0	190,0	190,0	190,2
АЭС	млрд кВт·ч	217,6	204,9	204,8	191,8	201,5	198,1	202,2
ТЭС	млрд кВт·ч	709,5	737,2	750,6	777,1	771,3	776,7	777,8
ВЭС, СЭС	млрд кВт·ч	7,9	9,9	11,8	12,7	14,0	15,2	16,2
Установленная мощность – всего	МВт	249497,4	250057,3	250491,1	252102,9	253394,9	254052,9	253270,3
ГЭС	МВт	50124,4	50209,8	50360,8	50420,7	50508,9	50603,3	50661,3
АЭС	МВт	29543	29543	28543	27743	27743	27943	26943
ТЭС	МВт	164962	164523,9	165179,3	166912,6	167498,5	167247,4	167406,8
ВЭС, СЭС	МВт	4868	5780,6	6408	7026,6	7644,5	8259,2	8259,2
Число часов использования установленной мощности								
АЭС	час/год	7366	6935	7174	6912	7263	7090	7504
ТЭС	час/год	4301	4481	4545	4656	4605	4644	4646
ВЭС, СЭС	час/год	1628	1707	1835	1811	1826	1839	1961

Перспективные балансы электрической энергии по ЕЭС России и всем ОЭС, кроме ОЭС Востока, для варианта развития генерирующих мощностей с вводами и мероприятиями по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации складываются без дефицита электрической энергии при среднемноголетней величине выработки ГЭС.

В связи с интенсивными планами по технологическому присоединению новых

крупных потребителей и увеличением экспорта электроэнергии и мощности в Китайскую Народную Республику баланс электрической энергии ОЭС Востока для средневодного года (таблица 5.10) и маловодного года (таблица 5.11) складывается с дефицитом электрической энергии.

Таблица 5.10. Баланс электрической энергии ОЭС Востока для средневодного года с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации

Наименование	Ед. измер.	ПРОГНОЗ						
		2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии	млрд кВт·ч	45,6	50,2	52,7	55,2	56,7	57,0	57,3
Экспорт в Китай	млрд кВт·ч	4,4	3,6	3,6	3,3	3,3	3,3	3,3
Передача электрической энергии в ОЭС Сибири	млрд кВт·ч	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Потребность	млрд кВт·ч	50,6	54,6	57,1	59,4	60,9	61,1	61,4
Производство электрической энергии – всего	млрд кВт·ч	50,6	54,6	54,9	58,9	60,8	61,1	61,4
ГЭС	млрд кВт·ч	16,0	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1
ТЭС	млрд кВт·ч	34,6	37,5	37,8	41,8	43,7	44,0	44,3
Дефицит (-) Избыток (+)	млрд кВт·ч	–	–	-2,2	-0,5	-0,1	–	–

Таблица 5.11. Баланс электрической энергии ОЭС Востока для маловодного года с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации

Наименование	Ед. измер.	ПРОГНОЗ						
		2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии	млрд кВт·ч	45,6	50,2	52,7	55,2	56,7	57,0	57,3
Экспорт в Китай	млрд кВт·ч	4,4	3,6	3,6	3,3	3,3	3,3	3,3
Передача электрической энергии в ОЭС Сибири	млрд кВт·ч	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Потребность	млрд кВт·ч	50,6	54,6	57,1	59,4	60,9	61,1	61,4
Производство электрической энергии – всего	млрд кВт·ч	50,6	51,8	51,8	55,8	57,6	59,9	60,6
ГЭС	млрд кВт·ч	16,0	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9
ТЭС	млрд кВт·ч	34,6	37,9	37,9	41,9	43,7	46	46,7
Дефицит (-)/ Избыток (+)	млрд кВт·ч	–	-2,8	-5,3	-3,6	-3,3	-1,2	-0,8

Для снижения прогнозируемого дефицита электрической энергии в ОЭС Востока в средневодный год (период 2024–2026 годов) и в маловодный год (период 2023–2028 годов) необходимо проведение мероприятий по снижению аварийности и объемов плановых ремонтов генерирующего оборудования ТЭС

ОЭС Востока и повышению его готовности к обеспечению максимально возможной выработки электрической энергии. При наступлении условий возникновения дефицита электрической энергии потребуются увеличение выработки электрической энергии на ТЭС ОЭС Востока до максимально возможных величин, а при недостаточности данной меры – ограничение экспорта электрической энергии в Китайскую Народную Республику, а в случае выявления локальных дефицитов электрической энергии – ограничение потребителей.

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 26 479,7–38 876,7 МВт.

2. Перспективные балансы мощности по ЕЭС России и всем ОЭС на час прохождения совмещенного максимума потребления мощности ЕЭС России, а также по ОЭС Сибири на час прохождения собственного максимума ОЭС на 2022–2028 годы складываются с избытком нормативного резерва мощности.

3. В территориальном разрезе существуют территории ЕЭС России, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности в случае реализации планов по технологическому присоединению новых потребителей.

К таким районам относятся:

– Бодайбинский, Киренский, Усть-Кутский, Казачинско-Ленский районы Иркутской области, Северо-Байкальский и Муйский районы Республики Бурятия, Ленский район Республики Саха (Якутия);

– Южная часть энергосистемы Приморского края.

4. Наличие избытков нормативного резерва мощности связано с условиями замедления прогнозного роста потребления электрической энергии и относительно малыми объемами вывода из эксплуатации устаревших и неэффективных генерирующих мощностей.

5. Наличие избытков нормативного резерва мощности позволяет

производителям электрической энергии рассматривать планы по более интенсивному обновлению производственных фондов и выводу из эксплуатации устаревшего и неэффективного генерирующего оборудования.

6. В связи с интенсивными планами по технологическому присоединению новых крупных потребителей и увеличением экспорта электроэнергии и мощности в Китайскую Народную Республику баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения собственного максимума потребления мощности в период 2023–2028 годов складывается с дефицитом нормативного резерва мощности, максимальная величина дефицита резерва мощности составляет 1056,4 МВт в 2026 году. Величина дефицита нормативного резерва мощности в ОЭС Востока является предварительной, так как определена с учетом величины расчетного резерва мощности, установленного Методическими рекомендациями, и подлежит уточнению по результатам расчетов балансовой надежности в рамках отдельной проектной проработки.

7. Для снижения прогнозируемого дефицита электрической энергии в ОЭС Востока в средневодный год (период 2024–2026 годов) и в маловодный год (период 2023–2028 годов) необходимо проведение мероприятий по снижению аварийности и объемов плановых ремонтов генерирующего оборудования ТЭС ОЭС Востока. При наступлении условий возникновения дефицита электрической энергии потребуется увеличение выработки электрической энергии на ТЭС ОЭС Востока до максимально возможных величин, а при недостаточности данной меры – ограничение экспорта электрической энергии в Китайскую Народную Республику, а в случае выявления локальных дефицитов электрической энергии – ограничение потребителей.

8. Производство электрической энергии электростанциями ЕЭС России относительно фактической величины 2021 года (1 114,5 млрд кВт·ч) возрастет на 79,1 млрд кВт·ч до 1 193,6 млрд кВт·ч в 2028 году.

9. Число часов использования установленной мощности ТЭС ЕЭС России в период до 2028 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 4301–4646 часов/год.

VI. Прогноз спроса на топливо организаций электроэнергетики ЕЭС России (без учета децентрализованных источников) на 2022–2028 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 используемого на ТЭС топлива, существующее состояние топливоснабжения.

Оценка потребности ТЭС ЕЭС России в органическом топливе формируется исходя из намечаемых уровней производства электрической энергии (таблица 6.1).

Таблица 6.1. Производство электрической энергии на ТЭС ЕЭС России в 2022–2028 годах

Наименование показателя	ПРОГНОЗ						
	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Выработка электрической энергии при средневодных условиях, млрд кВт·ч	709,5	737,2	750,6	777,1	771,3	776,7	777,8
Выработка электрической энергии при маловодных условиях, млрд кВт·ч	709,5	749,5	762,7	789,1	783,5	790,6	792,2

Динамика потребности в органическом топливе ТЭС ЕЭС России для рассматриваемого варианта представлена в таблице 6.2.

Таблица 6.2. Потребность ТЭС ЕЭС России в органическом топливе на период 2022–2028 годов

Наименование	ПРОГНОЗ						
	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребность ТЭС в топливе, тыс. т у.т.	298530	309662	312594	320355	319622	320854	320835
из них: газ	213507	219150	220636	226408	225063	227435	227542
нефтетопливо	2187	2155	2139	2133	2123	2119	2116
уголь	69339	74093	75108	77120	77792	76654	76505

Наименование	ПРОГНОЗ						
	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
прочее топливо	13498	14265	14711	14694	14643	14646	14672
Потребность ТЭС в топливе, %	100	100	100	100	100	100	100
из них газ	71,5	70,8	70,6	70,7	70,4	70,9	70,9
нефтетопливо	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
уголь	23,2	23,9	24,0	24,1	24,3	23,9	23,8
прочее топливо	4,5	4,6	4,7	4,6	4,6	4,6	4,6

Примечание: т у.т. – тонн условного топлива

Динамика изменения потребности в топливе ТЭС определяется общим уровнем потребления электрической энергии и долей электростанций различных типов в его покрытии. Доля ТЭС в прогнозируемой структуре выработки электрической энергии по ЕЭС России за рассматриваемый период составляет от 63,0 % до 66,3 %. Потребность в органическом топливе ТЭС составит 298,5 млн т у.т. в 2022 году и 320,8 млн т у.т. в 2028 году. Помимо принятого уровня выработки электрической энергии на ТЭС на потребность в органическом топливе значительное влияние оказывает состав генерирующих мощностей. Удельный расход топлива на отпущенную электрическую энергию в 2022 году составит 309,9 г/кВт·ч, в 2028 году – 306,7 г/кВт·ч.

Структура используемого топлива в рассматриваемом периоде остается практически без изменений: на долю газа приходится 70,4–71,5 %, на долю угля – 23,2–24,3 %, на долю нефтетоплива и прочего топлива – порядка 5 %.

При маловодных условиях на ГЭС ОЭС Сибири и ОЭС Востока потребуется дополнительное топливо для покрытия прогнозируемого уровня электропотребления (таблица 6.3).

Таблица 6.3. Потребность тепловых электростанций в дополнительном топливе при маловодных условиях на ГЭС в 2022–2028 гг., млн т у.т.

ОЭС	ПРОГНОЗ						
	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ОЭС Сибири	0	4,7	4,7	4,8	4,8	4,8	4,8
ОЭС Востока	0	0	0,1	0	0	0,7	0,8

Прогноз потребности ТЭС в различных видах органического топлива по ОЭС приведен в таблице 6.4.

Таблица 6.4. Потребность ТЭС в органическом топливе по ОЭС на период 2022–2028 годов, тыс. т у.т.

ОЭС	Годы	Расход условного топлива, всего	в том числе			
			Газ	Уголь	Нефте-топливо	Прочее топливо
ОЭС Северо-Запада	2022	28452	23359	2078	692	2323
	2023	28377	23308	2068	677	2324
	2024	28311	23256	2071	661	2324
	2025	29198	24163	2053	660	2322
	2026	29436	24388	2067	660	2321
	2027	29421	24368	2071	661	2322
	2028	29643	24586	2076	661	2321
ОЭС Центра	2022	59168	52965	1253	354	4596
	2023	61495	54657	1326	352	5159
	2024	63028	55755	1336	351	5586
	2025	67022	59566	1512	352	5592
	2026	64233	56981	1352	351	5549
	2027	65686	58390	1393	352	5551
	2028	64849	57593	1332	349	5574
ОЭС Средней Волги	2022	28929	27568	92	483	787
	2023	30140	28652	46	491	952
	2024	30907	29406	47	491	963
	2025	31317	29847	50	479	940
	2026	30577	29144	33	467	933
	2027	30565	29135	33	464	933
	2028	30773	29342	33	465	933
ОЭС Юга	2022	18636	16420	2113	93	10
	2023	19144	16883	2155	96	10
	2024	19133	17045	1987	90	11
	2025	19375	17251	2023	91	11
	2026	19482	17351	2030	92	11
	2027	19269	17662	1504	93	11
	2028	19011	17507	1405	89	11
ОЭС Урала	2022	94345	81542	9584	185	3034
	2023	94452	81688	9579	144	3041
	2024	95329	82433	9707	146	3043
	2025	95765	82833	9740	149	3044
	2026	95956	82982	9781	149	3043
	2027	95980	82991	9797	149	3042
	2028	96107	83588	9323	151	3044
ОЭС Сибири	2022	53179	5254	44875	303	2747
	2023	59175	7054	49029	313	2779
	2024	58968	5820	50047	316	2784
	2025	59639	5881	50653	318	2787
	2026	61336	7274	50956	318	2787
	2027	61619	7286	51228	319	2787
	2028	62002	7259	51634	320	2789
ОЭС Востока	2022	15821	6399	9345	78	0

ОЭС	Годы	Расход условного топлива, всего	в том числе			
			Газ	Уголь	Нефте-топливо	Прочее топливо
	2023	16880	6908	9889	82	0
	2024	16916	6921	9913	82	0
	2025	18039	6866	11089	84	0
	2026	18601	6944	11572	85	0
	2027	18314	7605	10627	82	0
	2028	18450	7666	10702	82	0

Выводы:

При заданных уровнях потребления электрической энергии потребность в органическом топливе тепловых электростанций ЕЭС России составит 298,5 млн т у.т. в 2022 году и 320,8 млн т у.т. в 2028 году. Структура топлива на прогнозируемый период 2022–2028 годы не меняется, основную его долю составляет газ (70,4–71,5 %). Удельный расход топлива на отпущенную электрическую энергию в среднем по ЕЭС России в прогнозируемом периоде составит 309,9–306,7 г/кВт·ч.

VII. Развитие магистральных и распределительных сетей с учетом требований по обеспечению регулирования (компенсации) реактивной электрической мощности на 2022–2028 годы

Принятые сокращения:

- АДТН – аварийно допустимая токовая нагрузка;
- АТГ – автотрансформаторная группа;
- АТ – автотрансформатор;
- ВИЭ – возобновляемые источники энергии;
- ВЛ – воздушная линия электропередачи;
- ДПМ – договор поставки мощности;
- ИРМ – источник реактивной мощности;
- КЛ – кабельная линия электропередачи;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- МВА – мегавольт-ампер;
- МДП – максимально допустимый переток;
- ПП – переключательный пункт;
- ПС – подстанция электрическая;
- РП – распределительный пункт;
- ШР – шунтирующий реактор.

Развитие электрической сети напряжением 220 кВ и выше ЕЭС России в период 2022–2028 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;
- обеспечение параллельной работы ОЭС Сибири и ОЭС Востока;
- 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 2022–2028 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», учитывающих экспертную оценку по срокам

выполнения работ по проектированию, новому строительству и реконструкции электросетевых объектов.

При определении объемов вводимого электросетевого хозяйства в период 2022–2028 годов за основу приняты комплексный план модернизации и расширения магистральной инфраструктуры на период до 2024 года, утвержденный распоряжением Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р, инвестиционная программа ПАО «ФСК ЕЭС» на 2020–2024 годы, утвержденная приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, а также материалы инвестиционных программ иных сетевых организаций и технические условия на технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей к электрическим сетям, которые предусматривают ввод в эксплуатацию электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше.

7.1. Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше на 2022–2028 годы, 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 2022–2028 годы, приведен в приложении № 9 к схеме и программе ЕЭС России, в том числе:

7.1.1. ОЭС Северо-Запада.

– Реконструкция ПС 330 кВ Мончегорск и ПС 330 кВ Выходной для строительства заходов существующих ВЛ 330 кВ Мончегорск – Оленегорск и ВЛ 330 кВ Выходной – Оленегорск на ПС 330 кВ Мончегорск для обеспечения надежности электроснабжения потребителей в северной части Мурманской

области.

Расположенная в северной части энергосистемы Мурманской области вторая ВЛ 330 кВ Мончегорск – Выходной включена не по проектной схеме (не подключена к ОРУ 330 кВ ПС 330 кВ Мончегорск и ПС 330 кВ Выходной) и состоит из двух участков: Мончегорск – Оленегорск и Оленегорск – Выходной, которые объединены с существующими ВЛ 330 кВ Мончегорск – Оленегорск и ВЛ 330 кВ Выходной – Оленегорск без коммутационных аппаратов. Отключение одной из цепей ВЛ 330 кВ Мончегорск – Оленегорск или ВЛ 330 кВ Выходной – Оленегорск приводит к ограничению нагрузки потребителей и отключению блока 440 МВт на Кольской АЭС. Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей в северной части Мурманской области рекомендуется реализовать проект по расширению ОРУ 330 кВ ПС 330 кВ Мончегорск и ПС 330 кВ Выходной и строительству ВЛ 330 кВ длиной 4,2 км в районе города Оленегорск, что позволит подключить по проектной схеме вторую ВЛ 330 кВ Выходной – Мончегорск.

7.1.2. ОЭС Центра.

– Строительство ПП 330 кВ Мирный (Суджа) с заходами ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Сумы Северная и строительством ВЛ 330 кВ от ПС 330 кВ Белгород до ПП 330 кВ Мирный (Суджа) для обеспечения надежности электроснабжения юго-западного энергорайона энергосистемы Белгородской области при нормативных возмущениях в ремонтных схемах при раздельной работе ОЭС Центра с ОЭС Украины.

– Строительство КЛ 220 кВ Бутырки – Белорусская № 1 и № 2 для повышения надежности электроснабжения потребителей города Москвы в районе ПС 220 кВ Белорусская и обеспечения технической возможности технологического присоединения новых потребителей.

7.1.3. ОЭС Юга.

– Реконструкция ПС 500 кВ Тихорецк с установкой третьей группы АТГ 500/220 кВ мощностью 501 МВА для исключения ограничений электроснабжения потребителей энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края.

– Строительство ПС 220 кВ Новая с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА и строительство ВЛ 220 кВ Яблоновская – Новая ориентировочной протяженностью 21 км для исключения ограничений электроснабжения потребителей энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, г. Краснодара.

– Реконструкция ПС 220 кВ Брюховецкая с установкой нового АТ 220/110 кВ мощностью 125 МВА для исключения ограничений электроснабжения потребителей энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края.

– Строительство участка ЛЭП от ВЛ 330 кВ Джанкой – Каховская до ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Титан (ячейка присоединения ВЛ 220 кВ Титан – Каховская) ориентировочной протяженностью 0,6 км и перезавод ВЛ 330 кВ Джанкой – Каховская из ОРУ 330 кВ в ОРУ 220 кВ ПС 330 кВ Джанкой с образованием ВЛ 220 кВ Джанкой – Титан.

– Реконструкция ПС 220 кВ Донузлав с установкой БСК мощностью 25 Мвар для исключения ограничений электроснабжения потребителей в Евпаторийском энергорайоне энергосистемы и северной части Республики Крым и города Севастополя, повышения уровней напряжения на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Донузлав и шинах 110 кВ ПС 110 кВ транзита Донузлав – Мойнаки – Евпатория и создания двухстороннего питания ПС 220 кВ Титан.

В целях недопущения возникновения непокрываемого дефицита активной мощности в части ОЭС Юга, включающей энергосистемы Республики Крым и города Севастополь, Краснодарского края и Республики Адыгея, а также Ростовской области, в условиях снижения пропускной способности контролируемых сечений «Волгоград – Ростов» и «Невинномысск» в период экстремально высоких температур наружного воздуха, требуется осуществлять мониторинг динамики потребления электрической энергии и мощности в данной части ОЭС Юга, а так же минимизировать объемы плановых ремонтов генерирующего оборудования в рассматриваемый период.

В зависимости от реальных темпов набора мощности потребителями ОЭС Юга может потребоваться увеличение пропускной способности контролируемого

сечения «Невинномысск» в целях снижения невыдаваемой мощности электростанций восточной части ОЭС Юга для покрытия возникшего дефицита активной мощности.

7.1.4. ОЭС Средней Волги.

– Заходы ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Кубра с отпайкой на ПС Возрождение для обеспечения двухстороннего электроснабжения ПС 220 кВ Возрождение и повышения надежности электроснабжения присоединенных к ней потребителей.

7.1.5. ОЭС Сибири.

– Реконструкция ПС 500 кВ Красноярская. Установка выключателей 500 кВ для исключения ограничения нагрузки потребителей при нормативных возмущениях в ремонтной схеме и обеспечения возможности выполнения длительных отключений систем шин 500 кВ на ПС 500 кВ Красноярская, повышения надежности работы транзита 500 кВ Иркутск – Красноярск.

– Строительство ВЛ 500 кВ Курган – Таврическая и ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая, а также расширение РУ 500 кВ ПС 1150 кВ Алтай и ПС 500 кВ Таврическая с установкой на каждой подстанции четырех шунтирующих реакторов 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый (4хШР-180 Мвар) для ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая.

В настоящее время электрические связи между ОЭС Сибири и ОЭС Урала представлены линиями электропередачи, проходящими по территории Республики Казахстан, транзитом 500 кВ Курган – Витязь – Восход и нормально разомкнутым двухцепным транзитом 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – ПС 220 кВ Советско-Соснинская – ПС 220 кВ Парабель – ПС 500 кВ Томская.

В целях повышения энергобезопасности Российской Федерации целесообразно усиление электрических связей между ОЭС Сибири и ОЭС Урала по территории Российской Федерации за счет строительства ВЛ 500 кВ Курган – Таврическая и ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая, а также расширения РУ 500 кВ ПС 1150 кВ Алтай и ПС 500 кВ Таврическая с установкой на каждой подстанции четырех шунтирующих реакторов 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый (4хШР-180

Мвар) для ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая.

– Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча и новой ВЛ 220 кВ Таксимо – Чара (либо перевод существующей ВЛ 110 кВ на напряжение 220 кВ) для объединения на параллельную синхронную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока на этапе 2028 года.

Для дополнительного усиления электрических связей между ОЭС Сибири и ОЭС Востока и обеспечения возможности большей передачи электрической энергии и мощности между ОЭС Сибири и ОЭС Востока после 2028 года в дополнение к вышеперечисленным мероприятиям по объединению на параллельную синхронную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока рекомендуется сооружение ВЛ 500 кВ Таксимо – Чара, ВЛ 500 кВ Тында – Чара и ВЛ 500 кВ Даурия – Тында. Окончательные параметры указанных ВЛ 500 кВ необходимо определить в рамках отдельной проектной проработки.

Технические решения по объединению на параллельную синхронную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока рассмотрены в приложении № 16 к схеме и программе ЕЭС России.

7.1.6. ОЭС Востока.

– Строительство ПП 500 кВ Агорта с заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1 и ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2 и строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия (реализуется в рамках комплексного плана модернизации и расширения магистральной инфраструктуры на период до 2024 года, утвержденного распоряжением Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р) для увеличения пропускной способности контролируемого сечения «ОЭС – Запад Амурэнерго» и исключения необходимости ограничения потребителей в режимах зимних максимальных нагрузок.

– Строительство ПС 500 кВ Даурия (установка одного АТГ 500/220 кВ мощностью 501 МВА с резервной фазой 167 МВА, одного ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар) со строительством двух ВЛ 220 кВ Даурия - Сковородино № 1, № 2, реконструкцией ВЛ 220 кВ Ульручьи/т – Сковородино с подключением к ПС 500 кВ Даурия и образованием ВЛ 220 кВ Даурия –

Ульручи/т, реконструкцией ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т с подключением к ПС 500 кВ Даурия и образованием ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т, реконструкцией ВЛ 220 кВ Сковородино – Уруша/т с подключением к ПС 500 кВ Даурия и образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т и реконструкцией КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 1 с подключением к ПС 500 кВ Даурия и образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Тында для увеличения пропускной способности контролируемого сечения «ОЭС – Запад Амурэнерго» и исключения необходимости ограничения потребителей в режимах зимних максимальных нагрузок.

– Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой автотрансформатора мощностью 63 МВА и установкой ИРМ мощностью не менее 12 Мвар на ПС 220 кВ Сунтар для исключения ограничений потребления Вилюйского энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия) при аварийном отключении одного автотрансформатора на ПС 220 кВ Сунтар и снижении уровней напряжения на шинах 110 кВ ПС Вилюйского энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия) ниже допустимых значений при отключении питающей ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар.

7.2. 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 технологического присоединения объектов по производству электрической энергии к единой национальной (общероссийской) электрической сети, на период 2022–2028 годов приведен в приложении № 10 к схеме и программе ЕЭС России, в том числе:

7.2.1. ОЭС Центра.

– Реконструкция ВЛ 750 кВ Курская АЭС – Новобрянская длиной 2,2 км, строительство заходов ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Железногорская в КРУЭ 330 кВ Курской АЭС-2 длиной 2×1 км, строительство заходов ВЛ 330 кВ 2АТ в КРУЭ 330 кВ Курская АЭС-2 длиной 2×10 км и реконструкция ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Стройплощадка № 1 длиной 5 км с организацией ее перезавода из существующего ОРУ Курской АЭС в КРУЭ 330 кВ Курской АЭС-2 для выдачи мощности

энергоблока № 1 Курской АЭС-2.

– Строительство ПС 220 кВ Заводская с заходами ВЛ 220 кВ Котово – Бугры для выдачи мощности ТЭС на альтернативном виде топлива (ООО «Альтернативная генерирующая компания-1») в районе города Наро-Фоминска.

7.2.2. ОЭС Юга.

– Строительство РУ 220 кВ Ольховской ВЭС с установкой двух трансформаторов 220/35 кВ мощностью по 160 МВА с заходами ВЛ 220 кВ Петров Вал – Таловка в РУ 220 кВ Ольховской ВЭС для выдачи мощности Ольховской ВЭС.

– Строительство заходов ВЛ 220 кВ Тамань – Славянская длиной 2×22,5 км и ВЛ 220 кВ Киевская – Чекон на Ударную ТЭС для выдачи мощности Ударной ТЭС.

7.2.3. ОЭС Востока.

– Строительство ПП 220 кВ Магистральный с заходами КВЛ 220 кВ Тында – Лопча в ПП 220 кВ Магистральный, строительство заходов существующей КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи в ПП 220 кВ Магистральный и перезавод существующей КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 2 в ПП 220 кВ Магистральный, строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Магистральный № 1 и № 2, строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Магистральный – Сквородино № 2 для выдачи мощности Нерюнгринской ГРЭС.

– Строительство заходов ВЛ 220 кВ Зеленый Угол – Суходол на Артемовскую ТЭЦ-2, строительство заходов ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна на ПС 220 кВ Западная ориентировочной протяженностью 4 км (2х2 км) с образованием ВЛ 220 кВ Владивосток – Западная и ВЛ 220 кВ Волна – Западная с установкой на ПС 220 кВ Западная автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 250 МВА (1х250 МВА) и переключением трансформатора 220/35 кВ мощностью 63 МВА в новое РУ 220 кВ ПС 220 кВ Западная для выдачи мощности Артемовской ТЭЦ-2.

7.2.4. ОЭС Средней Волги.

– Строительство РУ 220 кВ Гражданской ВЭС с установкой трансформатора 220/35 кВ мощностью 160 МВА и трансформатора 220/35 кВ мощностью 125 МВА

и строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Томыловская – Оросительная до РУ 220 кВ Гражданской ВЭС для выдачи мощности Гражданской ВЭС.

7.3. 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 технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к единой национальной (общероссийской) электрической сети, на период 2022–2028 годов приведен в приложении № 11 к схеме и программе ЕЭС России, в том числе:

7.3.1. ОЭС Северо-Запада.

Для обеспечения технологического присоединения новых крупных потребителей АО «Цемент», АО «Парус», ОАО «РЖД», ООО «ЛСР. Недвижимость-СЗ», ООО «Энергосоюз Северо-Запад», ООО «СПБ Энергострой», ООО «ГООО «ИнвестАльянс», ООО «БХК», ООО «РусХимАльянс», ПАО «Россети Ленэнерго», ООО «Феникс» и других, предусмотрен ввод в эксплуатацию ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 81,2 км, трансформаторной мощности 2611,0 МВА.

7.3.2. ОЭС Центра.

Для обеспечения технологического присоединения новых крупных потребителей ООО «Флагман» (I очередь), ООО «ПРОМСТРОЙ», ООО «Стройсервис», ООО «ГЛОБУСЭНЕРГО», ООО «Евросити», ООО «ГИПЕРГЛОБУС», ООО «Гранель», АО «МСК Энерго», ПАО «Машиностроительный завод», ООО «НТЦ», ООО «ПКФ ГЮНАЙ» (II очередь), ООО «Агрокультура Групп», ООО «НЛМК-Калуга», АО «Лебединский ГОК», ООО «Комбинат Инновационных Технологий – Монарх», АО «Газпромнефть-МНПЗ», АО «ОЭЗ ТВТ «Дубна», ООО «Битривер-Б» и других планируется ввод в эксплуатацию ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 319,9 км, трансформаторной мощности 6358,0 МВА.

7.3.3. ОЭС Юга.

Для обеспечения технологического присоединения новых крупных потребителей ООО «Тепличный комплекс «Зеленая линия», АО «Агрокомплекс Сунжа», АО «Донские биотехнологии», ООО «Славянск ЭКО», АО «Новошахтинский завод нефтепродуктов», индустриальный парк «Бахчисарай», ООО «Ильский НПЗ» и других планируется ввод в эксплуатацию ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 73,2 км, трансформаторной мощности 1768,0 МВА.

7.3.4. ОЭС Средней Волги.

Для обеспечения технологического присоединения новых крупных потребителей АО «Выксунский металлургический завод», ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» и ООО «СПФ «Балаковоспецстрой» планируется ввод в эксплуатацию ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 15,2 км, трансформаторной мощности 626,0 МВА.

7.3.5. ОЭС Урала.

Для обеспечения технологического присоединения новых крупных потребителей ПАО «НК «Роснефть», АО «Тюменнефтегаз», ООО «Муллит», ООО «Агрокомплекс «Южноуральский», ОАО «РЖД», ООО «СШХ» АО «НК «Конданефть» и других планируется ввод в эксплуатацию ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 699,0 км, трансформаторной мощности 1632,6 МВА.

7.3.6. ОЭС Сибири.

Для обеспечения технологического присоединения новых крупных потребителей ОАО «РЖД», ООО «Русал Тайшет», ООО «ИНК», ПАО «Газпром», АО «Тонода», ООО «Полюс сухой лог», ООО «Удоканская Медь» (2-я очередь Удоканского ГМК), ЗАО «Богучанский алюминиевый завод», ПАО «Высочайший» (ГОК Светловский), ООО «Группа «Магнезит», ООО «Озерное», ООО «Нэолайн» и других планируется ввод в эксплуатацию ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 4212,4 км, трансформаторной мощности 10262,0 МВА.

С целью покрытия перспективных нагрузок энергосистем Иркутской области и Республики Бурятия, обусловленных реализацией масштабного проекта по

реконструкции инфраструктуры и расширению БАМ, а также строительством таких крупных заводов как Иркутский завод полимеров и завод неорганической химии ООО «Иркутская нефтяная компания», освоением Ковыктинского месторождения ПАО «Газпром» и освоением новых перспективных месторождений золотосодержащих руд Сухой Лог и Чёртово Корыто требуется реализация ряда основных мероприятий по развитию электрических сетей 500 кВ:

- перевод ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 2 на напряжение 500 кВ;
- строительство ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3;
- реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой второго автотрансформатора 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (3х167 МВА);
- строительство ПС 500 кВ Нижнеангарская с установкой двух автотрансформаторов 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА каждый;
- строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 1 и № 2;
- реконструкция ПС 220 кВ Таксимо (со строительством РУ 500 кВ) с установкой автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (3х167 МВА);
- строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо.

7.3.7. ОЭС Востока.

Для обеспечения технологического присоединения новых крупных потребителей ОАО «РЖД», ООО «Амурский газохимический комплекс», ПАО «СИБУР Холдинг» (Амурский ГХК), ООО «Амур Минералс», ООО «Удоканская Медь» (1-я очередь Удоканского ГМК), ООО «АнтрацитИнвестПроект», АО «ДРСК», ООО «Газпром добыча Ноябрьск», ПАО «Транснефть» и других планируется ввод в эксплуатацию ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 3140,8 км, трансформаторной мощности 5324,0 МВА.

С целью покрытия перспективных нагрузок энергосистемы Приморского края требуется увеличение пропускной способности контролируемого сечения «Приморская ГРЭС – юг Приморского края» путем строительства ПС 500 кВ Варяг (Морская) с установкой АТГ 500/220 кВ 3×167 МВА, ВЛ 500 кВ Приморская

ГРЭС – Варяг (Морская) и заходов ВЛ 500 кВ Владивосток – Лозовая на ПС 500 кВ Варяг (Морская). Данное техническое решение также обеспечит возможность сокращения состава включенного оборудования и конкурентного замещения неэффективной выработки электростанций юга Приморского края.

Перечень реализуемых и перспективных проектов по реновации объектов электросетевого хозяйства единой национальной (общероссийской) электрической сети на период 2022–2028 годов приведен в приложении № 12 к схеме и программе ЕЭС России.

Перечень реализованных проектов по развитию единой национальной (общероссийской) электрической сети, находящихся под напряжением и по которым планируется ввод в эксплуатацию в 2022–2028 годы приведен в приложении № 13 к схеме и программе ЕЭС России.

Сводные показатели вводов линий электропередачи и трансформаторного оборудования по классам напряжения 220 кВ и выше по ОЭС и ЕЭС России представлены в приложении № 14 к схеме и программе ЕЭС России.

Информация в отношении объектов реконструкции и реновации, а также объектов схемы выдачи мощности электрических станций и технологическом присоединении потребителей приводится в соответствии с перечнем объектов, включенных в инвестиционную программу ПАО «ФСК ЕЭС» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, и инвестиционные программы иных сетевых организаций.

Всего за период 2022–2028 годов планируется ввод в эксплуатацию ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 11 586,1 км, трансформаторной мощности 35 881,6 МВА. Такой объем электросетевого строительства потребует 644 307,3 млн руб. в прогнозных ценах с учетом НДС (20 %) и инфляционного удорожания за рассматриваемый расчетный период до 2028 года.

Карты-схемы размещения линий электропередачи, ПС напряжением 220 кВ и выше и электростанций по ОЭС на 2022–2028 годы (с выделением энергосистем г. Москвы и Московской области, г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области,

Тюменской области, Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов, Восточной Сибири, Республики Крым и г. Севастополя) представлены в разделе 10.

Ниже, в таблице 7.1, приведены целевые показатели надежности и качества оказываемых услуг по передаче электрической энергии в отношении организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью на 2021–2024 годы, определенные приказом ФАС России от 01.12.2020 № 1176/20 «О продлении срока действия долгосрочного периода регулирования тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети, оказываемые ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы», и утверждении долгосрочных параметров регулирования для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью на 2021-2024 годы с применением метода доходности инвестированного капитала».

Таблица 7.1. Показатели надежности и качества оказываемых услуг по передаче электрической энергии

Наименование	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии (Пп)	0,03290	0,03241	0,03192	0,03144
Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения (Птпр)	1,13166	1,11468	1,09796	1,08149

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 2022–2028 годов планируется ввод в работу ЛЭП напряжением 220 кВ и выше протяженностью 11 586,1 км, трансформаторной мощности 35 881,6 МВА.

3. Реализация намеченных планов по развитию электросетевого комплекса

потребуется инвестиции в объеме 644 307,3 млн руб. в прогнозных ценах с учетом НДС (20 %) и инфляционного удорожания за рассматриваемый расчетный период до 2028 года.

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

8.1. Принятые сокращения.

АВРЧМ	– автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности;
АДВ	– автоматика дозировки воздействий;
АПНУ	– автоматика предотвращения нарушения устойчивости;
АПП	– автоматизированная программа переключений;
АРКЗ	– автоматика разгрузки при коротких замыканиях;
АРЧМ	– автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности;
КЗ	– короткое замыкание;
КРУЭ	– комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;
ЛАПНУ	– локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости;
НИР	– научно-исследовательская работа;
ОРУ	– открытое распределительное устройство;
ПА	– противоаварийная автоматика;
ПТФ	– Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937;
РА	– режимная автоматика;
РЗ	– релейная защита;
РЗА	– релейная защита и автоматика;
РУ	– распределительное устройство;
СДПМ	– система доведения плановой мощности;
СМНР	– система мониторинга переходных режимов в энергосистеме;
СОТИАССО	– система обмена технологической информацией с автоматизированной системой системного оператора;
ССПИ	– система сбора и передачи информации;
ТТ	– трансформатор тока;
ЦС АРЧМ	– централизованная система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности;
ЦКС АРЧМ	– центральная координирующая система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности;

ЦСПА – централизованная система противоаварийной автоматики.

8.2. При строительстве и реконструкции объектов электроэнергетики, предусмотренных схемой и программой ЕЭС России, обеспечивается повышение надежности функционирования ЕЭС России путем:

- обеспечения наблюдаемости и управляемости технологических режимов работы и эксплуатационного состояния объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства;
- создания (модернизации) РЗ, ПА, РА, сетевой автоматики и систем регистрации аварийных событий и процессов;
- разработки проектных решений на основании результатов математического моделирования режимов работы энергосистем (в том числе результатов расчетов электроэнергетических режимов, устойчивости, токов КЗ), выполняемых с использованием расчетных моделей, формируемых на основании соответствующих отраслевым требованиям информационных моделей и обеспечивающих необходимую точность результатов математического моделирования режимов работы энергосистем.

8.3. Требования к организации обмена технологической информацией между объектами электроэнергетики и диспетчерскими центрами АО «СО ЕЭС» установлены ПТФ, регламентами оптового рынка электроэнергии и мощности, а также договорами возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и соглашениями о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и субъектами электроэнергетики и включают в себя требования к:

- системам телефонной связи для оперативных переговоров диспетчерского персонала диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» и оперативного персонала субъектов электроэнергетики (потребителей электрической энергии);
- СОТИАССО (ССПИ), обеспечивающей сбор и передачу телеметрической информации о технологическом режиме работы и эксплуатационном состоянии ЛЭП, оборудования и устройств объектов электроэнергетики;
- системам автоматического управления нормальными режимами и

автоматического противоаварийного управления режимами;

– системам сбора и передачи информации об аварийных событиях и процессах, в том числе данных СМПР.

Для владельцев ЛЭП, оборудования и устройств, отнесенных к объектам диспетчеризации, в соответствии с пунктом 50 ПТФ установлена обязанность по организации и обеспечению круглосуточной работы СОТИАССО (ССПИ), обеспечивающей передачу в режиме реального времени диспетчерских команд (разрешений), команд дистанционного управления и управляющих воздействий ПА и РА, телеметрической информации о технологических режимах работы объектов диспетчеризации, необходимой диспетчерским центрам АО «СО ЕЭС» для управления электроэнергетическим режимом работы энергосистем, в том числе по организации наличия и обеспечению функционирования двух независимых каналов связи между объектами электроэнергетики и диспетчерскими центрами АО «СО ЕЭС».

При этом не требуется организация телефонной связи для оперативных переговоров диспетчерского персонала с оперативным персоналом ПС с высшим классом напряжения 110 кВ, присоединенных к ЛЭП ответвлениями (отпайками), а также подстанций с высшим классом напряжения 110 кВ, в составе которых отсутствуют объекты диспетчеризации, находящиеся в диспетчерском управлении диспетчерских центров, при условии, что на указанных подстанциях организована передача диспетчерских команд и разрешений через центры управления сетями соответствующих сетевых организаций.

Для повышения наблюдаемости и управляемости режимами работы объектов электроэнергетики продолжается работа по планированию в инвестиционных программах производителей электрической энергии, сетевых организаций, в том числе являющихся дочерними и зависимыми обществами ПАО «Россети», ОАО «РЖД» и других субъектов электроэнергетики, мероприятий по модернизации и расширению СОТИАССО (ССПИ).

Модернизация СОТИАССО (ССПИ) на объектах электроэнергетики производителей электрической энергии, дочерних и зависимых обществ

ПАО «Россети» и других сетевых организаций осуществляется по согласованным АО «СО ЕЭС» программам модернизации и расширения СОТИАССО (ССПИ).

8.4. В ЕЭС России осуществляется ввод в промышленную эксплуатацию систем дистанционного управления из центров управления сетями сетевых организаций и диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» с применением АПП по выводу в резерв (вводу в работу) оборудования объектов электроэнергетики.

До 2026 года запланировано внедрение дистанционного управления оборудованием и устройствами подстанций из центров управления сетями дочерних и зависимых обществ ПАО «Россети» и диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» с применением АПП в соответствии с утвержденным и ежегодно актуализируемым перечнем подстанций, а также планом-графиком реализации проектов дистанционного управления оборудованием из центров управления сетями ДЗО ПАО «Россети» и диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» с применением АПП, утвержденным ПАО «Россети» (таблица 8.1).

Таблица 8.1. Перечень подстанций сетевых организаций, являющихся дочерними и зависимыми обществами ПАО «Россети», для реализации проектов дистанционного управления оборудованием и устройствами из центров управления сетями дочерних и зависимых обществ ПАО «Россети» и диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» на период до 2026 года

ОЭС	ПС 500–750 кВ	ПС 330 кВ	ПС 220 кВ	ПС 110 кВ
Востока	ПС 500 кВ Владивосток		ПС 220 кВ Майя ПС 220 кВ НПС-11 ПС 220 кВ НПС-15 ПС 220 кВ НПС-16 ПС 220 кВ НПС-18 ПС 220 кВ НПС-19 ПС 220 кВ НПС-24 ПС 220 кВ Находка ПС 220 кВ Налдинская	
Сибири	ПС 500 кВ Восход ПС 500 кВ Енисей ПС 500 кВ Кузбасская ПС 500 кВ Ново- Анжерская		ПС 220 кВ Власиха ПС 220 кВ Горячинская ПС 220 кВ Еланская ПС 220 кВ КИСК ПС 220 кВ Левобережная	ПС 110 кВ Весенняя ПС 110 кВ Забайкальск ПС 110 кВ Энтузиастов

ОЭС	ПС 500–750 кВ	ПС 330 кВ	ПС 220 кВ	ПС 110 кВ
	ПС 500 кВ Усть-Кут ПС 500 кВ Нижнеангарская		ПС 220 кВ Маккавеево ПС 220 кВ Московка ПС 220 кВ Означенное-Районная ПС 220 кВ Приангарская ПС 220 кВ Татаурово ПС 220 кВ Чесноковская ПС 220 кВ Кызылская ПС 220 кВ Междуреченская ПС 220 кВ Тея ПС 220 кВ ЗСМК ПС 220 кВ ЦРП-220 ПС 220 кВ Тайга ПС 220 кВ Ермак ПС 220 кВ Славянская ПС 220 кВ НКАЗ-2	
Урала	ПС 500 кВ Святогор		ПС 220 кВ Губернская ПС 220 кВ Факел ПС 220 кВ Средний Балык ПС 220 кВ Рябина ПС 220 кВ Салехард ПС 220 кВ Ожогоино ПС 220 кВ Хора ПС 220 кВ Вадмтор ПС 220 кВ Узловая	ПС 110 кВ Южная ПС 110 кВ Союзная ПС 110 кВ Асбест ПС 110 кВ Свердловская ПС 110 кВ Морозково ПС 110 кВ Гранитная ПС 110 кВ Академическая ПС 110 кВ Петрищевская ПС 110 кВ Бакалинская ПС 110 кВ Технологическая ПС 110 кВ Заостровка ПС 110 кВ Батово ПП 110 кВ Угутский ПС 110 кВ Тобольская

ОЭС	ПС 500–750 кВ	ПС 330 кВ	ПС 220 кВ	ПС 110 кВ
				ПС 110 кВ Городская ПС 110 кВ Летняя ПС 110 кВ Владимирская ПС 110 кВ Граничная ПС 110 кВ Веер ПС 110 кВ Весна ПС 110 кВ Панельная
Средней Волги	ПС 500 кВ Арзамасская ПС 500 кВ Красноармейская ПС 500 кВ Куйбышевская ПС 500 кВ Вешкайма ПС 500 кВ Ключики		ПС 220 кВ Заречная ПП 220 кВ Зеледино ПС 220 кВ Левобережная ПС 220 кВ Пенза-1 ПС 220 кВ Рузаевка ПС 220 кВ Саратовская ПС 220 кВ Ульяновская ПС 220 кВ Чигашево ПС 220 кВ Сызрань ПС 220 кВ Кинельская ПС 220 кВ Нагорная	ПС 110 кВ Юго- Восточная ПС 110 кВ Бессоновка ПС 110 кВ Алексеевка ПС 110 кВ Светлая ПС 110 кВ Цветочная ПС 110 кВ Сурск ПС 110 кВ Новый город ПС 110 кВ Лунино С/Х
Юга	ПС 500 кВ Кубанская ПС 500 кВ Невинномысск ПС 500 кВ Ростовская ПС 500 кВ Центральная ПС 500 кВ Тихорецк	ПС 330 кВ Артем ПС 330 кВ Ильенко ПС 330 кВ Машук	ПС 220 кВ Бужора ПС 220 кВ Витаминкомбинат ПС 220 кВ Вышестеблиевская ПС 220 кВ Газовая ПС 220 кВ Койсуг ПС 220 кВ НЗБ ПС 220 кВ НПС-7 ПС 220 кВ НПС-8 ПС 220 кВ Поселковая ПС 220 кВ Псоу ПС 220 кВ Р-4 ПС 220 кВ Староминская ПС 220 кВ Черемушки ПС 220 кВ Яблоновская РП 220 кВ Черноморская ПС 220 кВ Порт	ПС 110 кВ Аэропорт ПС 110 кВ № 84 ПС 110 кВ ГРП-110 ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая ПС 110 кВ Ищерская ПС 110 кВ Каргалиновская ПС 110 кВ Ойсунгур ПС 110 кВ Самашки ПС 110 кВ Сочи

ОЭС	ПС 500–750 кВ	ПС 330 кВ	ПС 220 кВ	ПС 110 кВ
			ПС 220 кВ Кировская ПС 220 кВ Дагомыс ПС 220 кВ Ново- Лабинская	
Северо- Запада		ПС 330 кВ Кингисеппская ПС 330 кВ Колпино ПС 330 кВ Новгородская ПС 330 кВ Парнас ПС 330 кВ Пулковская ПС 330 кВ Северная ПС 330 кВ Чудово ПС 330 кВ Южная ПС 330 кВ Менделеевская ПС 330 кВ Лоухи РП 330 кВ Борей РП 330 кВ Каменный бор ПС 330 кВ Петрозаводск ПС 330 кВ Княжегубская ПС 330 кВ Мурманская ПС 330 кВ Ручей	ПС 220 кВ Приморская ПС 220 кВ Купчинская	ПС 110 кВ Псков (ПС 53) ПС 110 кВ Прионежская ПС 110 кВ Южная ПС 110 кВ Индустриальная ПС 110 кВ О-18 Озерки ПС 110 кВ Коллонтай (ПС 173) ПС 110 кВ Боровая (ПС 542) ПС 110 кВ Ломоносовская (ПС 39) ПС 110 кВ Волхов-Южная (ПС 17)
Центра	ПС 750 кВ Грибово ПС 500 кВ Череповецкая ПС 500 кВ Пахра ПС 500 кВ Дорохово ПС 500 кВ Белобережская ПС 500 кВ Трубино	ПС 330 кВ Фрунзенская ПС 330 кВ Талашкино	ПС 220 кВ Вичуга ПС 220 кВ Цементная ПС 220 кВ Ямская ПС 220 кВ Брянская ПС 220 кВ Смоленск-1 ПС 220 кВ Пущино ПС 220 кВ Нелидово ПС 220 кВ Владимировка ПС 220 кВ Ока ПС 220 кВ Луч ПС 220 кВ Орловская-Районная	ПС 110 кВ Майская ПС 110 кВ Угольная ПС 110 кВ Андроньевская ПС 110 кВ Бруски ПС 110 кВ Бутаково ПС 110 кВ Гребчиха ПС 110 кВ Динамо ПС 110 кВ Дулево

ОЭС	ПС 500–750 кВ	ПС 330 кВ	ПС 220 кВ	ПС 110 кВ
			ПС 220 кВ Академическая	ПС 110 кВ Измайлово
			ПС 220 кВ Бабушкин	ПС 110 кВ Карачарово
			ПС 220 кВ Борисово	ПС 110 кВ Кожухово
			ПС 220 кВ Бутово	ПС 110 кВ Красково
			ПС 220 кВ Бутырки	ПС 110 кВ МГУ
			ПС 220 кВ Владыкино	ПС 110 кВ Метростроевская
			ПС 220 кВ Восточная	ПС 110 кВ Москворецкая
			ПС 220 кВ Встреча	ПС 110 кВ Новоспасская
			ПС 220 кВ Говорово	ПС 110 кВ Полет
			ПС 220 кВ Гольяново	ПС 110 кВ Прожектор
			ПС 220 кВ Горенки	ПС 110 кВ Рошаль
			ПС 220 кВ Гражданская	ПС 110 кВ Семеновская
			ПС 220 кВ Гулево	ПС 110 кВ Сити
			ПС 220 кВ Елоховская	ПС 110 кВ Спортивная
			ПС 220 кВ Жулебино	ПС 110 кВ Угреша
			ПС 220 кВ Иловайская	ПС 110 кВ Фрезер
			ПС 220 кВ Ильинская	ПС 110 кВ Химки
			ПС 220 кВ Коньково	ПС 110 кВ Ходынка
			ПС 220 кВ Красногорская	ПС 110 кВ Черемушки
			ПС 220 кВ Куркино	ПС 110 кВ Электrozаводская
			ПС 220 кВ Левобережная	ПС 110 кВ Ситовка
			ПС 220 кВ Лесная	
			ПС 220 кВ Новобратцево	
			ПС 220 кВ Новософрино	
			ПС 220 кВ Омега	
			ПС 220 кВ Павелецкая	
			ПС 220 кВ Пенягино	
			ПС 220 кВ Подушкино	
			ПС 220 кВ Пресня	
			ПС 220 кВ Руднево	
			ПС 220 кВ Сабурово	
			ПС 220 кВ Свиблово	
			ПС 220 кВ Сигма	
			ПС 220 кВ Старбеево	

ОЭС	ПС 500–750 кВ	ПС 330 кВ	ПС 220 кВ	ПС 110 кВ
			ПС 220 кВ Уча ПС 220 кВ Хвойная ПС 220 кВ Хлебниково ПС 220 кВ ЦАГИ ПС 220 кВ Чертаново ПС 220 кВ Чоботы ПС 220 кВ Шуколово ПС 220 кВ Южная ПС 220 кВ Ясенево ПС 220 кВ Автозаводская	

В 2022–2023 годах планируется внедрение дистанционного управления из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» оборудованием:

– КРУЭ 220 кВ Нижне-Бурейской ГЭС из Филиала АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ;

– КРУЭ 330 кВ Зарамагской ГЭС-1 из Филиала АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ;

– КРУЭ 330 кВ, КРУЭ-110 кВ Зеленчукской ГЭС-ГАЭС из Филиала АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ;

– КРУЭ 500 кВ Загорской ГАЭС из Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра;

– КРУЭ 500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС из Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири;

– КРУЭ 110 кВ Восточной ТЭЦ из Филиала АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ;

– ОРУ 220 кВ, ОРУ 110 кВ Нижегородской ГЭС из Филиала АО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ;

– ОРУ 220 кВ Рыбинской ГЭС из Филиала АО «СО ЕЭС» Ярославское РДУ;

– КРУЭ 220 кВ Майнской ГЭС из Филиала АО «СО ЕЭС» Хакасское РДУ;

– ОРУ 330 кВ Новгородской ТЭЦ из Филиала АО «СО ЕЭС» Новгородское РДУ;

– ОРУ 110 кВ Сакской ТЭЦ из Филиала АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ;

– КРУЭ 110 кВ Академической ТЭЦ из Филиала АО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ;

– ОРУ 150 кВ Кольской ВЭС из Филиала АО «СО ЕЭС» Кольское РДУ.

– КРУЭ 220 кВ Новогорьковской ТЭЦ из Филиала АО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ;

– ОРУ 110 кВ ТЭЦ ПГУ ГСР Энерго из Филиала АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ;

– ОРУ 220 кВ ГТЭС Коломенское из Филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ;

– ОРУ 220 кВ ТЭЦ-12, ТЭЦ-16, ТЭЦ-20 из Филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ.

– В 2024 году планируется внедрение дистанционного управления из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» оборудованием:

– ОРУ 110 кВ Белометченской ВЭС из Филиала АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ;

– ОРУ 110 кВ Воронежской ТЭЦ-2 из Филиала АО «СО ЕЭС» Воронежское РДУ;

– ОРУ 110 кВ Дягилевской ТЭЦ из Филиала АО «СО ЕЭС» Рязанское РДУ.

В 2022–2023 годах планируется реализация пилотных проектов по подключению Зарагижской ГЭС к СДПМ Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга и Восточной ТЭЦ к СДПМ Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока с использованием каналов связи СОТИАССО.

В 2023 году планируется подключение Серебрянской ГЭС-15 к СДПМ Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада.

В 2024 году планируется подключение к СДПМ Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра Дягилевской ТЭЦ и Воронежской ТЭЦ-1.

8.5. Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России в 2022–2028 годах планируется реализация следующих проектов по развитию ПА в электрической сети 220–750 кВ:

– расширение зоны, защищаемой ЦСПА ОЭС Северо-Запада, ЦСПА ОЭС Юга, ЦСПА ОЭС Сибири, ЦСПА ОЭС Востока;

– модернизация ЦСПА ОЭС Средней Волги в части реализации новых

пусковых органов и управляющих воздействий для низовых устройств;

- создание ЦСПА северо-западного района ОЭС Центра на платформе ЦСПА 3-го поколения;

- создание ЦСПА южного района ОЭС Центра на платформе ЦСПА 3-го поколения;

- подключение АДВ ПС 500 кВ Иркутская к ЦСПА ОЭС Сибири в качестве новых низовых устройств;

- подключение ЛАПНУ Кольской АЭС, РП 330 кВ Каменный Бор и ПС 330 кВ Петрозаводск к ЦСПА ОЭС Северо-Запада в качестве низовых устройств;

- подключение ЛАПНУ Калининской АЭС к ЦСПА северо-западного района ОЭС Центра в качестве низового устройства;

- создание ЛАПНУ на Волжской ГЭС и обеспечение ее работы в качестве низового устройства ЦСПА ОЭС Юга;

- создание ЛАПНУ на ПС 500 кВ Комсомольская и обеспечение ее работы в качестве низового устройства ЦСПА ОЭС Востока;

- создание ЛАПНУ на ПС 220 кВ Районная и обеспечение ее работы в качестве низового устройства ЦСПА ОЭС Востока;

- модернизация АДВ ПС 1150 кВ Алтай, УКПА Усть-Илимской ГЭС, ЛАПНУ Жигулевской ГЭС, ЛАПНУ Балаковской АЭС, ЛАПНУ Заинской ГРЭС, ЛАПНУ Чебоксарской ГЭС, комплекса ПА Калининской АЭС, комплекса ПА Курской АЭС, комплекса ПА Смоленской АЭС, комплекса ПА Ростовской АЭС, ЛАПНУ ПС 500 кВ Шахты, ЛАПНУ Кольской АЭС, ЛАПНУ ОРУ 500 кВ Приморской ГРЭС, ЛАПНУ Сургутской ГРЭС-2, ЛАПНУ Зейской ГЭС;

- реализация на Балаковской АЭС импульсной разгрузки блоков, а также импульсной совместно с длительной разгрузки блоков.

8.6. Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России в 2022–2028 годы планируется реализация проектов по развитию ЦС АРЧМ:

- подключение энергоблоков ТЭС, готовых к участию в АВРЧМ, по результатам конкурентных отборов поставщиков услуг по обеспечению системной

надежности к управлению ЦКС АРЧМ ЕЭС, в том числе через ЦС АРЧМ ОЭС;

– подключение в 2022 году энергоблоков №№ 1, 2 Затонской ТЭЦ к управлению ЦКС АРЧМ ЕЭС через ЦС АРЧМ ОЭС Урала для обеспечения готовности участия в АВРЧМ;

– подключение в 2022 году Кольской ВЭС к управлению ЦС АРЧМ энергосистемы Мурманской области.

8.7. Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России в 2022–2028 годах планируется:

– создание программно-технических комплексов СМПР на Свободненской ТЭС, Гусиноозерской ГРЭС, Ириклинской ГРЭС, Иркутской ГЭС, Конаковской ГРЭС, Курской АЭС-2, Красноярской ГЭС, ГТУ ТЭЦ ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез», Ивановских ПГУ, Липецкой ТЭЦ-2, Мамаканской ГЭС, Печорской ГРЭС, Светлинской ГЭС, ТЭЦ-26 ПАО «Мосэнерго», Ударной ТЭС, Усть-Илимской ГЭС, Чебоксарской ГЭС, Чиркейской ГЭС, Якутской ГРЭС-2, ПС 330 кВ Сясь, РП 330 кВ Борей, РП 330 кВ Каменный бор, ПС 500 кВ Рубцовская, ПС 500 кВ Барабинская, ПС 500 кВ Таврическая, ПС 500 кВ Абаканская, ПС 500 кВ Означенное, ПС 500 кВ Алюминиевая, ПС 500 кВ Нижнеангарская, ПС 500 кВ Тайшет, ПС 500 кВ Красноярская, ПС 500 кВ Ново-Анжерская, ПС 500 кВ Новокузнецкая, ПС 500 кВ Вешкайма, ПС 500 кВ Азот, ПС 500 кВ Куйбышевская, ПС 500 кВ Ключики, ПС 500 кВ Курдюм, ПС 500 кВ Красноармейская, ПС 500 кВ Череповецкая, а также на подстанциях АО «Крымэнерго» и строящихся подстанциях 500 кВ и 220 кВ;

– расширение существующих комплексов СМПР на Белоярской АЭС, Балаковской АЭС, Кольской АЭС, Калининской АЭС, Смоленской АЭС, Ленинградской АЭС, Ростовской АЭС, Курской АЭС, Нововоронежской АЭС, Жигулевской ГЭС, Загорской ГАЭС, Киришской ГРЭС, Рефтинской ГРЭС, Сургутской ГРЭС-1.

8.8. В целях исключения неправильной работы устройств РЗ в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ апериодической составляющей тока

КЗ и наличием остаточного намагничивания его сердечников:

– при строительстве и комплексном техническом перевооружении объектов электроэнергетики на этапе выполнения проектной документации выбор ТТ производится с учетом требований к характеристикам ТТ, гарантирующих правильную работу устройств РЗ в переходных режимах;

– при модернизации устройств и комплексов РЗ (без замены ТТ) на этапе выполнения проектной документации владельцами объектов электроэнергетики обеспечивается выполнение пункта 46(1) Требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденных приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 101.

8.9. В 2020–2021 годах в рамках пилотных проектов проведена опытная эксплуатация компонентов автоматизированной цифровой системы мониторинга и анализа функционирования устройств РЗА на объектах ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети Московский регион» и в диспетчерских центрах АО «СО ЕЭС». В целях повышения надежности работы устройств РЗА, снижения количества случаев неправильного срабатывания устройств РЗА и сокращения времени анализа аварийных ситуаций в энергосистеме предусматривается тиражирование автоматизированной цифровой системы мониторинга и анализа функционирования устройств РЗА на объектах электроэнергетики и в диспетчерских центрах.

IX. Оценка прогнозных объемов капитальных вложений в сооружение генерирующих мощностей, объектов электросетевого хозяйства, номинальный класс напряжения которых составляет 220 кВ и выше, на 2022–2028 годы

Потребность в инвестиционных ресурсах (капитальных вложениях) на развитие генерирующих мощностей и электрических сетей напряжением 220 кВ и выше определена в целом по ЕЭС России и с разбивкой по ОЭС, представлена в прогнозных ценах соответствующих лет с учетом НДС (20 %).

Оценка потребности в инвестиционных ресурсах по годам выполнена с

учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2024 года¹ и Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2036 года².

Оценка потребности в инвестиционных ресурсах на развитие генерирующих мощностей (с высокой вероятностью реализации) выполнена на основании анализа утвержденных инвестиционных программ генерирующих компаний, результатов конкурсных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии, результатов конкурсных отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций, а также нормативных документов.

Оценка потребности в инвестиционных ресурсах на развитие электрических сетей напряжением 220 кВ и выше выполнена на основании анализа утвержденных инвестиционных программ электросетевых компаний (или их проектов) и на основании расчетов, выполненных по Укрупненным нормативам цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства, утвержденным приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 17.01.2019 № 10.

Срок реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, отсутствующих в инвестиционных программах, определен укрупненно на основании Стандарта ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ» от 01.06.2012.

Прогноз потребности в инвестиционных ресурсах на развитие генерирующих мощностей по ОЭС, в том числе по типам электростанций, а также на развитие электрических сетей напряжением 220 кВ и выше в целом по ЕЭС России на период 2022–2028 годов представлен в таблице 9.1.

Прогноз потребности в инвестиционных ресурсах на развитие электрических

¹ Дата публикации 30.09.2021.

² Дата публикации 28.11.2018.

сетей напряжением 220 кВ и выше по ОЭС, в том числе по классам напряжения на период 2022–2028 годов представлен в таблице 9.2.

Таблица 9.1. Прогноз потребности в инвестиционных ресурсах на развитие генерирующих мощностей по ОЭС, в том числе по типам электростанций, а также на развитие электрических сетей напряжением 220 кВ и выше в целом по ЕЭС России на период 2022–2028 годов

ОЭС	Тип станции	Инвестиции, млн руб. (в прогнозных ценах соответствующих лет с НДС)							Итого за 2022–2028 гг.
		2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	
ОЭС Северо-Запада	Все типы	21 483,1	8 952,7	8 815,4	1 521,9	0	0	0	40 773,1
	АЭС	1 177,9	1 235,7	1 293,7	1 349,4	0	0	0	5 056,7
	ГЭС и ГАЭС	14 550,9	6 608,7	6 919,3	0	0	0	0	28 078,9
	ТЭС	1 011,4	1 108,4	602,4	172,5	0	0	0	2 894,7
	ВЭС и СЭС	4 742,9	0	0	0	0	0	0	4 742,9
ОЭС Центра	Все типы	190 078,8	83 646,6	82 617,3	47 674,1	38 039,6	106 537,5	761,1	549 355,0
	АЭС	72 313,4	48 693,3	59 294,6	36 878,5	28 605,3	1 463,7	761,1	248 009,9
	ГЭС и ГАЭС	2 650,5	1 301,2	0	0	0	0	0	3 951,7
	ТЭС	115 115,0	33 652,2	23 322,7	10 795,6	9 434,3	105 073,8	0	297 393,6
ОЭС Средней Волги	Все типы	48 274,2	22 040,0	20 760,6	14 740,1	16 673,6	9 826,6	9 616,0	141 931,1
	ГЭС и ГАЭС	4 723,3	1 365,5	2 238,0	6 027,8	13 539,9	3 026,1	2 543,5	33 464,1
	ТЭС	31 655,2	16 168,9	18 522,5	8 712,3	3 133,8	6 800,4	7 072,4	92 065,5
	ВЭС и СЭС	11 895,8	4 505,7	0	0	0	0	0	16 401,5
ОЭС Юга	Все типы	78 253,4	76 995,2	64 490,3	55 560,1	62 677,3	54 631,5	3 079,4	395 687,2
	ГЭС и ГАЭС	7 488,6	12 967,6	15 543,3	9 688,8	7 681,9	10 973,3	3 079,4	67 422,9
	ТЭС	47 629,0	21 183,1	5 271,4	0	24 622,7	25 632,2	0	124 338,4
	ВЭС и СЭС	23 135,9	42 844,5	43 675,6	45 871,3	30 372,7	18 025,9	0	203 925,9
ОЭС Урала	Все типы	29 275,2	14 622,9	35 348,1	43 401,1	29 876,6	17 189,5	6 689,1	176 402,5
	ГЭС и ГАЭС	1 532,8	1 574,5	1 634,0	1 695,2	223,5	0	0	6 660,0
	ТЭС	27 742,5	13 048,4	29 710,3	37 529,8	25 301,7	17 189,5	6 689,1	157 211,3
	ВЭС и СЭС	0	0	4 003,8	4 176,0	4 351,4	0	0	12 531,2
ОЭС Сибири	Все типы	50 619,1	40 511,2	66 550,9	16 608,2	20 940,0	1 999,0	0	197 228,4
	ГЭС и ГАЭС	8 634,7	6 038,5	3 161,2	0	0	0	0	17 834,4
	ТЭС	39 103,2	24 801,1	47 347,4	16 608,2	20 940,0	1 999,0	0	150 798,9
	ВЭС и СЭС	2 881,2	9 671,6	16 042,3	0	0	0	0	28 595,1
ОЭС Востока	Все типы	34 245,2	49 761,9	103 930,6	100 325,0	31 602,0	0	0	319 864,7
	ТЭС	34 245,2	49 761,9	103 930,6	100 325,0	31 602,0	0	0	319 864,7
ИТОГО по ЕЭС России	Все типы	452 229,1	296 530,4	382 513,1	279 830,4	199 809,1	190 184,1	20 145,6	1 821 241,8
	АЭС	73 491,3	49 928,9	60 588,3	38 227,8	28 605,3	1 463,7	761,1	253 066,4
	ГЭС и ГАЭС	39 580,6	29 855,9	29 495,8	17 411,7	21 445,2	13 999,5	5 623,0	157 411,7
	ТЭС	296 501,4	159 723,8	228 707,2	174 143,5	115 034,5	156 695,0	13 761,5	1 144 566,9
ВЭС и СЭС	42 655,8	57 021,8	63 721,8	50 047,3	34 724,1	18 025,9	0	266 196,7	
Электрические сети 220 кВ и выше	–	226 774,4	197 166,9	136 251,3	37 154,8	16 032,0	16 117,5	14 810,4	644 307,3
Всего с учетом электрических сетей 220 кВ и выше	–	679 003,5	493 697,3	518 764,4	316 985,2	215 841,1	206 301,6	34 956,0	2 465 549,1

Таблица 9.2. Прогноз потребности в инвестиционных ресурсах на развитие электрических сетей напряжением 220 кВ и выше по ОЭС, в том числе по классам напряжения, на период 2022–2028 годов

ОЭС	Класс напряжения	Инвестиции, млн руб. (в прогнозных ценах соответствующих лет с НДС)							Итого за 2022–2028 гг.
		2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	
ОЭС Северо-Запада	Все классы	7 121,3	8 473,7	6 427,9	0	0	0	0	22 022,9
	330 кВ	5 573,6	5 892,5	6 427,9	0	0	0	0	17 894,0
	220 кВ	1 547,7	2 581,2	0	0	0	0	0	4 128,9
ОЭС Центра	Все классы	16 642,0	16 604,5	11 143,2	4 219,1	263,2	0	0	48 872,0
	750 кВ	34,3	35,9	37,6	0	0	0	0	107,8
	500 кВ	5 126,9	5 031,5	5 466,6	0	0	0	0	15 625,0
	330 кВ	1 202,1	1 692,3	1 772,4	0	0	0	0	4 666,8
	220 кВ	10 278,7	9 844,8	3 866,6	4 219,1	263,2	0	0	28 472,4
ОЭС Юга	Все классы	9 173,1	12 376,2	6 815,4	2 013,6	0	0	0	30 378,3
	500 кВ	1 252,8	1 988,4	611,0	637,1	0	0	0	4 489,3
	330 кВ	916,7	2 163,9	1 399,4	0	0	0	0	4 480,0
	220 кВ	7 003,6	8 223,9	4 805,0	1 376,5	0	0	0	21 409,0
ОЭС Средней Волги	Все классы	3 418,5	257,0	0	0	0	0	0	3 675,5
	500 кВ	527,6	10,0	0	0	0	0	0	537,6
	220 кВ	2 890,9	247,0	0	0	0	0	0	3 137,9
ОЭС Урала	Все классы	8 600,5	10 632,6	10 497,4	6 742,9	3 704,8	3 856,2	4 010,3	48 044,7
	500 кВ	212,8	3 178,3	3 911,2	3 443,3	3 704,8	3 856,2	4 010,3	22 316,9
	220 кВ	8 387,7	7 454,3	6 586,2	3 299,6	0	0	0	25 727,7
ОЭС Сибири	Все классы	109 776,3	76 468,9	32 587,3	6 944,8	9 350,9	9 822,1	10 214,7	255 165,0
	500 кВ	58 080,7	32 275,2	20 341,9	5 225,7	7 993,7	8 320,2	8 652,8	140 890,2
	220 кВ	51 695,6	44 193,7	12 245,4	1 719,1	1 357,2	1 501,9	1 561,9	114 274,8
ОЭС Востока	Все классы	72 042,7	72 354,0	68 780,1	17 234,4	2 713,1	2 439,2	585,4	236 148,9
	500 кВ	23 220,8	20 836,1	17 363,6	0	0	0	0	61 420,5
	220 кВ	48 821,9	51 517,9	51 416,5	17 234,4	2 713,1	2 439,2	585,4	174 728,4
ИТОГО по ЕЭС России	Все классы	226 774,4	197 166,9	136 251,3	37 154,8	16 032,0	16 117,5	14 810,4	644 307,3
	750 кВ	34,3	35,9	37,6	0	0	0	0	107,8
	500 кВ	88 421,6	63 319,5	47 694,3	9 306,1	11 698,5	12 176,4	12 663,1	245 279,5
	330 кВ	7 692,4	9 748,7	9 599,7	0	0	0	0	27 040,8
	220 кВ	130 626,1	124 062,8	78 919,7	27 848,7	4 333,5	3 941,1	2 147,3	371 879,2

Вывод:

Потребность в инвестиционных ресурсах на развитие генерирующих мощностей и электрических сетей напряжением 220 кВ и выше на период 2022–2028 годов прогнозируется в размере 2 465 549,1 млн руб. с НДС, в том числе:

- на развитие генерирующих мощностей – 1 821 241,8 млн руб. с НДС;
- на развитие электрических сетей напряжением 220 кВ и выше – 644 307,3 млн руб. с НДС.

Х. Схема развития ЕЭС России

Схема развития ЕЭС России включает в себя существующие, планируемые к строительству, а также выводу из эксплуатации электрические станции,

установленная мощность которых превышает 25 МВт, и существующие, а так же планируемые к строительству и выводу из эксплуатации линии электропередачи и подстанции, проектный номинальный класс напряжения которых составляет 220 кВ и выше, межгосударственные линии электропередачи, а также линии электропередачи 110 кВ и выше, обеспечивающие выдачу мощности существующих и планируемых к строительству электрических станций, установленная мощность которых превышает 25 МВт, и состоит из следующих карт-схем:

1. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Северо-Запада на 2022–2028 годы;

2. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области на 2022–2028 годы (по городу Санкт-Петербург);

3. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области на 2022–2028 годы (по Ленинградской области);

4. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Центра на 2022–2028 годы;

5. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области на 2022–2028 годы;

6. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Средней Волги на 2022–2028 годы;

7. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Юга на 2022–2028 годы;

8. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций Республики Крым и г. Севастополя на 2022–2028 годы;

9. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Урала на 2022–2028 годы;

10. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Тюменской области на 2022–2028 годы;

11. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Ямало-Ненецкого автономного округа на 2022–2028 годы;

12. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Ханты-Мансийского автономного округа на 2022–2028 годы;

13. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Сибири на 2022–2028 годы;

14. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций Восточной Сибири на 2022–2028 годы;

15. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Востока на 2022–2028 годы.

Приложение № 1
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы,
утвержденным приказом Минэнерго России
от «28» февраля 2022 г. № 146

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС ЕЭС России на 2022–2028 годы

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

Наименование	Факт	Прогноз						
	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ОЭС Северо-Запада, в том числе:	97,5	98,9	99,1	101,5	103,7	104,0	104,3	104,6
годовой темп, %	5,7	1,4	0,2	2,4	2,2	0,3	0,3	0,3
энергосистема Архангельской области и Ненецкого АО	7,5	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
энергосистема Калининградской области	4,7	4,7	4,6	4,7	4,7	4,8	4,8	4,9
энергосистема Республики Карелия	8,3	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
энергосистема Мурманской области	12,0	12,8	12,8	12,8	13,6	13,7	13,7	13,7
энергосистема Республики Коми	9,0	9,2	9,2	9,2	9,2	9,3	9,3	9,4
энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	49,1	49,1	49,2	51,5	52,9	52,9	53,1	53,2
энергосистема Новгородской области	4,6	4,8	4,9	4,9	4,9	4,9	5,0	5,0
энергосистема Псковской области	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4

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

Наименование	Факт	Прогноз						
	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ОЭС Центра, в том числе:	256,3	256,2	257,6	260,0	262,9	264,7	265,8	268,0
годовой темп, %	6,8	0,0	0,5	0,9	1,1	0,7	0,4	0,8
энергосистема Белгородской области	16,3	16,5	16,8	16,8	17,2	17,2	17,2	17,3
энергосистема Брянской области	4,3	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
энергосистема Владимирской области	7,2	7,1	7,1	7,1	7,2	7,2	7,2	7,3
энергосистема Вологодской области	14,8	14,6	14,6	14,6	14,8	14,8	14,9	14,9
энергосистема Воронежской области	12,6	12,6	12,6	12,7	12,7	12,7	12,7	12,8
энергосистема Ивановской области	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,6	3,6	3,6
энергосистема Калужской области	7,5	7,6	7,7	7,8	7,7	7,9	9,0	9,0
энергосистема Костромской области	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
энергосистема Курской области	9,0	8,9	9,1	9,1	9,3	9,8	9,7	10,0
энергосистема Липецкой области	13,9	13,4	13,5	13,8	14,0	14,2	14,2	14,9
энергосистема Орловской области	2,8	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
энергосистема Рязанской области	6,8	6,8	6,8	6,9	7,0	7,2	7,2	7,2
энергосистема Смоленской области	6,7	6,7	6,5	6,6	6,6	6,6	6,0	6,0
энергосистема Тамбовской области	3,5	3,5	3,5	3,6	3,7	3,7	3,7	3,7
энергосистема Тверской области	8,8	8,6	8,7	8,8	8,7	8,6	8,6	8,7
энергосистема Тульской области	10,8	11,2	11,3	11,4	11,8	11,9	12,0	12,0
энергосистема Ярославской области	8,6	8,3	8,4	8,4	8,4	8,4	8,5	8,5
энергосистема г. Москвы и Московской области	115,5	115,8	116,4	117,7	119,1	119,7	120,1	120,9

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

Наименование	Факт	Прогноз						
	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ОЭС Средней Волги, в том числе:	111,4	112,5	112,9	114,6	115,6	115,7	116,3	117,0
годовой темп, %	6,6	1,0	0,4	1,5	0,9	0,1	0,5	0,6
энергосистема Нижегородской области	20,8	20,9	21,0	21,6	21,6	21,6	21,6	21,7
энергосистема Самарской области	23,6	23,3	23,5	23,8	24,3	24,4	24,4	24,5
энергосистема Республики Марий-Эл	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
энергосистема Республики Мордовия	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,5	3,5
энергосистема Пензенской области	4,8	4,9	4,9	5,0	5,0	5,0	5,0	5,1
энергосистема Саратовской области	13,2	13,3	13,3	13,5	13,6	13,4	13,7	13,7
энергосистема Ульяновской области	5,6	5,7	5,8	5,9	5,9	5,9	5,8	5,9
энергосистема Чувашской Республики	5,3	5,3	5,2	5,2	5,3	5,3	5,3	5,3
энергосистема Республики Татарстан	31,9	32,9	33,0	33,4	33,7	33,9	34,2	34,5

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

Наименование	Факт	Прогноз						
	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ОЭС Юга, в том числе:	108,3	108,8	110,0	112,3	113,4	114,2	115,0	115,7
годовой темп, %	7,5	0,5	1,1	2,1	1,0	0,7	0,7	0,6
энергосистема Астраханской области	4,2	4,4	4,4	4,4	4,4	4,6	4,6	4,6
энергосистема Волгоградской области	16,6	16,7	16,7	16,9	17,0	17,1	17,2	17,2
энергосистема Чеченской Республики	3,4	3,3	3,3	3,4	3,4	3,4	3,4	3,5
энергосистема Республики Дагестан	7,7	7,8	7,9	8,1	8,1	8,2	8,3	8,4
энергосистема Кабардино-Балкарской Республики	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
энергосистема Республики Калмыкия	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края	30,0	30,0	30,5	31,5	31,9	32,2	32,4	32,6
энергосистема Ростовской области	19,9	19,9	20,1	20,6	20,8	20,8	21,0	21,1
энергосистема Республики Северная Осетия-Алания	1,8	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9
энергосистема Карачаево-Черкесской Республики	1,4	1,5	1,6	1,5	1,6	1,6	1,6	1,6
энергосистема Ставропольского края	11,0	11,0	11,0	11,1	11,1	11,1	11,2	11,2
энергосистема Республики Ингушетия	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2
энергосистема Республики Крым и г. Севастополя	8,8	8,8	8,9	9,1	9,3	9,4	9,5	9,6

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

Наименование	Факт	Прогноз						
	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ОЭС Урала, в том числе:	256,7	264,8	266,0	268,4	269,4	270,4	270,7	271,8
годовой темп, %	4,2	3,2	0,5	0,9	0,4	0,4	0,1	0,4
энергосистема Республики Башкортостан	26,5	27,8	27,9	28,2	28,4	28,5	28,6	28,7
энергосистема Кировской области	7,3	7,3	7,3	7,3	7,5	7,5	7,5	7,6
энергосистема Курганской области	4,4	4,5	4,4	4,5	4,5	4,6	4,6	4,6
энергосистема Оренбургской области	16,0	15,8	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	16,0
энергосистема Пермского края	23,3	24,3	24,5	24,8	25,1	25,1	25,1	25,2
энергосистема Свердловской области	43,0	43,8	43,9	44,1	44,2	44,3	44,3	44,5
энергосистема Удмуртской Республики	9,5	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,7	9,7
энергосистема Челябинской области	36,8	38,7	38,8	39,2	39,1	39,2	39,2	39,5
энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	89,9	93,0	93,7	94,8	95,1	95,7	95,8	96,0

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

Наименование	Факт	Прогноз						
	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ОЭС Сибири, в том числе:	217,3	225,4	233,4	236,9	239,2	240,3	241,1	242,2
годовой темп, %	3,8	3,7	3,5	1,5	1,0	0,5	0,3	0,5
энергосистема Алтайского края и Республики Алтай	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8
энергосистема Республики Бурятия	5,6	6,2	7,3	7,3	7,3	7,4	7,4	7,4
энергосистема Иркутской области	59,3	63,3	65,5	66,5	67,7	68,4	69,2	69,4
энергосистема Красноярского края	47,8	49,4	51,1	52,0	52,8	52,8	52,7	53,0
энергосистема Республики Тыва	0,8	0,9	1,1	2,0	2,0	2,1	2,1	2,1
энергосистема Новосибирской области	17,1	17,2	17,7	17,7	17,8	17,8	17,9	17,9
энергосистема Омской области	11,0	11,4	11,3	11,5	11,5	11,6	11,6	11,6
энергосистема Томской области	8,1	7,9	7,8	7,9	8,0	8,0	8,0	8,1
энергосистема Забайкальского края	8,2	9,0	10,2	10,4	10,5	10,5	10,5	10,5
энергосистема Республики Хакасия	16,8	16,8	17,0	16,9	16,9	16,9	16,9	17,0
энергосистема Кемеровской области	31,8	32,5	33,6	33,9	33,9	34,0	34,0	34,4

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

Наименование	Факт	Прогноз						
	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ОЭС Востока ¹ , в том числе:	42,9	45,6	50,2	52,7	55,2	56,7	57,0	57,3
годовой темп, %	5,4	6,3	10,1	5,0	4,7	2,7	0,5	0,5
энергосистема Амурской области	9,6	10,7	11,7	12,4	14,0	15,0	15,0	15,1
энергосистема Приморского края	14,1	14,5	15,4	15,7	16,5	16,6	16,8	16,9
энергосистема Хабаровского края и Еврейского автономного округа	11,1	11,9	14,3	15,5	15,5	15,7	15,8	15,9
Южный, Центральный и Западный энергорайоны Республики Саха (Якутия)	8,1	8,5	8,8	9,1	9,2	9,4	9,4	9,4
Западный энергорайон	3,5	3,7	3,8	3,8	3,7	3,8	3,8	3,8
Центральный энергорайон	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Южный энергорайон	2,8	2,9	3,1	3,4	3,6	3,7	3,7	3,7

¹ОЭС Востока с учетом присоединения Западного и Центрального энергорайонов Республики Саха (Якутия) с 2019 года.

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генкомпания	Вид топлива	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2022-2028 гг.
ТЭЦ-17 (Ступинская)										
ПАО «Мосэнерго»										
1 ПТ-25-90/10М		Газ, мазут		20,0						20,0
3 ПТ-30-8,8		Газ, мазут		32,0						32,0
6 ПР-25-90/10М		Газ, мазут		25,0						25,0
Всего по станции				77,0						77,0
Энергосистема Смоленской области										
Смоленская АЭС										
АО «Концерн Росэнергоатом»										
1 РБМК-1000		Ядерное топливо						1000,0		1000,0
ОЭС Центра, всего										
АЭС										
ТЭС										
			125,0	233,0	1000,0	14,0		1000,0	1000,0	3372,0
					1000,0			1000,0	1000,0	3000,0
			125,0	233,0		14,0				372,0
ОЭС Средней Волги										
Энергосистема Самарской области										
Новокуйбышевская ТЭЦ-1										
ПАО «Т Плюс»										
4 Т-25-90		Газ, мазут		25,0						25,0
Энергосистема Саратовской области										
Балаковская ТЭЦ-4										
ПАО «Т Плюс»										
1 ПТ-50/60-130/7		Газ, мазут							50,0	50,0
2 ПТ-50/60-130/7		Газ, мазут							50,0	50,0
Всего по станции									100,0	100,0
Энергосистема Республики Татарстан										
Занская ГРЭС										
АО «Татэнерго»										
5 К-200-130		Газ		200,0						200,0
6 К-200-130		Газ		200,0						200,0
11 К-200-130		Газ		200,0						200,0
12 К-204,9-130		Газ		204,9						204,9
Всего по станции				804,9						804,9
Нижекамская ТЭЦ ПТК-2										
ООО «Нижекамская ТЭЦ»										
1 ПТ-135/165-130/15		Газ			135,0					135,0
ОЭС Средней Волги, всего										
ТЭС										
				829,9	135,0				100,0	1064,9
				829,9	135,0				100,0	1064,9
ОЭС Юга										
Энергосистема Республики Крым и г. Севастополь										
Камыш-Бурунская ТЭЦ										
АО «КРЫМТЭЦ»										
2 ПР-6-35/10/5		Газ, мазут		6,0						6,0
Сакская ТЭЦ										
АО «КРЫМТЭЦ»										
1 Т-6-35/16		Газ		6,0						6,0
2 АР-6-6		Газ		6,0						6,0
3 ДЖ-59ЛЗ		Газ		15,4						15,4
Всего по станции				27,4						27,4
Энергосистема Ростовской области										
Новочеркасская ГРЭС										
ПАО «ОГК-2»										
3 К-270-240		Уголь, газ						270,0		270,0
4 К-270-240		Уголь, газ						270,0		270,0
Всего по станции								540,0		540,0
ОЭС Юга, всего										
ТЭС										
				33,4				540,0		573,4
				33,4				540,0		573,4
ОЭС Урала										
Энергосистема Республики Башкортостан										
Ново-Салаватская ТЭЦ										
ООО «НСТЭЦ»										
1 ПТ-50-130/15		Газ		50,0						50,0
Энергосистема Оренбургской области										
Сакмарская ТЭЦ										
ПАО «Т Плюс»										
3 Т-50-130		Газ, мазут		50,0						50,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генкомпания	Вид топлива	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2022-2028 гг.
Каргалинская ТЭЦ	ПАО «Т Плюс»									
1 ПТ-60/130/13		Газ		60,0						60,0
Энергосистема Пермского края										
Пермская ТЭЦ-9	ПАО «Т Плюс»									
1 ПТ-25-90/10		Газ, мазут	25,0							25,0
2 ПТ-30-90/10		Газ, мазут	30,0							30,0
Всего по станции			55,0							55,0
Пермская ТЭЦ-14	ПАО «Т Плюс»									
1 ПТ-60-130/13		Газ, мазут							60,0	60,0
5 Т-50-130		Газ, мазут							50,0	50,0
Всего по станции									110,0	110,0
Березниковская ТЭЦ-2	ПАО «Т Плюс»									
6 Р-6-90/31		Газ		6,0						6,0
7 ПТ-50-90/13		Газ		50,0						50,0
Всего по станции				56,0						56,0
Энергосистема Челябинской области										
Челябинская ТЭЦ-1	ПАО «Фортум»									
7 Р-25-29/1,2		Газ		25,0						25,0
8 Р-25-29/1,2		Газ		25,0						25,0
Всего по станции				50,0						50,0
Троицкая ГРЭС	ПАО «ОГК-2»									
1 Т-85-90-2,5		Уголь		85,0						85,0
3 Т-85-90-2,5		Уголь		85,0						85,0
Всего по станции				170,0						170,0
Южноуральская ГРЭС	АО «Интер РАО - Электрогенерация»									
5 ПТ-83/100-90/9		Уголь, газ							83,0	83,0
6 К-100-90		Уголь, газ							100,0	100,0
7 Т-82/100-90/2,5		Уголь, газ							82,0	82,0
8 Т-82/100-90/2,5		Уголь, газ							82,0	82,0
9 К-200-130-1		Газ, мазут							200,0	200,0
10 К-200-130-1		Газ, мазут							200,0	200,0
Всего по станции									747,0	747,0
ОЭС Урала, всего			55,0	436,0					857,0	1348,0
ТЭС			55,0	436,0					857,0	1348,0
ОЭС Сибири										
Энергосистема Красноярского края										
Красноярская ТЭЦ-1	АО «Красноярская ТЭЦ-1»									
3 ПТ-25-90/10		Уголь			25,0					25,0
4 ПТ-25-90/10		Уголь			25,0					25,0
5 ПТ-25-90/10		Уголь			25,0					25,0
6 ПТ-25-90/10		Уголь			25,0					25,0
7 ПТ-25-90/10		Уголь			60,0					60,0
8 ПТ-25-90/10		Уголь			60,0					60,0
Всего по станции					220,0					220,0
Энергосистема Томской области										
Томская ГРЭС-2	АО «Томская генерация»									
5 Т-43-90		Уголь, газ	43,0							43,0
ТЭЦ «СХК»	АО «ОТЭК»									
12 ВКТ-100М		Уголь, газ		100,0						100,0
ОЭС Сибири, всего			43,0	100,0	220,0					363,0
ТЭС			43,0	100,0	220,0					363,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генкомпания	Вид топлива	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2022-2028 гг.
ОЭС Востока										
Энергосистема Приморского края										
Артемовская ТЭЦ										
5 КТ-115-8,8-2	АО «ДГК»	Уголь, мазут						100,0		100,0
6 КТ-115-8,8-2		Уголь, мазут						100,0		100,0
7 К-100-90-6		Уголь						100,0		100,0
8 К-100-90-6		Уголь						100,0		100,0
Всего по станции								400,0		400,0
Энергосистема Хабаровского края										
Майская ГРЭС										
1 К-12-35	АО «ДГК»	Уголь		12,0						12,0
4 К-12-35		Уголь		12,0						12,0
Всего по станции				24,0						24,0
Хабаровская ТЭЦ-1										
1 ПР-25/30-90	АО «ДГК»	Уголь (газ)/мазут					25,0			25,0
2 ПТ-25/30-90		Уголь (газ)/мазут					30,0			30,0
3 ПР-25/30-90		Уголь (газ)/мазут					25,0			25,0
6 ПТ-50-90		Уголь (газ)/мазут				50,0				50,0
7 Т-100/120-130		Уголь (газ)/мазут				100,0				100,0
8 Т-100/120-130		Уголь (газ)/мазут					100,0			100,0
9 Т-100/120-130		Уголь (газ)/мазут					105,0			105,0
Всего по станции						150,0	285,0			435,0
Комсомольская ТЭЦ-2										
5 Т-27,5-90	АО «ДГК»	Газ, мазут		27,5						27,5
6 ПТ-60-90/13		Газ, мазут		60,0						60,0
Всего по станции				87,5						87,5
Южно-Якутский энергорайон										
Чульманская ТЭЦ										
3 ПТ-12-35	АО «ДГК»	Уголь		12,0						12,0
5 К-12-35		Уголь		12,0						12,0
6 ПТ-12-35		Уголь		12,0						12,0
Всего по станции				36,0						36,0
Якутский центральный энергорайон										
Якутская ГРЭС-1										
2 ГТУ-45-3	ПАО «Якутскэнерго»	Газ, дизель					41,4			41,4
3 ГТУ-45-3		Газ, дизель					41,1			41,1
4 ГТУ-45-3		Газ, дизель					43,0			43,0
7 ГТ-35-770		Газ, дизель					22,3			22,3
8 ГТ-35-770		Газ, дизель				22,2				22,2
Всего по станции						22,2	147,9			170,1
ОЭС Востока, всего										
ТЭС				147,5		172,2	432,9	400,0		1152,6
ЕЭС России, всего										
АЭС			223,0	1804,8	1355,0	2186,2	432,9	1940,0	1957,0	9898,9
ТЭС					1000,0	2000,0		1000,0	1000,0	5000,0
Всего			223,0	1804,8	355,0	186,2	432,9	940,0	957,0	4898,9

Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2022-2028 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2022-2028 гг.
ОЭС Северо-Запада										
Энергосистема Республики Карелия										
МГЭС «Белопорожская ГЭС-1»	ООО «НГБП»									
Гидроагрегаты малых ГЭС (код ГТП GVIE0436)		-	24,9							24,9
МГЭС «Белопорожская ГЭС-2»	ООО «НГБП»									
Гидроагрегаты малых ГЭС (код ГТП GVIE0437)		-	24,9							24,9
МГЭС «Сегозерская ГЭС»	ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»									
Гидроагрегаты малых ГЭС (код ГТП GVIE1329)		-	8,1							8,1
Энергосистема Мурманской области										
Кольская ВЭС (Мурманская ВЭС-21)	ООО «Энел Рус Винд Кола»									
Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE0812)		-	201,0							201,0
МГЭС на р.Паз	ПАО «ТГК-1»									
Гидроагрегаты малых ГЭС (код ГТП GVIE1714)		-			16,5					16,5
ОЭС Северо-Запада, всего			258,9		16,5					275,4
ГЭС и малые ГЭС			57,9		16,5					74,4
ВИЭ			201,0							201,0
ветровые			201,0							201,0
ОЭС Центра										
Энергосистема Белгородской области										
Губкинская ТЭЦ	ПАО «Квадра»									
4 Р-12-3,4/0,1		Газ	12,0							12,0
Энергосистема Ивановской области										
Ивановские ПГУ	АО «Интер РАО - Электрогенерация»									
1 ПГУ-325		Газ			325,0					325,0
Энергосистема Курской области										
Курская АЭС-2	АО «Концерн Росэнергоатом»									
1 ВВЭР-ТОИ		Ядерное топливо				1200,0				1200,0
2 ВВЭР-ТОИ		Ядерное топливо						1200,0		1200,0
Всего по станции						1200,0		1200,0		2400,0
Энергосистема Липецкой области										
УТЭЦ-2 ПАО «НЛМК»	ПАО «НЛМК»									
1 ПТ-150 (SST-600)		Газ		150,0						150,0
2 ПТ-150 (SST-600)		Газ		150,0						150,0
Всего по станции				300,0						300,0
Энергосистема г.Москвы и Московской области										
Каширская ГРЭС	АО «Интер РАО - Электрогенерация»									
1 ПГУ-450		Газ							448,2	448,2
2 ПГУ-450		Газ							448,2	448,2
Всего по станции									896,4	896,4
ТЭЦ-22	ПАО «Мосэнерго»									
9 Т-240(250)-300-240		Газ, уголь, мазут	295,0							295,0
Альтернативная тепловая электростанция «Солнечногорск» (площадка близ д.Хмельцево)										
Агрегаты БиоТЭЦ	ООО «АГК-1»	-	70,0							70,0
Альтернативная тепловая электростанция «Ногинск» (площадка близ д.Тимохово)										
Агрегаты БиоТЭЦ	ООО «АГК-1»	-	70,0							70,0
Альтернативная тепловая электростанция «Наро-Фоминск» (площадка близ д.Могутово)										
Агрегаты БиоТЭЦ	ООО «АГК-1»	-	70,0							70,0
Альтернативная тепловая электростанция «Воскресенск» (площадка близ д.Свистягино)										
Агрегаты БиоТЭЦ	ООО «АГК-1»	-	70,0							70,0
Энергосистема Тамбовской области										
ТЭЦ ООО «Кристалл»	ООО «Кристалл»									
1 ПР-16-9,4/2,6/04		Газ, дизель	16,0							16,0
2 ПР-16-9,4/2,6/04		Газ, дизель	16,0							16,0
Всего по станции			32,0							32,0
ОЭС Центра, всего			619,0	300,0	325,0	1200,0		1200,0	896,4	4540,4
АЭС						1200,0		1200,0		2400,0
ТЭС			619,0	300,0	325,0				896,4	2140,4

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2022- 2028 гг.
Нижне-Красногорская малая ГЭС										
(Важная ГЭС)										
Гидроагрегаты малых ГЭС (код ГТП GVIE0673)	ООО «Южэнергострой»	-			25,0					25,0
Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края										
ГТУ ТЭС ООО «РН-Туапсинский НПЗ»										
1 ПТ-12-39/13		Газ	12,0							12,0
4 ГТУ GST-800		Газ	47,0							47,0
5 ГТУ GST-800		Газ	47,0							47,0
6 ГТУ GST-800		Газ	47,0							47,0
Всего по станции			153,0							153,0
Ударная ТЭС										
ООО «ВО «Технопромэкспорт»										
1 ГТ, ПТ К-85-8,0		Газ		225,0						225,0
2 ГТ, ПТ К-85-8,0		Газ		225,0						225,0
3 ГТЭ-110М		Газ		110,0						110,0
Всего по станции				560,0						560,0
Пилотная ВЭС-172										
АО «ВетроОГК-2»										
Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1976)		-						54,0		54,0
Пилотная ВЭС-173										
АО «ВетроОГК-2»										
Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1977)		-						54,0		54,0
Пилотная ВЭС-174										
АО «ВетроОГК-2»										
Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1978)		-						43,2		43,2
Энергосистема Ростовской области										
Новочеркасская ГРЭС										
ПАО «ОГК-2»										
ПГУ-324		Газ						324,0		324,0
ПГУ-170		Газ						165,0		165,0
Всего по станции								489,0		489,0
Пилотная ВЭС-134										
АО «ВетроОГК-2»										
Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1936)		-				54,0				54,0
Пилотная ВЭС-135										
АО «ВетроОГК-2»										
Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1937)		-				54,0				54,0
Пилотная ВЭС-136										
АО «ВетроОГК-2»										
Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1939)		-				47,1				47,1
Вербная ВЭС										
АО «ВетроОГК-2»										
1 Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1389)		-			20,0					20,0
2 Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1393)		-			20,0					20,0
3 Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1395)		-			15,0					15,0
4 Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1396)		-			22,5					22,5
5 Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1448)		-			40,0					40,0
6 Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1449)		-			40,0					40,0
Всего по станции					157,5					157,5
Энергосистема Ставропольского края										
Проснянская ГЭС										
ООО «ЭнергоМИН»										
Гидроагрегаты малых ГЭС (код ГТП GVIE0985)		-	7,0							7,0
Горько-Балковская МГЭС										
ООО «ЭнергоМИН»										
Гидроагрегаты малых ГЭС (код ГТП GVIE0984)		-	9,0							9,0
Берестовская ВЭС										
АО «ВетроОГК-2»										
1 Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE0540)		-	20,0							20,0
2 Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE0535)		-	20,0							20,0
3 Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE0544)		-	20,0							20,0
Всего по станции			60,0							60,0
Кузьминская ВЭС										
АО «ВетроОГК-2»										
1 Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE0531)		-	40,0							40,0
2 Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE0545)		-	20,0							20,0
3 Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE0549)		-	20,0							20,0
4 Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE0547)		-	20,0							20,0
5 Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE0543)		-	20,0							20,0
6 Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE0546)		-	20,0							20,0
7 Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE0555)		-	20,0							20,0
Всего по станции			160,0							160,0
Груновская ВЭС										
АО «ВетроОГК-2»										
1 Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE0541)		-	20,0							20,0
2 Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE0542)		-	20,0							20,0
3 Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE0554)		-	20,0							20,0
4 Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1450)		-		35,0						35,0
Всего по станции			60,0	35,0						95,0
Ставропольская ВЭС-24 (Родниковская ВЭС)										
ПАО «Энел Россия»										
Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1336)		-			71,4					71,4

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2022- 2028 гг.
Энергосистема Чеченской Республики										
Башенная МГЭС										
1 гидроагрегаты малых ГЭС (код ГТП GVIE1772)	ПАО «РусГидро»	-			10,0					10,0
Курчаловская СЭС (Предгорная СЭС)										
Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2511)	ООО «Юнигрин Пауэр»	-			25,0					25,0
Нихалойская ГЭС (код ГТП GVIE2759)										
1 Гидроагрегаты малых ГЭС	ПАО «РусГидро»	-						11,5		11,5
2 Гидроагрегаты малых ГЭС		-						11,5		11,5
Всего по станции								23,0		23,0
ОЭС Юга, всего										
ГЭС и малые ГЭС			568,2	1122,7	432,3	618,6	463,5	1149,9	49,8	4405,0
ТЭС			65,8		58,4			46,2	49,8	220,2
ВИЭ			153,0	560,0				489,0		1202,0
ветровые			349,4	562,7	373,9	618,6	463,5	614,7		2982,8
солнечные			296,8	342,8	228,9	618,6	463,5	614,7		2565,3
			52,6	219,9	145,0					417,5
ОЭС Урала										
Энергосистема Республики Башкортостан										
Ново-Салаватская ТЭЦ										
1 Р-50	ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ»	Газ		50,0						50,0
5 Р-105		Газ	105,0							105,0
Всего по станции			105,0	50,0						155,0
Энергосистема Оренбургской области										
Пилотная ВЭС-152										
Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1964)	АО «ВетроОГК-2»	-					54,0			54,0
Пилотная ВЭС-153										
Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1966)	АО «ВетроОГК-2»	-					54,0			54,0
Пилотная ВЭС-154										
Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1955)	АО «ВетроОГК-2»	-					46,5			46,5
Энергосистема Пермского края										
Пермская ТЭЦ-9										
10 Т-65-10,2	ПАО «Т Плюс»	Газ, мазут	65,0							65,0
Пермская ТЭЦ-14										
ПГУ-105	ПАО «Т Плюс»	Газ							105,0	105,0
Энергосистема Свердловской области										
ГПЭС ОАО «Уральская фольга»										
7 x Rolt PSG 2000	ОАО «Уральская фольга»	Газ	14,0							14,0
ТЭЦ Синергия										
ПТУ-20	ООО «Синергия»	Газ	19,9							19,9
Энергосистема Челябинской области										
Челябинская ТЭЦ-1										
12 ТР-25/32-3,4/0,9	ПАО «Фортум»	Газ					26,9			26,9
ГПС Томинская										
B35-40V20AG2	АО «Томинский ГОК»	Газ	206,8							206,8
ОЭС Урала, всего										
ТЭС			410,7	50,0			181,4		105,0	747,1
ВИЭ			410,7	50,0			26,9		105,0	592,6
ветровые							154,5			154,5
							154,5			154,5
ОЭС Сибири										
Энергосистема Республики Бурятия										
Джидинская СЭС										
Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1862)	ООО «Юнигрин Пауэр»	-		50,0						50,0
Новобичурская СЭС										
Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1863)	ООО «Юнигрин Пауэр»	-		50,0						50,0
Энергосистема Забайкальского края										
Читинская СЭС										
Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE0690)	ООО «Грин Энерджи Рус»	-	15,0							15,0
Черновская СЭС										
1 Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE0687)	ООО «Грин Энерджи Рус»	-	15,0							15,0
2 Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE0688)		-	20,0							20,0
Всего по станции			35,0							35,0
Борзинская СЭС										
Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1860)	ООО «Юнигрин Пауэр»	-		60,0						60,0
Абагайтуйская СЭС										
1 Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1875)	ООО «Юнигрин Пауэр»	-			60,0					60,0
2 Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1876)		-			60,0					60,0
Всего по станции					120,0					120,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2022- 2028 гг.
Майдари СЭС										
000 «Солар Ритейл»										
1 Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2590)		-			50,0					50,0
2 Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2593)		-			50,0					50,0
3 Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2341)		-			25,0					25,0
4 Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2335)		-			8,5					8,5
Всего по станции					133,5					133,5
Энергосистема Иркутской области										
Западная ГТЭС										
000 «Иркутская нефтяная компания»										
1 ГТА УРАЛ - 6000 №1		Газ		6,0						6,0
2 ГТА УРАЛ - 6000 №2		Газ		6,0						6,0
3 ГТА УРАЛ - 6000 №3		Газ		6,0						6,0
4 ГТА УРАЛ - 6000 №4		Газ		6,0						6,0
6 САТУРН ГТА-6PM №6		Газ		6,0						6,0
7 САТУРН ГТА-6PM №7		Газ		6,0						6,0
9 МОТОР СИЧ №9		Газ		6,0						6,0
10 МОТОР СИЧ №10		Газ		6,0						6,0
11 ЭГЭС-12С №11		Газ		12,0						12,0
12 ЭГЭС-12С №12		Газ		12,0						12,0
Всего по станции				72,0						72,0
Центральная ГТЭС										
000 «Иркутская нефтяная компания»										
1 ЭГЭС-12С - 12000 №1		Газ		12,0						12,0
2 ЭГЭС-12С - 12000 №2		Газ		12,0						12,0
3 ЭГЭС-12С - 12000 №3		Газ		12,0						12,0
4 ЭГЭС-12С - 12000 №4		Газ		12,0						12,0
5 ЭГЭС-12С - 12000 №5		Газ		12,0						12,0
6 ЭГЭС-12С - 12000 №6		Газ		12,0						12,0
Всего по станции				72,0						72,0
Ичѐдинская ГТЭС										
000 «Иркутская нефтяная компания»										
1 ПАЭС-2500 №1		Газ		2,5						2,5
2 ПАЭС-2500 №2		Газ		2,5						2,5
3 ПАЭС-2500 №3		Газ		2,5						2,5
4 ПАЭС-2500 №4		Газ		2,5						2,5
5 САТУРН ГТА-6PM №5		Газ		6,0						6,0
6 САТУРН ГТА-6PM №6		Газ		6,0						6,0
7 ГТЭА Taurus 60 №7		Газ		5,4						5,4
8 ГТЭА Taurus 60 №8		Газ		5,4						5,4
Всего по станции				32,7						32,7
Энергосистема Красноярского края										
Красноярская ТЭЦ-1										
АО «Красноярская ТЭЦ-1»										
15 ПТ-35-90		Уголь			35,0					35,0
16 ПТ-35-90		Уголь			35,0					35,0
Всего по станции					70,0					70,0
Красноярская ТЭЦ-3										
АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»										
2 Т-185-130		Уголь			185,0					185,0
Полярная ГТЭС										
000 «РН-Ванкор»										
1 РГ6111(FA)		Газ	84,7							84,7
2 РГ6111(FA)		Газ	84,7							84,7
Всего по станции			169,4							169,4
Энергосистема Томской области										
ТЭЦ «СХК»										
АО «ОТЭК»										
13 Тп-100/110-90		Уголь,газ		100,0						100,0
ОЭС Сибири, всего										
ТЭС			219,4	436,7	508,5					1164,6
ВИЭ			169,4	276,7	255,0					701,1
солнечные			50,0	160,0	253,5					463,5
			50,0	160,0	253,5					463,5

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2022- 2028 гг.
ОЭС Востока										
Энергосистема Приморского края										
Партизанская ГРЭС										
4 К-140-12,8	АО «ДГК»	Уголь,мазут					140,0			140,0
5 К-140-12,8		Уголь,мазут					140,0			140,0
Всего по станции							280,0			280,0
Артемовская ТЭЦ-2										
ПАО «РусГидро»										
1 ГТУ 6F.03 + Т-27-35-8,8		Газ					112,5			112,5
2 ГТУ 6F.03 + Т-27-35-8,8		Газ					112,5			112,5
3 ГТУ 6F.03 + Т-27-35-8,8		Газ					112,5			112,5
4 ГТУ 6F.03 + Т-27-35-8,8		Газ					112,5			112,5
Всего по станции							450,0			450,0
Энергосистема Хабаровского края										
Хабаровская ТЭЦ-4										
ПАО «РусГидро»										
1 ГТУ 6F.03		Газ			80,2					80,2
2 ГТУ 6F.03		Газ			80,2					80,2
3 ГТУ 6F.03		Газ				80,2				80,2
4 ГТУ 6F.03		Газ				80,2				80,2
Всего по станции					160,4	160,4				320,8
Южно-Якутский энергорайон										
Нерюнгринская ГРЭС										
ПАО «РусГидро»										
4 К-225-130		Уголь				225,0				225,0
5 К-225-130		Уголь				225,0				225,0
Всего по станции						450,0				450,0
Якутский центральный энергорайон										
Якутская ГРЭС-2										
ПАО «РусГидро»										
5 ГТУ 6F.03		Газ				80,2				80,2
6 ГТУ 6F.03		Газ				80,2				80,2
Всего по станции						160,4				160,4
ОЭС Востока, всего										
ТЭС					160,4	770,8	730,0			1661,2
ЕЭС России, всего										
АЭС			2897,7	2099,4	1597,7	3439,4	1374,9	2349,9	1166,2	14925,1
ГЭС и малые ГЭС						1200,0		1200,0		2400,0
ТЭС			123,7		74,9			46,2	49,8	294,6
ВИЭ			1902,1	1186,7	895,4	1620,8	756,9	489,0	1116,4	7967,3
ветровые			872,0	912,6	627,4	618,6	618,0	614,7		4263,2
солнечные			734,4	532,7	228,9	618,6	618,0	614,7		3347,2
			137,6	379,9	398,5					916,0

**Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации
по ОЭС и ЕЭС России на 2022-2028 годы**

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2022- 2028 гг.
ОЭС Северо-Запада											
Энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области											
Киришская ГРЭС											
1 ПТ-50-130/7	ПАО «ОГК-2»	Газ, мазут	До модернизации			50,0					50,0
			После модернизации			60,0					60,0
			Изменение мощности			10,0					10,0
2 ПТ-60-130/13		Газ, мазут	До модернизации	60,0							60,0
			После модернизации	65,0							65,0
			Изменение мощности	5,0							5,0
4 ПТ-60-130/13		Газ, мазут	До модернизации				60,0				60,0
			После модернизации				65,0				65,0
			Изменение мощности				5,0				5,0
Всего по станции											
До модернизации				60,0		50,0	60,0				170,0
После модернизации				65,0		60,0	65,0				190,0
Изменение мощности				5,0		10,0	5,0				20,0
Автовская ТЭЦ-15											
ПАО «ТГК-1»											
6 Т-100/120-130-2		Газ	До модернизации			100,0					100,0
			После модернизации			120,0					120,0
			Изменение мощности			20,0					20,0
Энергосистема Мурманской области											
Верхне-Тумская ГЭС-12											
ПАО «ТГК-1»											
2 ПЛ-646-ВМ-420			До модернизации			67,0					67,0
			После модернизации			75,0					75,0
			Изменение мощности			8,0					8,0
3 ПЛ-646-ВМ-420			До модернизации	67,0							67,0
			После модернизации	75,0							75,0
			Изменение мощности	8,0							8,0
Всего по станции											
До модернизации				67,0		67,0					134,0
После модернизации				75,0		75,0					150,0
Изменение мощности				8,0		8,0					16,0
Энергосистема Новгородской области											
Новгородская ТЭЦ											
ПАО «ТГК-2»											
1 ПТ-50-9,0/1,28		Газ	До модернизации					53,0			53,0
			После модернизации					50,0			50,0
			Изменение мощности					-3,0			-3,0
4 ГТЭ-160		Газ	До модернизации					168,0			168,0
			После модернизации					160,0			160,0
			Изменение мощности					-8,0			-8,0
Всего по станции											
До модернизации								221,0			221,0
После модернизации								210,0			210,0
Изменение мощности								-11,0			-11,0
ОЭС Северо-Запада, всего											
До модернизации				127,0		217,0	60,0	221,0			625,0
ГЭС и малые ГЭС				67,0		67,0					134,0
ТЭС				60,0		150,0	60,0	221,0			491,0
После модернизации				140,0		255,0	65,0	210,0			670,0
ГЭС и малые ГЭС				75,0		75,0					150,0
ТЭС				65,0		180,0	65,0	210,0			520,0
Изменение мощности				13,0		38,0	5,0	-11,0			45,0
ГЭС и малые ГЭС				8,0		8,0					16,0
ТЭС				5,0		30,0	5,0	-11,0			29,0
ОЭС Центра											
Энергосистема Воронежской области											
Воронежская ТЭЦ-1											
ПАО «Квадра»											
8 Р-14-90/10-17М		Газ	До модернизации				14,0				14,0
			После модернизации				30,0				30,0
			Изменение мощности				16,0				16,0
Энергосистема Костромской области											
Костромская ГРЭС											
АО «Интер РАО - Электрогенерация»											
1 К-300-240-1		Газ, мазут	До модернизации						300,0		300,0
			После модернизации						330,0		330,0
			Изменение мощности						30,0		30,0
2 К-300-240-1		Газ, мазут	До модернизации		300,0						300,0
			После модернизации		330,0						330,0
			Изменение мощности		30,0						30,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2022- 2028 гг.
3 К-300-240-1		Газ, мазут	До модернизации				300,0				300,0
			После модернизации				330,0				330,0
			Изменение мощности				30,0				30,0
4 К-300-240-1		Газ, мазут	До модернизации	300,0							300,0
			После модернизации	330,0							330,0
			Изменение мощности	30,0							30,0
5 К-300-240-1		Газ, мазут	До модернизации				300,0				300,0
			После модернизации				330,0				330,0
			Изменение мощности				30,0				30,0
6 К-300-240-1		Газ, мазут	До модернизации					300,0			300,0
			После модернизации					330,0			330,0
			Изменение мощности					30,0			30,0
7 К-300-240-1		Газ, мазут	До модернизации		300,0						300,0
			После модернизации		330,0						330,0
			Изменение мощности		30,0						30,0
Всего по станции											
До модернизации				300,0	600,0		600,0	300,0	300,0		2100,0
После модернизации				330,0	660,0		660,0	330,0	330,0		2310,0
Изменение мощности				30,0	60,0		60,0	30,0	30,0		210,0
Костромская ТЭЦ-2	ПАО «ТГК-2»										
2 Т-100/120-130		Газ, мазут	До модернизации				110,0				110,0
			После модернизации				120,0				120,0
			Изменение мощности				10,0				10,0
Энергосистема г.Москвы и Московской области											
ТЭЦ-21	ПАО «Мосэнерго»										
6 Т-100-130		Газ, мазут	До модернизации							100,0	100,0
			После модернизации							110,0	110,0
			Изменение мощности							10,0	10,0
ТЭЦ-23	ПАО «Мосэнерго»										
3 Т-100-130		Газ, мазут	До модернизации							100,0	100,0
			После модернизации							110,0	110,0
			Изменение мощности							10,0	10,0
4 Т-100-130		Газ, мазут	До модернизации			100,0					100,0
			После модернизации			110,0					110,0
			Изменение мощности			10,0					10,0
7 Т-250/300-240		Газ, мазут	До модернизации							250,0	250,0
			После модернизации							259,0	259,0
			Изменение мощности							9,0	9,0
Всего по станции											
До модернизации					100,0				350,0	450,0	
После модернизации					110,0				369,0	479,0	
Изменение мощности					10,0				19,0	29,0	
ТЭЦ-25	ПАО «Мосэнерго»										
3 Т-250/300-240		Газ, мазут	До модернизации							250,0	250,0
			После модернизации							259,0	259,0
			Изменение мощности							9,0	9,0
4 Т-250/300-240		Газ	До модернизации				250,0				250,0
			После модернизации				257,0				257,0
			Изменение мощности				7,0				7,0
Всего по станции											
До модернизации						250,0			250,0	500,0	
После модернизации						257,0			259,0	516,0	
Изменение мощности						7,0			9,0	16,0	
ТЭЦ-22	ПАО «Мосэнерго»										
10 Т-240(250)/290-240-2		Газ, уголь, мазут	До модернизации			240,0					240,0
			После модернизации			250,0					250,0
			Изменение мощности			10,0					10,0
Энергосистема Смоленской области											
Смоленская ТЭЦ-2	ПАО «Квадра»										
2 Т-100/120-130-2		Газ	До модернизации				105,0				105,0
			После модернизации				126,0				126,0
			Изменение мощности				21,0				21,0
3 Т-100/120-130-4		Газ	До модернизации			110,0					110,0
			После модернизации			130,0					130,0
			Изменение мощности			20,0					20,0
Всего по станции											
До модернизации					110,0	105,0				215,0	
После модернизации					130,0	126,0				256,0	
Изменение мощности					20,0	21,0				41,0	
Энергосистема Тамбовской области											
Тамбовская ТЭЦ	ПАО «Квадра»										
8 Т-110/120-130		Газ	До модернизации				110,0				110,0
			После модернизации				130,0				130,0
			Изменение мощности				20,0				20,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2022- 2028 гг.
Энергосистема Ярославской области											
Рыбинская ГЭС											
	ПАО «РусГидро»										
5 т/а К-91 ВВ-900			До модернизации	55,0							55,0
			После модернизации	65,0							65,0
			Изменение мощности	10,0							10,0
Угличская ГЭС											
	ПАО «РусГидро»										
1 т/а ПЛ 91-ВВ-900			До модернизации			55,0					55,0
			После модернизации			65,0					65,0
			Изменение мощности			10,0					10,0
ОЭС Центра, всего											
До модернизации				355,0	600,0	505,0	1189,0	300,0	1000,0		3949,0
ГЭС и малые ГЭС				55,0		55,0					110,0
ТЭС				300,0	600,0	450,0	1189,0	300,0	1000,0		3839,0
После модернизации				395,0	660,0	555,0	1323,0	330,0	1068,0		4331,0
ГЭС и малые ГЭС				65,0		65,0					130,0
ТЭС				330,0	660,0	490,0	1323,0	330,0	1068,0		4201,0
Изменение мощности				40,0	60,0	50,0	134,0	30,0	68,0		382,0
ГЭС и малые ГЭС				10,0		10,0					20,0
ТЭС				30,0	60,0	40,0	134,0	30,0	68,0		362,0
ОЭС Средней Волги											
Энергосистема Нижегородской области											
Нижегородская ГЭС											
	ПАО «РусГидро»										
1 т/а пов.-лопаст. осевая ПЛ 510-ВВ-900			До модернизации		65,0						65,0
			После модернизации		72,5						72,5
			Изменение мощности		7,5						7,5
4 т/а пов.-лопаст. осевая ПЛ 510-ВВ-900			До модернизации			65,0					65,0
			После модернизации			72,5					72,5
			Изменение мощности			7,5					7,5
5 т/а пов.-лопаст. осевая ПЛ 510-ВВ-900			До модернизации							65,0	65,0
			После модернизации							72,5	72,5
			Изменение мощности							7,5	7,5
7 т/а пов.-лопаст. осевая ПЛ 510-ВВ-900			До модернизации						65,0		65,0
			После модернизации						72,5		72,5
			Изменение мощности						7,5		7,5
Всего по станции											
До модернизации					65,0		65,0		65,0	65,0	260,0
После модернизации					72,5		72,5		72,5	72,5	290,0
Изменение мощности					7,5		7,5		7,5	7,5	30,0
Энергосистема Самарской области											
Самарская ТЭЦ											
	ПАО «Т Плюс»	Газ, мазут									
4 Т-100/120-130-3			До модернизации				110,0				110,0
			После модернизации				124,9				124,9
			Изменение мощности				14,9				14,9
Энергосистема Саратовской области											
Саратовская ГЭС											
	ПАО «РусГидро»										
1 т/а ПЛ20/661-В-1030			До модернизации		60,0						60,0
			После модернизации		66,0						66,0
			Изменение мощности		6,0						6,0
2 т/а ПЛ20/661-В-1030			До модернизации		60,0						60,0
			После модернизации		66,0						66,0
			Изменение мощности		6,0						6,0
3 т/а ПЛ20/661-В-1030			До модернизации		60,0						60,0
			После модернизации		66,0						66,0
			Изменение мощности		6,0						6,0
5 т/а ПЛ20/661-В-1030			До модернизации		60,0						60,0
			После модернизации		66,0						66,0
			Изменение мощности		6,0						6,0
7 т/а ПЛ20/661-В-1030			До модернизации		60,0						60,0
			После модернизации		66,0						66,0
			Изменение мощности		6,0						6,0
11 т/а ПЛ20/661-В-1030			До модернизации					60,0			60,0
			После модернизации					66,0			66,0
			Изменение мощности					6,0			6,0
12 т/а ПЛ20/661-В-1030			До модернизации					60,0			60,0
			После модернизации					66,0			66,0
			Изменение мощности					6,0			6,0
15 т/а ПЛ20/661-В-1030			До модернизации					60,0			60,0
			После модернизации					66,0			66,0
			Изменение мощности					6,0			6,0
16 т/а ПЛ20/661-В-1030			До модернизации					60,0			60,0
			После модернизации					66,0			66,0
			Изменение мощности					6,0			6,0
17 т/а ПЛ20/661-В-1030			До модернизации					60,0			60,0
			После модернизации					66,0			66,0
			Изменение мощности					6,0			6,0
18 т/а ПЛ20/661-В-1030			До модернизации					60,0			60,0
			После модернизации					66,0			66,0
			Изменение мощности					6,0			6,0
19 т/а ПЛ15/661-В-1030			До модернизации					60,0			60,0
			После модернизации					66,0			66,0
			Изменение мощности					6,0			6,0
20 т/а ПЛ20/661-В-1030			До модернизации					60,0			60,0
			После модернизации					66,0			66,0
			Изменение мощности					6,0			6,0
Всего по станции											
До модернизации					300,0			480,0			780,0
После модернизации					330,0			528,0			858,0
Изменение мощности					30,0			48,0			78,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2022- 2028 гг.
Энергосистема Республики Татарстан											
Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)											
3 Р-100-130/15	ОАО «ТГК-16»	Газ	До модернизации				100,0				100,0
			После модернизации				102,0				102,0
			Изменение мощности				2,0				2,0
Энергосистема Ульяновской области											
Ульяновская ТЭЦ-2											
2 Т-175/220-130	ПАО «Т Плюс»	Газ, мазут	До модернизации					175,0			175,0
			После модернизации					185,0			185,0
			Изменение мощности					10,0			10,0
ОЭС Средней Волги, всего											
До модернизации					365,0		275,0	655,0	65,0	65,0	1425,0
ГЭС и малые ГЭС					365,0		65,0	480,0	65,0	65,0	1040,0
ТЭС							210,0	175,0			385,0
После модернизации					402,5		299,4	713,0	72,5	72,5	1559,9
ГЭС и малые ГЭС					402,5		72,5	528,0	72,5	72,5	1148,0
ТЭС							226,9	185,0			411,9
Изменение мощности					37,5		24,4	58,0	7,5	7,5	134,9
ГЭС и малые ГЭС					37,5		7,5	48,0	7,5	7,5	108,0
ТЭС							16,9	10,0			26,9
ОЭС Юга											
Энергосистема Республики Дагестан											
Чирюртская ГЭС-1											
1 г/а ПЛ-642-ВБ-370	ПАО «РусГидро»		До модернизации				36,0				36,0
			После модернизации				40,0				40,0
			Изменение мощности				4,0				4,0
2 г/а ПЛ-642-ВБ-370			До модернизации			36,0					36,0
			После модернизации			40,0					40,0
			Изменение мощности			4,0					4,0
Всего по станции											
До модернизации						36,0	36,0				72,0
После модернизации						40,0	40,0				80,0
Изменение мощности						4,0	4,0				8,0
Чиркейская ГЭС											
1 г/а РО-230-989-В-450	ПАО «РусГидро»		До модернизации					250,0			250,0
			После модернизации					275,0			275,0
			Изменение мощности					25,0			25,0
2 г/а РО-230-989-В-450			До модернизации						250,0		250,0
			После модернизации						275,0		275,0
			Изменение мощности						25,0		25,0
3 г/а РО-230-989-В-450			До модернизации			250,0					250,0
			После модернизации			275,0					275,0
			Изменение мощности			25,0					25,0
4 г/а РО-230-989-В-450			До модернизации				250,0				250,0
			После модернизации				275,0				275,0
			Изменение мощности				25,0				25,0
Всего по станции											
До модернизации						250,0	250,0	250,0	250,0		1000,0
После модернизации						275,0	275,0	275,0	275,0		1100,0
Изменение мощности						25,0	25,0	25,0	25,0		100,0
Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края											
Краснодарская ТЭЦ											
7 Т-145/160-130	ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»	Газ, мазут	До модернизации		145,0						145,0
			После модернизации		150,0						150,0
			Изменение мощности		5,0						5,0
8 Т-145/160-130		Газ, мазут	До модернизации			145,0					145,0
			После модернизации			150,0					150,0
			Изменение мощности			5,0					5,0
Всего по станции											
До модернизации					145,0	145,0					290,0
После модернизации					150,0	150,0					300,0
Изменение мощности					5,0	5,0					10,0
Энергосистема Республики Северная Осетия - Алания											
Эмшицкая ГЭС											
1 г/а рад.-осевой РО-15-ВМ-160	ПАО «РусГидро»		До модернизации	15,0							15,0
			После модернизации	20,0							20,0
			Изменение мощности	5,0							5,0
2 г/а рад.-осевой РО-15-ВМ-160			До модернизации		15,0						15,0
			После модернизации		20,0						20,0
			Изменение мощности		5,0						5,0
3 г/а рад.-осевой РО-15-ВМ-160			До модернизации		15,0						15,0
			После модернизации		20,0						20,0
			Изменение мощности		5,0						5,0
Всего по станции											
До модернизации				15,0	30,0						45,0
После модернизации				20,0	40,0						60,0
Изменение мощности				5,0	10,0						15,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2022- 2028 гг.
Дзавдженская ГЭС											
1 г/а РО-123-ВВ-140	ПАО «РусГидро»		До модернизации					3,0			3,0
			После модернизации					3,2			3,2
			Изменение мощности					0,2			0,2
2 г/а РО-123-ВВ-160			До модернизации						2,5		2,5
			После модернизации						3,2		3,2
			Изменение мощности						0,7		0,7
3 г/а РО-123-ВВ-160			До модернизации							2,5	2,5
			После модернизации							3,2	3,2
			Изменение мощности							0,7	0,7
Всего по станции								3,0	2,5	2,5	8,0
До модернизации								3,2	3,2	3,2	9,6
После модернизации								0,2	0,7	0,7	1,6
Изменение мощности											
Гизельдонская ГЭС											
1 г/а П-461-ГИ	ПАО «РусГидро»		До модернизации			7,6					7,6
			После модернизации			8,8					8,8
			Изменение мощности			1,2					1,2
2 г/а П-461-ГИ			До модернизации				7,6				7,6
			После модернизации				8,8				8,8
			Изменение мощности				1,2				1,2
3 г/а П-461-ГИ			До модернизации				7,6				7,6
			После модернизации				8,8				8,8
			Изменение мощности				1,2				1,2
Всего по станции											
До модернизации						7,6	15,2				22,8
После модернизации						8,8	17,6				26,4
Изменение мощности						1,2	2,4				3,6
Энергосистема Ставропольского края											
Сенгилеевская ГЭС											
1 г/а РО45/3123-В-140	ПАО «РусГидро»		До модернизации				4,5				4,5
			После модернизации				6,0				6,0
			Изменение мощности				1,5				1,5
3 г/а РО45/3123-В-140			До модернизации				4,5				4,5
			После модернизации				6,0				6,0
			Изменение мощности				1,5				1,5
Всего по станции											
До модернизации							9,0				9,0
После модернизации							12,0				12,0
Изменение мощности							3,0				3,0
Кубанская ГАЭС											
1 г/а 63НТВ-30	ПАО «РусГидро»		До модернизации				2,7				2,7
			После модернизации				3,2				3,2
			Изменение мощности				0,5				0,5
2 г/а 63НТВ-30			До модернизации				2,7				2,7
			После модернизации				3,2				3,2
			Изменение мощности				0,5				0,5
3 г/а 63НТВ-30			До модернизации				2,7				2,7
			После модернизации				3,2				3,2
			Изменение мощности				0,5				0,5
4 г/а 63НТВ-30			До модернизации				2,7				2,7
			После модернизации				3,2				3,2
			Изменение мощности				0,5				0,5
5 г/а 63НТВ-30			До модернизации				2,7				2,7
			После модернизации				3,2				3,2
			Изменение мощности				0,5				0,5
6 г/а 63НТВ-30			До модернизации				2,7				2,7
			После модернизации				3,2				3,2
			Изменение мощности				0,5				0,5
Всего по станции											
До модернизации							15,9				15,9
После модернизации							18,9				18,9
Изменение мощности							3,0				3,0
ОЭС Юга, всего											
До модернизации				15,0	175,0	438,6	326,1	253,0	252,5	2,5	1462,7
ГЭС и малые ГЭС				15,0	30,0	293,6	326,1	253,0	252,5	2,5	1172,7
ТЭС					145,0	145,0					290,0
После модернизации				20,0	190,0	473,8	363,5	278,2	278,2	3,2	1606,9
ГЭС и малые ГЭС				20,0	40,0	323,8	363,5	278,2	278,2	3,2	1306,9
ТЭС					150,0	150,0					300,0
Изменение мощности				5,0	15,0	35,2	37,4	25,2	25,7	0,7	144,2
ГЭС и малые ГЭС				5,0	10,0	30,2	37,4	25,2	25,7	0,7	134,2
ТЭС					5,0	5,0					10,0
ОЭС Урала											
Энергосистема Республики Башкортостан											
Кармановская ГРЭС											
1 К-315-240-3М	ООО «БГК»	Газ, мазут	До модернизации				315,2				315,2
			После модернизации				330,0				330,0
			Изменение мощности				14,8				14,8
2 К-300-240-1		Газ, мазут	До модернизации					300,0			300,0
			После модернизации					330,0			330,0
			Изменение мощности					30,0			30,0
Всего по станции											
До модернизации							315,2	300,0			615,2
После модернизации							330,0	330,0			660,0
Изменение мощности							14,8	30,0			44,8

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2022- 2028 гг.
Стерлитамакская ТЭЦ											
9 Т-100-130	ООО «БГК»	Газ	До модернизации				100,0				100,0
			После модернизации				118,0				118,0
			Изменение мощности				18,0				18,0
Ново-Стерлитамакская ТЭЦ											
3 ПТ-135/165-130/13	ООО «БГК»	Газ, мазут	До модернизации					135,0			135,0
			После модернизации					139,9			139,9
			Изменение мощности					4,9			4,9
Уфимская ТЭЦ-4											
9 Р-45-130/13	ООО «БГК»	Газ, мазут	До модернизации						45,0		45,0
			После модернизации						49,9		49,9
			Изменение мощности						4,9		4,9
Энергосистема Оренбургской области											
Приклинская ГРЭС											
1 К-300-240	АО «Интер РАО - Электрогенерация»	Газ, мазут	До модернизации						300,0		300,0
			После модернизации						330,0		330,0
			Изменение мощности						30,0		30,0
3 К-300-240		Газ, мазут	До модернизации				300,0				300,0
			После модернизации				330,0				330,0
			Изменение мощности				30,0				30,0
4 К-300-240		Газ, мазут	До модернизации		300,0						300,0
			После модернизации		330,0						330,0
			Изменение мощности		30,0						30,0
Всего по станции											
До модернизации					300,0		300,0		300,0		900,0
После модернизации					330,0		330,0		330,0		990,0
Изменение мощности					30,0		30,0		30,0		90,0
Энергосистема Пермского края											
Воткинская ГЭС											
2 г/а пов.-лопаст. ПЛ-661-ВБ-930	ПАО «РусГидро»		До модернизации			110,0					110,0
			После модернизации			115,0					115,0
			Изменение мощности			5,0					5,0
6 г/а пов.-лопаст. верт. ПЛ 661-ВБ-930			До модернизации					100,0			100,0
			После модернизации					115,0			115,0
			Изменение мощности					15,0			15,0
8 г/а пов.-лопаст. верт. ПЛ 661-ВБ-930			До модернизации		100,0						100,0
			После модернизации		115,0						115,0
			Изменение мощности		15,0						15,0
9 г/а пов.-лопаст. верт. ПЛ 661-ВБ-930			До модернизации						100,0		100,0
			После модернизации						115,0		115,0
			Изменение мощности						15,0		15,0
10 г/а пов.-лопаст. верт. ПЛ 661-ВБ-930			До модернизации				100,0				100,0
			После модернизации				115,0				115,0
			Изменение мощности				15,0				15,0
Всего по станции											
До модернизации					100,0	110,0	100,0	100,0	100,0	100,0	510,0
После модернизации					115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	575,0
Изменение мощности					15,0	5,0	15,0	15,0	15,0	15,0	65,0
Пермская ГРЭС											
1 К-820-240-5	АО «Интер РАО - Электрогенерация»	Газ	До модернизации		820,0						820,0
			После модернизации		850,0						850,0
			Изменение мощности		30,0						30,0
2 К-820-240-5		Газ	До модернизации					820,0			820,0
			После модернизации					850,0			850,0
			Изменение мощности					30,0			30,0
Всего по станции											
До модернизации					820,0			820,0			1640,0
После модернизации					850,0			850,0			1700,0
Изменение мощности					30,0			30,0			60,0
Пермская ТЭЦ-9											
9 Т-100/120-130-2	ПАО «Т Плюс»	Газ, мазут	До модернизации	105,0							105,0
			После модернизации	124,9							124,9
			Изменение мощности	19,9							19,9
Энергосистема Свердловской области											
Рефтинская ГРЭС											
1 К-300-240	АО «Кузбассэнерго»	Уголь	До модернизации					300,0			300,0
			После модернизации					315,0			315,0
			Изменение мощности					15,0			15,0
4 К-300-240-2		Уголь	До модернизации						300,0		300,0
			После модернизации						315,0		315,0
			Изменение мощности						15,0		15,0
Всего по станции											
До модернизации								300,0	300,0		600,0
После модернизации								315,0	315,0		630,0
Изменение мощности								15,0	15,0		30,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2022- 2028 гг.	
Среднеуральская ГРЭС												
ПАО «Энел Россия»												
6 Т-100-130		Газ	До модернизации				100,0				100,0	
			После модернизации				120,0			120,0		
			Изменение мощности				20,0			20,0		
7 Т-100-130		Газ	До модернизации				100,0				100,0	
			После модернизации				120,0			120,0		
			Изменение мощности				20,0			20,0		
Всего по станции												
До модернизации							200,0				200,0	
После модернизации							240,0				240,0	
Изменение мощности							40,0				40,0	
Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО												
Сургутская ГРЭС-1												
ПАО «ОГК-2»												
12 Т-178/210-130		Газ	До модернизации							178,0	178,0	
			После модернизации							190,0	190,0	
			Изменение мощности							12,0		12,0
13 К-210-130-3			До модернизации				215,0				215,0	
			После модернизации				190,0				190,0	
			Изменение мощности				-25,0				-25,0	
Всего по станции												
До модернизации							215,0		178,0		393,0	
После модернизации							190,0		190,0		380,0	
Изменение мощности							-25,0		12,0		-13,0	
Сургутская ГРЭС-2												
ПАО «Юнипро»												
1 К-810-240-5		Газ	До модернизации	810,0							810,0	
			После модернизации	830,0								830,0
			Изменение мощности	20,0								20,0
2 К-810-240-5		Газ	До модернизации					810,0			810,0	
			После модернизации					830,0			830,0	
			Изменение мощности					20,0			20,0	
3 К-810-240-5		Газ	До модернизации							810,0	810,0	
			После модернизации							830,0	830,0	
			Изменение мощности							20,0		20,0
4 К-810-240-5		Газ	До модернизации				810,0				810,0	
			После модернизации				830,0				830,0	
			Изменение мощности				20,0				20,0	
6 К-810-240-5		Газ	До модернизации			810,0					810,0	
			После модернизации			830,0					830,0	
			Изменение мощности			20,0					20,0	
7 ПГУ - 400		Газ	До модернизации				396,9				396,9	
			После модернизации				410,0				410,0	
			Изменение мощности				13,1				13,1	
Всего по станции												
До модернизации				810,0		810,0	1206,9	810,0	810,0		4446,9	
После модернизации				830,0		830,0	1240,0	830,0	830,0		4560,0	
Изменение мощности				20,0		20,0	33,1	20,0	20,0		113,1	
Тюменская ТЭП-2												
ПАО «Фортум»												
1 Т-180/210-130-1		Газ, мазут	До модернизации							180,0	180,0	
			После модернизации							185,0	185,0	
			Изменение мощности							5,0		5,0
2 Т-180/210-130-1		Газ, мазут	До модернизации							180,0	180,0	
			После модернизации							185,0	185,0	
			Изменение мощности							5,0		5,0
3 Т-180/210-130-1		Газ, мазут	До модернизации							180,0	180,0	
			После модернизации							185,0	185,0	
			Изменение мощности							5,0		5,0
4 К-215-130-1		Газ, мазут	До модернизации							215,0	215,0	
			После модернизации							220,0	220,0	
			Изменение мощности							5,0		5,0
Всего по станции												
До модернизации								755,0		755,0		
После модернизации								775,0		775,0		
Изменение мощности								20,0		20,0		
Энергосистема Республики Удмуртия												
Ижевская ТЭЦ-2												
ПАО «Т Плюс»												
3 Т-110/120-130-3		Газ, уголь, мазут	До модернизации							110,0	110,0	
			После модернизации							125,0	125,0	
			Изменение мощности							15,0		15,0
4 Т-110/120-130-4		Газ, уголь, мазут	До модернизации		110,0						110,0	
			После модернизации		124,9						124,9	
			Изменение мощности		14,9						14,9	
Всего по станции												
До модернизации				110,0				110,0			220,0	
После модернизации				124,9				125,0			249,9	
Изменение мощности				14,9				15,0			29,9	
ОЭС Урала, всего												
До модернизации				915,0	1330,0	920,0	2437,1	3330,0	1733,0		10665,1	
ГЭС и малые ГЭС				100,0	110,0	100,0	100,0	100,0	100,0		510,0	
ТЭС				915,0	1230,0	810,0	2337,1	3230,0	1633,0		10155,1	
После модернизации				954,9	1419,9	945,0	2563,0	3479,9	1829,9		11192,6	
ГЭС и малые ГЭС					115,0	115,0	115,0	115,0	115,0		575,0	
ТЭС				954,9	1304,9	830,0	2448,0	3364,9	1714,9		10617,6	
Изменение мощности				39,9	89,9	25,0	125,9	149,9	96,9		527,5	
ГЭС и малые ГЭС					15,0	5,0	15,0	15,0	15,0		65,0	
ТЭС				39,9	74,9	20,0	110,9	134,9	81,9		462,5	

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2022- 2028 гг.
ОЭС Сибири											
Энергосистема Республики Бурятия											
АО «Интер РАО - Электрогенерация»											
Гусиноозерская ГРЭС											
2 К-210-130-3		Уголь	До модернизации			190,0					190,0
			После модернизации			210,0					210,0
			Изменение мощности			20,0					20,0
3 К-210-130-3		Уголь	До модернизации	170,0							170,0
			После модернизации	204,0							204,0
			Изменение мощности	34,0							34,0
Всего по станции											
До модернизации				170,0		190,0					360,0
После модернизации				204,0		210,0					414,0
Изменение мощности				34,0		20,0					54,0
Энергосистема Иркутской области											
ООО «Евросибэнерго-Гидрогенерация»											
Иркутская ГЭС											
1 г/а ПЛ577-ВБ-720			До модернизации	82,8							82,8
			После модернизации	105,7							105,7
			Изменение мощности	22,9							22,9
7 г/а ПЛ577-ВБ-720			До модернизации		82,8						82,8
			После модернизации		105,7						105,7
			Изменение мощности		22,9						22,9
8 г/а ПЛ577-ВБ-720			До модернизации			82,8					82,8
			После модернизации			105,7					105,7
			Изменение мощности			22,9					22,9
Всего по станции											
До модернизации				82,8	82,8	82,8					248,4
После модернизации				105,7	105,7	105,7					317,1
Изменение мощности				22,9	22,9	22,9					68,7
Иркутская ТЭЦ-6											
ООО «Байкальская энергетическая компания»											
1 Т-60-130/13		Уголь	До модернизации	60,0							60,0
			После модернизации	65,0							65,0
			Изменение мощности	5,0							5,0
Энергосистема Красноярского края											
Красноярская ТЭЦ-1											
АО «Красноярская ТЭЦ-1»											
11 Р-57-130/15		Уголь	До модернизации					57,0			57,0
			После модернизации					100,0			100,0
			Изменение мощности					43,0			43,0
12 Р-57-130/15		Уголь	До модернизации					57,0			57,0
			После модернизации					87,0			87,0
			Изменение мощности					30,0			30,0
Всего по станции											
До модернизации								114,0			114,0
После модернизации								187,0			187,0
Изменение мощности								73,0			73,0
Энергосистема Кемеровской области											
Беловская ГРЭС											
АО «Кузбассэнерго»											
2 К-215-130-1		Уголь	До модернизации						200,0		200,0
			После модернизации						215,0		215,0
			Изменение мощности						15,0		15,0
Энергосистема Новосибирской области											
Новосибирская ТЭЦ-3											
АО «СИБЭКО»											
11 Т-100-130		Уголь	До модернизации						100,0		100,0
			После модернизации						120,0		120,0
			Изменение мощности						20,0		20,0
13 Т-100-130		Уголь	До модернизации					100,0			100,0
			После модернизации					120,0			120,0
			Изменение мощности					20,0			20,0
Всего по станции											
До модернизации								100,0	100,0		200,0
После модернизации								120,0	120,0		240,0
Изменение мощности								20,0	20,0		40,0
Энергосистема Томской области											
ТЭЦ «СХК»											
АО «ОТЭК»											
1 ВТ-25-4		Уголь, Газ	До модернизации				25,0				25,0
1 Р-30			После модернизации				30,0				30,0
			Изменение мощности				5,0				5,0
2 ВПТ-25-3		Уголь, Газ	До модернизации				25,0				25,0
2 Р-30			После модернизации				30,0				30,0
			Изменение мощности				5,0				5,0
Всего по станции											
До модернизации							50,0				50,0
После модернизации							60,0				60,0
Изменение мощности							10,0				10,0
Энергосистема Республики Хакасия											
Абаканская ТЭЦ											
АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»											
1 ПТ-60-130/13		Мазут, уголь	До модернизации					60,0			60,0
			После модернизации					64,9			64,9
			Изменение мощности					4,9			4,9
ОЭС Сибири, всего											
До модернизации				312,8	82,8	272,8	50,0	274,0	300,0		1292,4
ГЭС и малые ГЭС				82,8	82,8	82,8					248,4
ТЭС				230,0		190,0	50,0	274,0	300,0		1044,0
После модернизации				374,7	105,7	315,7	60,0	371,9	335,0		1563,0
ГЭС и малые ГЭС				105,7	105,7	105,7					317,1
ТЭС				269,0		210,0	60,0	371,9	335,0		1245,9
Изменение мощности				61,9	22,9	42,9	10,0	97,9	35,0		270,6
ГЭС и малые ГЭС				22,9	22,9	22,9					68,7
ТЭС				39,0		20,0	10,0	97,9	35,0		201,9

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2022- 2028 гг.
ОЭС Востока											
Энергосистема Приморского края											
Владивостокская ТЭЦ-2											
ПАО «РусГидро»											
1 Р-80-115		Газ, уголь	До модернизации		80,0						80,0
			После модернизации		120,0					120,0	
			Изменение мощности		40,0					40,0	
2 Т-98-115		Газ, уголь	До модернизации				98,0				98,0
			После модернизации				120,0			120,0	
			Изменение мощности				22,0			22,0	
3 Т-105-115		Газ, уголь	До модернизации						105,0		105,0
			После модернизации						120,0	120,0	
			Изменение мощности						15,0	15,0	
Всего по станции											
До модернизации											
После модернизации											
Изменение мощности											
ОЭС Востока, всего											
До модернизации											
ТЭС											
После модернизации											
ТЭС											
Изменение мощности											
ТЭС											
ЕЭС России - всего											
До модернизации											
ГЭС и малые ГЭС											
ТЭС											
После модернизации											
ГЭС и малые ГЭС											
ТЭС											
Изменение мощности											
ГЭС и малые ГЭС											
ТЭС											

**Перспективные балансы мощности по ОЭС и ЕЭС России
с учетом вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке
генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации**

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

Наименование показателя	Ед. измер.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1112162	1129190	1146392	1159400	1165964	1170168	1176609
Рост потребления электрической энергии	%		1,5	1,5	1,1	0,6	0,4	0,6
Заряд ГАЭС	млн кВт·ч	2855	2855	2855	2855	2855	2855	2855
Максимум ЕЭС	тыс. кВт	163615	169647	171913	173489	174363	174825	175352
Число часов использования максимума	час	6780	6639	6652	6666	6671	6677	6694
Экспорт мощности	тыс. кВт	3890	3890	3890	3840	3440	3440	3440
Нормативный резерв мощности	тыс. кВт	26577	27553	27928	28199	28343	28424	28511
Нормативный резерв в % к максимуму	%	16,2	16,2	16,2	16,3	16,3	16,3	16,3
ИТОГО спрос на мощность	тыс. кВт	194082	201090	203731	205528	206146	206689	207303
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	249497,4	250057,3	250491,1	252102,9	253394,9	254052,9	253270,3
АЭС	тыс. кВт	29543,0	29543,0	28543,0	27743,0	27743,0	27943,0	26943,0
ГЭС	тыс. кВт	50124,4	50209,8	50360,8	50420,7	50508,9	50603,3	50661,3
ТЭС	тыс. кВт	164962,0	164523,9	165179,3	166912,6	167498,5	167247,4	167406,8
ВЭС, СЭС	тыс. кВт	4868,0	5780,6	6408,0	7026,6	7644,5	8259,2	8259,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс. кВт	16369,3	17168,8	17694,8	18315,9	18876,8	19491,5	19487,6
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	169,4	860,0	160,4	320,8	730,0	0	0
ИТОГО покрытие спроса	тыс. кВт	232958,7	232028,5	232635,9	233466,2	233788,1	234561,4	233782,7
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс. кВт	38876,7	30938,5	28904,9	27938,2	27642,1	27872,4	26479,7

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 генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации

Наименование показателя	Ед. измер.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1066577	1078956	1093700	1104194	1109222	1113209	1119338
Рост потребления электрической энергии	%		1,2	1,4	1,0	0,5	0,4	0,6
Заряд ГАЭС	млн кВт·ч	2855	2855	2855	2855	2855	2855	2855
Максимум ЕЭС России	тыс. кВт	156946	162016	164112	165362	166164	166595	167111
Число часов использования максимума	час	6778	6642	6647	6660	6658	6665	6681
Экспорт мощности	тыс. кВт	2940	2940	2940	2890	2490	2490	2490
Нормативный резерв мощности	тыс. кВт	25110	25874	26212	26411	26539	26613	26698
Нормативный резерв в % к максимуму	%	16	16	16	16	16	16	16
ИТОГО спрос на мощность	тыс. кВт	184996	190830	193264	194663	195193	195698	196299
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	238159,3	238826,7	239100,1	240091,4	241086,2	242129,2	241346,6
АЭС	тыс. кВт	29543,0	29543,0	28543,0	27743,0	27743,0	27943,0	26943,0
ГЭС	тыс. кВт	45506,9	45592,3	45743,3	45803,2	45891,4	45985,8	46043,8
ТЭС	тыс. кВт	158241,4	157910,8	158405,8	159518,6	159807,3	159941,2	160100,6
ВЭС, СЭС	тыс. кВт	4868,0	5780,6	6408,0	7026,6	7644,5	8259,2	8259,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс. кВт	16064,9	16879,6	17406,2	18027,7	18588,7	19203,4	19203,4
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	169,4	860,0	0	0	0	0	0
ИТОГО покрытие спроса	тыс. кВт	221925,1	221087,1	221693,9	222063,6	222497,5	222925,8	222143,2
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс. кВт	36929,1	30257,1	28429,9	27400,6	27304,5	27227,8	25844,2

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

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

Наименование показателя	Ед. измер.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	841204	845576	856776	865039	868966	872126	877117
Рост потребления электрической энергии	%		0,5	1,3	1,0	0,5	0,4	0,6
Заряд ГАЭС	млн кВт·ч	2855	2855	2855	2855	2855	2855	2855
Максимум, совмещенный с ЕЭС России	тыс. кВт	125531	128641	130341	131362	131992	132421	132864
Число часов использования максимума	час	6678	6551	6551	6563	6562	6564	6580
Экспорт мощности	тыс. кВт	2545	2545	2545	2495	2095	2095	2095
Нормативный резерв мощности	тыс. кВт	21340	21869	22159	22331	22438	22512	22588
Нормативный резерв в % к максимуму	%	17	17	17	17	17	17	17
ИТОГО спрос на мощность	тыс. кВт	149416	153055	155045	156188	156525	157028	157547
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	185669,7	185977,4	185919,4	186900,7	187797,7	188805,7	188023,1
АЭС	тыс. кВт	29543,0	29543,0	28543,0	27743,0	27743,0	27943,0	26943,0
ГЭС	тыс. кВт	20157,5	20220,0	20348,1	20408,0	20496,2	20590,6	20648,6
ТЭС	тыс. кВт	131501,4	130994,0	131434,0	132536,8	132727,6	132826,5	132985,9
ВЭС, СЭС	тыс. кВт	4467,8	5220,4	5594,3	6212,9	6830,8	7445,5	7445,5
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс. кВт	11730,2	12273,2	12607,1	13228,7	13846,6	14461,3	14461,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	0	860,0	0	0	0	0	0
ИТОГО покрытие спроса	тыс. кВт	173939,6	172844,3	173312,4	173672,1	173951,1	174344,4	173561,8
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс. кВт	24523,6	19789,3	18267,4	17484,1	17426,1	17316,4	16014,8

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

Наименование показателя	Ед. измер.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	98928	99082	101422	103662	104044	104284	104668
Рост потребления электрической энергии	%		0,2	2,4	2,2	0,4	0,2	0,4
Максимум, совмещенный с ЕЭС России	тыс. кВт	15178	15702	16060	16208	16253	16316	16359
Число часов использования максимума	час	6518	6310	6315	6396	6402	6392	6398
Экспорт мощности	тыс. кВт	1805	1805	1805	1805	1405	1405	1405
Нормативный резерв мощности	тыс. кВт	3201	3280	3324	3350	3366	3377	3388
ИТОГО спрос на мощность	тыс. кВт	20184	20787	21189	21363	21024	21098	21152
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	25030,0	25005,0	25059,5	23064,5	23053,5	23053,5	23053,5
АЭС	тыс. кВт	6135,8	6135,8	6135,8	4135,8	4135,8	4135,8	4135,8
ГЭС	тыс. кВт	3026,7	3026,7	3051,2	3051,2	3051,2	3051,2	3051,2
ТЭС	тыс. кВт	15661,4	15636,4	15666,4	15671,4	15660,4	15660,4	15660,4
ВЭС, СЭС	тыс. кВт	206,1	206,1	206,1	206,1	206,1	206,1	206,1
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс. кВт	1608,8	1608,3	1608,3	1608,3	1608,3	1608,3	1608,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО покрытие спроса	тыс. кВт	23421,2	23396,7	23451,2	21456,2	21445,2	21445,2	21445,2
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс. кВт	3237,2	2609,7	2262,2	93,2	421,2	347,2	293,2

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

Наименование показателя	Ед. измер.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	256181	257522	259987	262945	264700	265851	267977
Рост потребления электрической энергии	%		0,5	1,0	1,1	0,7	0,4	0,8
Заряд ГАЭС	млн кВт·ч	2686	2686	2686	2686	2686	2686	2686
Максимум, совмещенный с ЕЭС России	тыс. кВт	39888	40499	41020	41375	41690	41834	42038
Число часов использования максимума	час	6355	6292	6273	6290	6285	6291	6311
Экспорт мощности	тыс. кВт	0	0	0	0	0	0	0
Нормативный резерв мощности	тыс. кВт	6829	6998	7091	7146	7180	7204	7228
ИТОГО спрос на мощность	тыс. кВт	46717	47497	48111	48521	48870	49038	49266
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	50733,2	50860,2	50235,2	51555,2	51585,2	51853,2	51749,6
АЭС	тыс. кВт	13778,3	13778,3	12778,3	13978,3	13978,3	14178,3	13178,3
ГЭС	тыс. кВт	1820,1	1820,1	1830,1	1830,1	1830,1	1830,1	1830,1
ТЭС	тыс. кВт	35134,8	35261,8	35626,8	35746,8	35776,8	35844,8	36741,2
ВЭС, СЭС	тыс. кВт	0	0	0	0	0	0	0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс. кВт	1006,0	1002,3	1002,3	1002,3	1002,3	1002,3	1002,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	0	300,0	0	0	0	0	0
ИТОГО покрытие спроса	тыс. кВт	49727,1	49557,8	49232,8	50552,8	50582,8	50850,8	50747,2
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс. кВт	3010,1	2060,8	1121,8	2031,8	1712,8	1812,8	1481,2

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

Наименование показателя	Ед. измер.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	112517	112891	114609	115603	115705	116298	116977
Рост потребления электрической энергии	%		0,3	1,5	0,9	0,1	0,5	0,6
Максимум, совмещенный с ЕЭС России	тыс. кВт	16818	17223	17488	17644	17691	17756	17813
Число часов использования максимума	час	6690	6555	6554	6552	6540	6550	6567
Экспорт мощности	тыс. кВт	10	10	10	10	10	10	10
Нормативный резерв мощности	тыс. кВт	2347	2406	2437	2456	2468	2476	2485
ИТОГО спрос на мощность	тыс. кВт	19175	19639	19935	20110	20169	20242	20308
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	28299,5	27697,0	27717,0	28591,4	28649,4	28656,9	28679,4
АЭС	тыс. кВт	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ГЭС	тыс. кВт	7020,5	7058,0	7058,0	7065,5	7113,5	7121,0	7128,5
ТЭС	тыс. кВт	16705,0	15875,1	15895,1	16762,0	16772,0	16772,0	16787,0
ВЭС, СЭС	тыс. кВт	502,0	691,9	691,9	691,9	691,9	691,9	691,9
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс. кВт	2220,8	2410,7	2370,7	2370,7	2370,7	2370,7	2370,7
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО покрытие спроса	тыс. кВт	26078,7	25286,3	25346,3	26220,7	26278,7	26286,2	26308,7
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс. кВт	6903,7	5647,3	5411,3	6110,7	6109,7	6044,2	6000,7

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

Наименование показателя	Ед. измер.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	108802	110047	112341	113371	114154	115020	115686
Рост потребления электрической энергии	%		1,1	2,1	0,9	0,7	0,8	0,6
Заряд ГАЭС	млн кВт·ч	169	169	169	169	169	169	169
Максимум, совмещенный с ЕЭС России	тыс. кВт	16843	17388	17649	17794	17904	18012	18081
Число часов использования максимума	час	6450	6319	6356	6362	6366	6376	6389
Экспорт мощности	тыс. кВт	450	450	450	450	450	450	450
Нормативный резерв мощности	тыс. кВт	2134	2187	2216	2233	2244	2251	2259
ИТОГО спрос на мощность	тыс. кВт	19427	20025	20315	20477	20598	20713	20790
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	27739,2	28843,5	29311,0	29967,0	30455,7	31091,3	31141,8
АЭС	тыс. кВт	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9
ГЭС	тыс. кВт	6376,5	6386,5	6475,1	6512,5	6537,7	6609,6	6660,1
ТЭС	тыс. кВт	13986,7	14518,3	14523,3	14523,3	14523,3	14472,3	14472,3
ВЭС, СЭС	тыс. кВт	3304,1	3866,8	4240,7	4859,3	5322,8	5937,5	5937,5
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс. кВт	4938,1	5489,4	5863,3	6484,9	6948,4	7563,1	7563,1
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	0	560,0	0	0	0	0	0
ИТОГО покрытие спроса	тыс. кВт	22801,2	22794,2	23447,8	23482,2	23507,4	23528,3	23578,8
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс. кВт	3374,2	2769,2	3132,8	3005,2	2909,4	2815,3	2788,8

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

Наименование показателя	Ед. измер.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	264776	266034	268417	269458	270363	270673	271809
Рост потребления электрической энергии	%		0,5	0,9	0,4	0,3	0,1	0,4
Максимум, совмещенный с ЕЭС России	тыс. кВт	36804	37829	38124	38341	38454	38503	38573
Число часов использования максимума	час	7194	7033	7041	7028	7031	7030	7047
Экспорт мощности	тыс. кВт	280	280	280	230	230	230	230
Нормативный резерв мощности	тыс. кВт	6829	6998	7091	7146	7180	7204	7228
ИТОГО спрос на мощность	тыс. кВт	43913	45107	45495	45717	45864	45937	46031
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	53867,9	53571,8	53596,8	53722,7	54053,9	54150,8	53398,8
АЭС	тыс. кВт	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0
ГЭС	тыс. кВт	1913,7	1928,7	1933,7	1948,7	1963,7	1978,7	1978,7
ТЭС	тыс. кВт	50013,5	49702,4	49722,4	49833,3	49995,1	50077,0	49325,0
ВЭС, СЭС	тыс. кВт	455,7	455,7	455,7	455,7	610,1	610,1	610,1
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс. кВт	1956,5	1762,5	1762,5	1762,5	1917,0	1917,0	1917,0
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО покрытие спроса	тыс. кВт	51911,4	51809,3	51834,3	51960,2	52137,0	52233,9	51481,9
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс. кВт	7998,4	6702,3	6339,3	6243,2	6273,0	6296,9	5450,9

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

Наименование показателя	Ед. измер.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	225373	233380	236924	239155	240256	241083	242221
Рост потребления электрической энергии	%		3,6	1,5	0,9	0,5	0,3	0,5
Максимум, совмещенный с ЕЭС России	тыс. кВт	31415	33375	33771	34000	34172	34174	34247
Число часов использования максимума	час	7174	6993	7016	7034	7031	7055	7073
Экспорт мощности	тыс. кВт	395	395	395	395	395	395	395
Нормативный резерв мощности	тыс. кВт	3770	4005	4053	4080	4101	4101	4110
Нормативный резерв в % к максимуму	%	12	12	12	12	12	12	12
ИТОГО спрос на мощность	тыс. кВт	35580	37775	38219	38475	38668	38670	38752
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	52489,6	52849,3	53180,6	53190,6	53288,5	53323,5	53323,5
АЭС	тыс. кВт	0	0	0	0	0	0	0
ГЭС	тыс. кВт	25349,4	25372,3	25395,2	25395,2	25395,2	25395,2	25395,2
ТЭС	тыс. кВт	26740,0	26916,8	26971,8	26981,8	27079,7	27114,7	27114,7
ВЭС, СЭС	тыс. кВт	400,2	560,2	813,7	813,7	813,7	813,7	813,7
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс. кВт	4334,7	4606,4	4799,1	4799,1	4742,1	4742,1	4742,1
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	169,4	0	0	0	0	0	0
ИТОГО покрытие спроса	тыс. кВт	47985,5	48242,8	48381,5	48391,5	48546,4	48581,4	48581,4
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс. кВт	12405,5	10467,8	10162,5	9916,5	9878,4	9911,4	9829,4

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

Наименование показателя	Ед. измер.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	225373	233380	236924	239155	240256	241083	242221
Рост потребления электрической энергии	%		3,6	1,5	0,9	0,5	0,3	0,5
Собственный максимум ОЭС Сибири	тыс. кВт	32792	34838	35252	35491	35670	35672	35748
Число часов использования максимума	час	6873	6699	6721	6738	6736	6758	6776
Экспорт мощности	тыс. кВт	395	395	395	395	395	395	395
Нормативный резерв мощности	тыс. кВт	3935	4181	4230	4259	4280	4281	4290
Нормативный резерв в % к максимуму	%	12	12	12	12	12	12	12
ИТОГО спрос на мощность	тыс. кВт	37122	39414	39877	40145	40345	40348	40433
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	52489,6	52849,3	53180,6	53190,6	53288,5	53323,5	53323,5
АЭС	тыс. кВт	0	0	0	0	0	0	0
ГЭС	тыс. кВт	25349,4	25372,3	25395,2	25395,2	25395,2	25395,2	25395,2
ТЭС	тыс. кВт	26740,0	26916,8	26971,8	26981,8	27079,7	27114,7	27114,7
ВЭС, СЭС	тыс. кВт	400,2	560,2	813,7	813,7	813,7	813,7	813,7
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс. кВт	4334,7	4606,4	4799,1	4799,1	4742,1	4742,1	4742,1
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	169,4	0	0	0	0	0	0
ИТОГО покрытие спроса	тыс. кВт	47985,5	48242,8	48381,5	48391,5	48546,4	48581,4	48581,4
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс. кВт	10863,5	8828,8	8504,5	8246,5	8201,4	8233,4	8148,4

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

Наименование показателя	Ед. измер.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	45585	50234	52692	55206	56742	56959	57271
Рост потребления электрической энергии	%		10,2	4,9	4,8	2,8	0,4	0,5
Максимум, совмещенный с ЕЭС России	тыс. кВт	6669	7631	7801	8127	8199	8230	8241
Число часов использования максимума	час	6835	6583	6755	6793	6921	6921	6950
Экспорт мощности	тыс. кВт	950	950	950	950	950	950	950
Нормативный резерв мощности	тыс. кВт	1467	1679	1716	1788	1804	1811	1813
Нормативный резерв в % к максимуму	%	22	22	22	22	22	22	22
ИТОГО спрос на мощность	тыс. кВт	9086	10260	10467	10865	10953	10991	11004
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	11338,1	11230,6	11391	12011,6	12308,7	11923,7	11923,7
АЭС	тыс. кВт	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	6720,6	6613,1	6773,5	7394,1	7691,2	7306,2	7306,2
ВЭС, СЭС	тыс. кВт	0	0	0	0	0	0	0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс. кВт	304,5	289,1	288,6	288,1	288,1	288,1	284,2
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	0	0	160,4	320,8	730,0	0	0
ИТОГО покрытие спроса	тыс. кВт	11033,6	10941,5	10942,0	11402,6	11290,6	11635,6	11639,5
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс. кВт	1947,6	681,5	475	537,6	337,6	644,6	635,5

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

Наименование показателя	Ед. измер.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	45585	50234	52692	55206	56742	56959	57271
Рост потребления электрической энергии	%		10,2	4,9	4,8	2,8	0,4	0,5
Собственный максимум ОЭС Востока	тыс. кВт	7592	8698	8891	9269	9342	9379	9403
Число часов использования максимума	час	6004	5775	5926	5956	6074	6073	6091
Экспорт мощности	тыс. кВт	950	950	950	950	950	950	950
Нормативный резерв мощности	тыс. кВт	1670	1914	1956	2039	2055	2063	2069
Нормативный резерв в % к максимуму	%	22	22	22	22	22	22	22
ИТОГО спрос на мощность	тыс. кВт	10212	11562	11797	12258	12347	12392	12422
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	11338,1	11230,6	11391	12011,6	12308,7	11923,7	11923,7
АЭС	тыс. кВт	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	6720,6	6613,1	6773,5	7394,1	7691,2	7306,2	7306,2
ВЭС, СЭС	тыс. кВт	0	0	0	0	0	0	0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс. кВт	304,5	289,1	288,6	288,1	288,1	288,1	284,2
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	0	0	160,4	320,8	730,0	0	0
ИТОГО покрытие спроса	тыс. кВт	11033,6	10941,5	10942,0	11402,6	11290,6	11635,6	11639,5
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс. кВт	821,6	-620,5	-855	-855,4	-1056,4	-756,4	-782,5

ОЭС Юга	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Максимум ОЭС, совмещенный с ЕЭС	17234	16843	17388	17649	17794	17904	18012	18081
ЭС Астраханской области								
Потребность (собственный максимум)	722	743	760	762	790	792	794	796
Покрытие (установленная мощность)	1369,2	1369,2	1429,2	1429,2	1429,2	1649,7	1753,2	1753,2
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	744,0	744,0	744,0	744,0	744,0	744,0	744,0	744,0
ВЭС, СЭС	625,2	625,2	685,2	685,2	685,2	905,7	1009,2	1009,2
ЭС Волгоградской области								
Потребность (собственный максимум)	2505	2640	2667	2708	2736	2746	2756	2759
Покрытие (установленная мощность)	4258,0	4274,8	4582,6	4582,6	5046,1	5289,1	5649,1	5649,1
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	2693,0	2693,0	2693,0	2693,0	2693,0	2693,0	2693,0	2693,0
ТЭС	1356,8	1356,8	1356,8	1356,8	1356,8	1356,8	1356,8	1356,8
ВЭС, СЭС	208,2	225,0	532,8	532,8	996,3	1239,3	1599,3	1599,3
ЭС Республики Дагестан								
Потребность (собственный максимум)	1435	1441	1475	1490	1505	1520	1536	1553
Покрытие (установленная мощность)	1905,1	1920,1	2020,0	2109,0	2138,0	2163,0	2188,0	2237,8
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1886,1	1886,1	1886,1	1915,1	1944,1	1969,1	1994,1	2043,9
ТЭС	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
ВЭС, СЭС	1,0	16,0	115,9	175,9	175,9	175,9	175,9	175,9
ЭС Республики Ингушетия								
Потребность (собственный максимум)	157	171	174	178	181	185	189	193
Покрытие (установленная мощность)								
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС								
ВЭС, СЭС								
ЭС Кабардино-Балкарской Республики								
Потребность (собственный максимум)	292	318	319	320	321	322	324	325
Покрытие (установленная мощность)	220,1	220,1	220,1	243,5	243,5	243,5	266,7	266,7
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	198,1	198,1	198,1	221,5	221,5	221,5	244,7	244,7
ТЭС	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
ВЭС, СЭС								
ЭС Республики Калмыкия								
Потребность (собственный максимум)	143	157	170	170	171	171	171	171
Покрытие (установленная мощность)	433,5	471,1	531,1	591,1	591,1	591,1	591,1	591,1
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
ВЭС, СЭС	415,5	453,1	513,1	573,1	573,1	573,1	573,1	573,1

ОЭС Юга	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ЭС Ставропольского края								
Потребность (собственный максимум)	1772	1780	1786	1790	1794	1798	1802	1805
Покрытие (установленная мощность)	5215,0	5511,0	5546,0	5617,4	5623,4	5623,4	5623,4	5623,4
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	484,6	500,6	500,6	500,6	506,6	506,6	506,6	506,6
ТЭС	4180,4	4180,4	4180,4	4180,4	4180,4	4180,4	4180,4	4180,4
ВЭС, СЭС	550,0	830,0	865,0	936,4	936,4	936,4	936,4	936,4
ЭС Чеченской Республики								
Потребность (собственный максимум)	567	568	599	603	606	609	612	615
Покрытие (установленная мощность)	361,3	361,3	361,3	396,3	396,3	396,3	419,3	419,3
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1,3	1,3	1,3	11,3	11,3	11,3	34,3	34,3
ТЭС	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0
ВЭС, СЭС				25,0	25,0	25,0	25,0	25,0

Перспективные балансы электрической энергии по ОЭС и ЕЭС России с учетом вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации

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

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии	млрд кВт·ч	1112,2	1129,2	1146,4	1159,4	1166,0	1170,2	1176,6
в том числе заряд ГАЭС	млрд кВт·ч	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Экспорт	млрд кВт·ч	15,6	13,6	13,9	13,7	11,9	10,8	10,8
Импорт	млрд кВт·ч	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0
Потребность	млрд кВт·ч	1126,6	1141,7	1159,2	1172,1	1176,9	1180,0	1186,4
Производство электрической энергии - всего	млрд кВт·ч	1126,6	1141,7	1157,0	1171,6	1176,8	1180,0	1186,4
ГЭС	млрд кВт·ч	191,6	189,7	189,8	190,0	190,0	190,0	190,2
АЭС	млрд кВт·ч	217,6	204,9	204,8	191,8	201,5	198,1	202,2
ТЭС	млрд кВт·ч	709,5	737,2	750,6	777,1	771,3	776,7	777,8
ВЭС, СЭС	млрд кВт·ч	7,9	9,9	11,8	12,7	14,0	15,2	16,2
Установленная мощность - всего	МВт	249497,4	250057,3	250491,1	252102,9	253394,9	254052,9	253270,3
ГЭС	МВт	50124,4	50209,8	50360,8	50420,7	50508,9	50603,3	50661,3
АЭС	МВт	29543,0	29543,0	28543,0	27743,0	27743,0	27943,0	26943,0
ТЭС	МВт	164962,0	164523,9	165179,3	166912,6	167498,5	167247,4	167406,8
ВЭС, СЭС	МВт	4868,0	5780,6	6408,0	7026,6	7644,5	8259,2	8259,2
Число часов использования установленной мощности								
АЭС	час/год	7366	6935	7174	6912	7263	7090	7504
ТЭС	час/год	4301	4481	4545	4656	4605	4644	4646
ВЭС, СЭС	час/год	1628	1707	1835	1811	1826	1839	1961

Баланс электрической энергии ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии	млрд кВт·ч	1066,6	1079,0	1093,7	1104,2	1109,2	1113,2	1119,3
в том числе заряд ГАЭС	млрд кВт·ч	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Экспорт	млрд кВт·ч	11,2	10,0	10,3	10,4	8,6	7,5	7,5
Импорт	млрд кВт·ч	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0
Получение электрической энергии из ОЭС Востока	млрд кВт·ч	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Потребность	млрд кВт·ч	1076,0	1087,1	1102,1	1112,7	1116,0	1118,9	1125,0
Производство электрической энергии - всего	млрд кВт·ч	1076,0	1087,1	1102,1	1112,7	1116,0	1118,9	1125,0
ГЭС	млрд кВт·ч	175,6	172,7	172,7	172,9	172,9	172,9	173,1
АЭС	млрд кВт·ч	217,6	204,9	204,8	191,8	201,5	198,1	202,2
ТЭС	млрд кВт·ч	674,9	699,6	712,8	735,3	727,6	732,7	733,5
ВЭС, СЭС	млрд кВт·ч	7,9	9,9	11,8	12,7	14,0	15,2	16,2
Установленная мощность - всего	МВт	238159,3	238826,7	239100,1	240091,4	241086,2	242129,2	241346,6
ГЭС	МВт	45506,9	45592,3	45743,3	45803,2	45891,4	45985,8	46043,8
АЭС	МВт	29543,0	29543,0	28543,0	27743,0	27743,0	27943,0	26943,0
ТЭС	МВт	158241,4	157910,8	158405,8	159518,6	159807,3	159941,2	160100,6
ВЭС, СЭС	МВт	4868,0	5780,6	6408,0	7026,6	7644,5	8259,2	8259,2
Число часов использования установленной мощности								
АЭС	час/год	7366	6935	7174	6912	7263	7090	7504
ТЭС	час/год	4265	4431	4500	4609	4554	4581	4581
ВЭС, СЭС	час/год	1628	1707	1835	1811	1826	1839	1961

Баланс электрической энергии Европейской части ЕЭС России с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии	млрд кВт·ч	841,2	845,6	856,8	865,0	869,0	872,1	877,1
в том числе заряд ГАЭС	млрд кВт·ч	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Экспорт	млрд кВт·ч	10,7	9,5	9,8	9,9	8,1	7,0	7,0
Импорт	млрд кВт·ч	0,2	0,1	0,1	0,04			
Передача электрической энергии в ОЭС Сибири	млрд кВт·ч	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Потребность	млрд кВт·ч	853,1	856,4	867,9	876,2	878,5	880,5	885,5
Производство электрической энергии - всего	млрд кВт·ч	853,1	856,4	867,9	876,2	878,5	880,5	885,5
ГЭС	млрд кВт·ч	62,5	65,0	65,0	65,2	65,2	65,2	65,4
АЭС	млрд кВт·ч	217,6	204,9	204,8	191,8	201,5	198,1	202,2
ТЭС	млрд кВт·ч	565,5	577,1	587,2	607,6	599,0	603,1	602,8
ВЭС, СЭС	млрд кВт·ч	7,5	9,4	10,9	11,6	12,8	14,1	15,1
Установленная мощность - всего	МВт	185669,7	185977,4	185919,4	186900,7	187797,7	188805,7	188023,1
ГЭС	МВт	20157,5	20220,0	20348,1	20408,0	20496,2	20590,6	20648,6
АЭС	МВт	29543,0	29543,0	28543,0	27743,0	27743,0	27943,0	26943,0
ТЭС	МВт	131501,4	130994,0	131434,0	132536,8	132727,6	132826,5	132985,9
ВЭС, СЭС	МВт	4467,8	5220,4	5594,3	6212,9	6830,8	7445,5	7445,5
Число часов использования установленной мощности								
АЭС	час/год	7366	6935	7174	6912	7263	7090	7504
ТЭС	час/год	4300	4406	4468	4584	4513	4540	4533
ВЭС, СЭС	час/год	1676	1795	1952	1869	1881	1891	2025

Баланс электрической энергии ОЭС Центра с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии	млрд кВт·ч	256,2	257,6	260,0	262,9	264,7	265,8	268,0
в том числе заряд ГАЭС	млрд кВт·ч	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Экспорт, всего в том числе	млрд кВт·ч							
в Беларусь	млрд кВт·ч							
Импорт	млрд кВт·ч							
Передача электрической энергии в ОЭС Северо-Запада	млрд кВт·ч				1,0	5,0	4,5	4,5
Передача электрической энергии в ОЭС Средней Волги	млрд кВт·ч	1,0						
Получение электрической энергии из ОЭС Северо-Запада	млрд кВт·ч	7,5	9,5	5,5				
Получение электрической энергии из ОЭС Юга	млрд кВт·ч	3,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,2
Получение электрической энергии из ОЭС Средней Волги	млрд кВт·ч				1,5			
Получение электрической энергии из ОЭС Урала	млрд кВт·ч				1,0	1,0	1,0	1,0
Потребность	млрд кВт·ч	246,7	244,1	250,5	257,4	264,7	265,3	267,3
Производство электрической энергии - всего	млрд кВт·ч	246,7	244,1	250,5	257,4	264,7	265,3	267,3
ГЭС	млрд кВт·ч	3,3	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
АЭС	млрд кВт·ч	100,2	90,9	92,3	86,3	102,5	98,4	102,3
ТЭС	млрд кВт·ч	143,2	149,8	154,8	167,7	158,8	163,5	161,6
Установленная мощность - всего	МВт	50733,2	50860,2	50235,2	51555,2	51585,2	51853,2	51749,6
ГЭС	МВт	1820,1	1820,1	1830,1	1830,1	1830,1	1830,1	1830,1
АЭС	МВт	13778,3	13778,3	12778,3	13978,3	13978,3	14178,3	13178,3
ТЭС	МВт	35134,8	35261,8	35626,8	35746,8	35776,8	35844,8	36741,2
Число часов использования установленной мощности								
АЭС	час/год	7272	6597	7225	6174	7335	6943	7765
ТЭС	час/год	4075	4248	4344	4693	4438	4560	4398

Баланс электрической энергии ОЭС Юга с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии	млрд кВт·ч	108,8	110,0	112,3	113,4	114,2	115,0	115,7
в том числе заряд ГАЭС	млрд кВт·ч	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Экспорт, всего в том числе	млрд кВт·ч	1,3	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
в Грузию	млрд кВт·ч	1,1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
в Южную Осетию	млрд кВт·ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2
в Казахстан	млрд кВт·ч	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
в Азербайджан	млрд кВт·ч	0,1						
Импорт, всего в том числе	млрд кВт·ч	0,1						
из Азербайджана	млрд кВт·ч	0,1						
Передача электрической энергии в ОЭС Центра	млрд кВт·ч	3,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,2
Получение электрической энергии из ОЭС Средней Волги	млрд кВт·ч	3,0	2,0	3,0	2,5	2,0	2,0	2,0
Потребность	млрд кВт·ч	110,0	112,7	114,0	115,6	116,8	117,7	118,6
Производство электрической энергии - всего	млрд кВт·ч	110,0	112,7	114,0	115,6	116,8	117,7	118,6
ГЭС	млрд кВт·ч	20,2	21,8	21,8	22,0	22,0	22,0	22,2
АЭС	млрд кВт·ч	32,4	31,1	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5
ТЭС	млрд кВт·ч	51,0	52,6	53,3	54,0	54,2	54,0	53,7
ВЭС, СЭС	млрд кВт·ч	6,4	7,2	8,4	9,1	10,1	11,2	12,2
Установленная мощность - всего	МВт	27739,2	28843,5	29311,0	29967,0	30455,7	31091,3	31141,8
ГЭС	МВт	6376,5	6386,5	6475,1	6512,5	6537,7	6609,6	6660,1
АЭС	МВт	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9
ТЭС	МВт	13986,7	14518,3	14523,3	14523,3	14523,3	14472,3	14472,3
ВЭС, СЭС	МВт	3304,1	3866,8	4240,7	4859,3	5322,8	5937,5	5937,5
Число часов использования установленной мощности								
АЭС	час/год	7945	7645	7500	7500	7500	7500	7500
ТЭС	час/год	3646	3626	3668	3717	3732	3729	3711
ВЭС, СЭС	час/год	1952	1852	1972	1863	1904	1889	2057

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

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии	млрд кВт·ч	112,5	112,9	114,6	115,6	115,7	116,3	117,0
Экспорт в Казахстан	млрд кВт·ч	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Импорт	млрд кВт·ч							
Передача электрической энергии в ОЭС Юга	млрд кВт·ч	3,0	2,0	3,0	2,5	2,0	2,0	2,0
Передача электрической энергии в ОЭС Центра	млрд кВт·ч				1,5			
Получение электрической энергии из ОЭС Центра	млрд кВт·ч	1,0						
Получение электрической энергии из ОЭС Урала	млрд кВт·ч	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Потребность	млрд кВт·ч	114,0	113,9	116,6	118,6	116,7	117,3	118,0
Производство электрической энергии - всего	млрд кВт·ч	114,0	113,9	116,6	118,6	116,7	117,3	118,0
ГЭС	млрд кВт·ч	21,0	21,1	21,1	21,1	21,1	21,1	21,1
АЭС	млрд кВт·ч	35,0	30,2	30,2	30,2	29,6	30,2	30,2
ТЭС	млрд кВт·ч	57,5	61,6	64,0	66,0	64,7	64,7	65,4
ВЭС, СЭС	млрд кВт·ч	0,5	1,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Установленная мощность - всего	МВт	28299,5	27697,0	27717,0	28591,4	28649,4	28656,9	28679,4
ГЭС	МВт	7020,5	7058,0	7058,0	7065,5	7113,5	7121,0	7128,5
АЭС	МВт	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ТЭС	МВт	16705,0	15875,1	15895,1	16762,0	16772,0	16772,0	16787,0
ВЭС, СЭС	МВт	502,0	691,9	691,9	691,9	691,9	691,9	691,9
Число часов использования установленной мощности								
АЭС	час/год	8607	7428	7428	7428	7268	7428	7428
ТЭС	час/год	3442	3882	4026	3937	3860	3857	3894
ВЭС, СЭС	час/год	908	1375	1878	1878	1878	1878	1878

Баланс электрической энергии ОЭС Урала с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии	млрд кВт·ч	264,8	266,0	268,4	269,4	270,4	270,7	271,8
Экспорт в Казахстан	млрд кВт·ч	1,3	1,3	1,3	1,0	1,0	1,0	1,0
Импорт	млрд кВт·ч							
Передача электрической энергии в ОЭС Центра	млрд кВт·ч				1,0	1,0	1,0	1,0
Передача электрической энергии в ОЭС Средней Волги	млрд кВт·ч	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Передача электрической энергии в ОЭС Сибири	млрд кВт·ч	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Потребность	млрд кВт·ч	268,0	269,7	272,1	273,8	274,8	275,1	276,2
Производство электрической энергии - всего	млрд кВт·ч	268,0	269,7	272,1	273,8	274,8	275,1	276,2
ГЭС	млрд кВт·ч	5,2	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
АЭС	млрд кВт·ч	9,4	10,2	10,0	10,5	10,5	10,6	10,7
ТЭС	млрд кВт·ч	252,9	253,3	255,9	257,1	258,0	258,0	259,0
ВЭС, СЭС	млрд кВт·ч	0,5	0,6	0,6	0,6	0,7	0,9	0,9
Установленная мощность - всего	МВт	53867,9	53571,8	53596,8	53722,7	54053,9	54150,8	53398,8
ГЭС	МВт	1913,7	1928,7	1933,7	1948,7	1963,7	1978,7	1978,7
АЭС	МВт	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0
ТЭС	МВт	50013,5	49702,4	49722,4	49833,3	49995,1	50077,0	49325,0
ВЭС, СЭС	МВт	455,7	455,7	455,7	455,7	610,1	610,1	610,1
Число часов использования установленной мощности								
АЭС	час/год	6303	6896	6760	7040	7069	7110	7234
ТЭС	час/год	5057	5096	5146	5159	5160	5154	5251
ВЭС, СЭС	час/год	1145	1290	1290	1290	1217	1470	1470

Баланс электрической энергии ОЭС Сибири с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии	млрд кВт·ч	225,4	233,4	236,9	239,2	240,3	241,1	242,2
Экспорт, всего в том числе	млрд кВт·ч	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
в Казахстан	млрд кВт·ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
в Монголию	млрд кВт·ч	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Импорт, всего в том числе	млрд кВт·ч	1,0	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0
из Монголии	млрд кВт·ч	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
из Казахстана	млрд кВт·ч	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Получение электрической энергии из ОЭС Урала	млрд кВт·ч	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Получение электрической энергии из ОЭС Востока	млрд кВт·ч	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Потребность	млрд кВт·ч	223,0	230,6	234,1	236,5	237,6	238,4	239,5
Производство электрической энергии - всего	млрд кВт·ч	223,0	230,6	234,1	236,5	237,6	238,4	239,5
ГЭС	млрд кВт·ч	113,1	107,7	107,7	107,7	107,7	107,7	107,7
ТЭС	млрд кВт·ч	109,5	122,4	125,6	127,7	128,8	129,6	130,7
ВЭС, СЭС	млрд кВт·ч	0,4	0,5	0,8	1,1	1,1	1,1	1,1
Установленная мощность - всего	МВт	52489,6	52849,3	53180,6	53190,6	53288,5	53323,5	53323,5
ГЭС	МВт	25349,4	25372,3	25395,2	25395,2	25395,2	25395,2	25395,2
ТЭС	МВт	26740,0	26916,8	26971,8	26981,8	27079,7	27114,7	27114,7
ВЭС, СЭС	МВт	400,2	560,2	813,7	813,7	813,7	813,7	813,7
Число часов использования установленной мощности								
ТЭС	час/год	4093	4549	4657	4733	4756	4779	4821
ВЭС, СЭС	час/год	1094	886	1034	1367	1367	1367	1367

Баланс электрической энергии ОЭС Востока с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии	млрд кВт·ч	45,6	50,2	52,7	55,2	56,7	57,0	57,3
Экспорт в Китай	млрд кВт·ч	4,4	3,6	3,6	3,3	3,3	3,3	3,3
Передача электрической энергии в ОЭС Сибири	млрд кВт·ч	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Потребность	млрд кВт·ч	50,6	54,6	57,1	59,4	60,9	61,1	61,4
Производство электрической энергии - всего	млрд кВт·ч	50,6	54,6	54,9	58,9	60,8	61,1	61,4
ГЭС	млрд кВт·ч	16,0	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1
ТЭС	млрд кВт·ч	34,6	37,5	37,8	41,8	43,7	44,0	44,3
Дефицит (-)/Избыток (+)	млрд кВт·ч	–	–	-2,2	-0,5	-0,1	–	–
Установленная мощность- всего	МВт	11338,1	11230,6	11391,0	12011,6	12308,7	11923,7	11923,7
ГЭС	МВт	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	МВт	6720,6	6613,1	6773,5	7394,1	7691,2	7306,2	7306,2
Число часов использования установленной мощности								
ТЭС	час/год	5150	5675	5585	5652	5684	6024	6066

Баланс электрической энергии ОЭС Сибири для маловодного года с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии	млрд кВт·ч	225,4	233,4	236,9	239,2	240,3	241,1	242,2
Экспорт, всего в том числе	млрд кВт·ч	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
в Казахстан	млрд кВт·ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
в Монголию	млрд кВт·ч	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Импорт, всего в том числе	млрд кВт·ч	1,0	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0
из Монголии	млрд кВт·ч	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
из Казахстана	млрд кВт·ч	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Получение электрической энергии из ОЭС Урала	млрд кВт·ч	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Получение электрической энергии из ОЭС Востока	млрд кВт·ч	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Потребность	млрд кВт·ч	223,0	230,6	234,1	236,5	237,6	238,4	239,5
Производство электрической энергии - всего	млрд кВт·ч	223,0	230,6	234,1	236,5	237,6	238,4	239,5
ГЭС	млрд кВт·ч	113,1	95,7	95,7	95,7	95,7	95,7	95,7
ТЭС	млрд кВт·ч	109,5	134,4	137,6	139,7	140,8	141,6	142,7
ВЭС, СЭС	млрд кВт·ч	0,4	0,5	0,8	1,1	1,1	1,1	1,1
Установленная мощность - всего	МВт	52489,6	52849,3	53180,6	53190,6	53288,5	53323,5	53323,5
ГЭС	МВт	25349,4	25372,3	25395,2	25395,2	25395,2	25395,2	25395,2
ТЭС	МВт	26740,0	26916,8	26971,8	26981,8	27079,7	27114,7	27114,7
ВЭС, СЭС	МВт	400,2	560,2	813,7	813,7	813,7	813,7	813,7
Число часов использования установленной мощности								
ТЭС	час/год	4095	4993	5102	5178	5199	5222	5263
ВЭС, СЭС	час/год	1094	886	1034	1367	1367	1367	1367

Баланс электрической энергии ОЭС Востока для маловодного года с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии	млрд кВт·ч	45,6	50,2	52,7	55,2	56,7	57,0	57,3
Экспорт в Китай	млрд кВт·ч	4,4	3,6	3,6	3,3	3,3	3,3	3,3
Передача электрической энергии в ОЭС Сибири	млрд кВт·ч	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Потребность	млрд кВт·ч	50,6	54,6	57,1	59,4	60,9	61,1	61,4
Производство электрической энергии - всего	млрд кВт·ч	50,6	51,8	51,8	55,8	57,6	59,9	60,6
ГЭС	млрд кВт·ч	16,0	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9
ТЭС	млрд кВт·ч	34,6	37,9	37,9	41,9	43,7	46,0	46,7
Дефицит (-)/Избыток (+)	млрд кВт·ч	-	-2,8	-5,3	-3,6	-3,3	-1,2	-0,8
Установленная мощность- всего	МВт	11338,1	11230,6	11391,0	12011,6	12308,7	11923,7	11923,7
ГЭС	МВт	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	МВт	6720,6	6613,1	6773,5	7394,1	7691,2	7306,2	7306,2
Число часов использования установленной мощности								
ТЭС	час/год	5150	5735	5585	5652	5684	6291	6388

Приложение № 8
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы России на 2022-2028 годы,
утвержденным приказом Минэнерго России
от «28» февраля 2022 г. № 146

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации на 2022 – 2028 годы

млрд кВт·ч

ОЭС Северо-Запада	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Потребление электрической энергии ОЭС	97,5	98,9	99,1	101,5	103,7	104,0	104,3	104,6
Покрытие	115,4	114,3	115,9	114,7	110,8	105,3	105,0	105,3
в том числе:								
АЭС	40,2	40,7	42,4	41,6	34,2	28,3	28,3	28,3
ГЭС	13,6	12,8	13,0	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1
ТЭС	61,6	60,7	59,8	59,3	62,8	63,2	62,9	63,2
ВЭС, СЭС	0,01	0,1	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Сальдо перетоков электрической энергии*	-17,9	-15,4	-16,8	-13,2	-7,1	-1,3	-0,7	-0,7
ЭС Архангельской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	7,5	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
Покрытие (производство электрической энергии)	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
ЭС Калининградской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	4,7	4,7	4,6	4,7	4,7	4,8	4,8	4,9
Покрытие (производство электрической энергии)	6,6	7,1	7,1	7,1	6,5	4,8	4,8	4,9
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
ТЭС	6,5	7,0	7,0	7,1	6,5	4,8	4,8	4,8
ВЭС, СЭС	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Сальдо перетоков электрической энергии*	-1,9	-2,4	-2,5	-2,4	-1,8	0,0	0,0	0,0
ЭС Республики Карелия								
Потребность (потребление электрической энергии)	8,3	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
Покрытие (производство электрической энергии)	5,2	5,1	5,1	5,1	5,3	5,4	5,4	5,4
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	3,1	3,0	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
ТЭС	2,1	2,1	2,0	2,0	2,2	2,3	2,2	2,3
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	3,1	3,3	3,3	3,3	3,1	3,0	3,0	3,0

ОЭС Северо-Запада	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ЭС Мурманской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	12,0	12,8	12,8	12,8	13,6	13,7	13,7	13,7
Покрытие (производство электрической энергии)	16,6	17,2	18,1	18,1	18,2	18,3	18,3	18,3
в том числе:								
АЭС	9,3	10,1	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
ГЭС	6,8	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
ТЭС	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,5	0,6
ВЭС, СЭС	0	0,1	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Сальдо перетоков электрической энергии*	-4,6	-4,4	-5,3	-5,3	-4,6	-4,6	-4,6	-4,6
ЭС Республики Коми								
Потребность (потребление электрической энергии)	9,0	9,2	9,2	9,2	9,2	9,3	9,3	9,4
Покрытие (производство электрической энергии)	10,1	10,4	10,4	10,4	10,4	10,5	10,5	10,6
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	10,1	10,4	10,4	10,4	10,4	10,5	10,5	10,6
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-1,1	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2
ЭС г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	49,1	49,1	49,2	51,5	52,9	52,9	53,1	53,2
Покрытие (производство электрической энергии)	68,3	65,9	66,5	65,2	61,6	57,5	57,4	57,5
в том числе:								
АЭС	30,9	30,6	31,9	31,1	23,7	17,8	17,8	17,8
ГЭС	3,6	3,2	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
ТЭС	33,8	32,1	31,2	30,6	34,5	36,3	36,1	36,3
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-19,2	-16,8	-17,3	-13,7	-8,7	-4,6	-4,3	-4,3
ЭС Новгородской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	4,6	4,8	4,9	4,9	4,9	4,9	5,0	5,0
Покрытие (производство электрической энергии)	2,0	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,0	2,1
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2,0	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,0	2,1
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	2,6	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8	3,0	2,9
ЭС Псковской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Покрытие (производство электрической энергии)	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
ТЭС	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	2,2	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2

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

ОЭС Центра	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Потребление электрической энергии ОЭС	256,3	256,2	257,6	260,0	262,9	264,7	265,8	268,0
Покрытие	255,6	246,7	244,1	250,5	257,4	264,7	265,3	267,3
в том числе:								
АЭС	109,4	100,2	90,9	92,3	86,3	102,5	98,4	102,3
ГЭС	1,9	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
ГАЭС	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
ТЭС	142,4	143,2	149,8	154,8	167,7	158,8	163,5	161,6
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,7	9,5	13,5	9,5	5,5	0,0	0,5	0,7
ЭС Белгородской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	16,3	16,5	16,8	16,8	17,2	17,2	17,2	17,3
Покрытие (производство электрической энергии)	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0	0,9	1,0	0,9
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0	0,9	1,0	0,9
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	15,5	15,7	15,9	15,9	16,2	16,3	16,2	16,4
ЭС Брянской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	4,3	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
Покрытие (производство электрической энергии)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	4,2	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
ЭС Владимирской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	7,2	7,1	7,1	7,1	7,2	7,2	7,2	7,3
Покрытие (производство электрической энергии)	2,5	2,2	2,4	2,4	2,9	2,5	2,6	2,5
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2,5	2,2	2,4	2,4	2,9	2,5	2,6	2,5
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	4,7	4,9	4,7	4,7	4,3	4,7	4,6	4,8
ЭС Вологодской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	14,8	14,6	14,6	14,6	14,8	14,8	14,9	14,9
Покрытие (производство электрической энергии)	8,2	10,0	10,6	10,6	11,0	10,6	10,9	10,8
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
ТЭС	8,1	9,9	10,5	10,5	10,9	10,5	10,8	10,7
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	6,6	4,6	4,0	4,0	3,8	4,2	4,0	4,1

ОЭС Центра	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ЭС Воронежской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	12,6	12,6	12,6	12,7	12,7	12,7	12,7	12,8
Покрытие (производство электрической энергии)	29,5	29,3	31,0	30,4	31,1	31,0	31,0	31,0
в том числе:								
АЭС	27,0	26,5	28,3	27,8	28,3	28,3	28,3	28,3
ГЭС								
ТЭС	2,6	2,8	2,6	2,6	2,8	2,6	2,7	2,7
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-16,9	-16,7	-18,4	-17,7	-18,4	-18,3	-18,3	-18,2
ЭС Ивановской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,6	3,6	3,6
Покрытие (производство электрической энергии)	2,0	1,7	1,7	3,0	3,6	3,3	3,4	3,3
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2,0	1,7	1,7	3,0	3,6	3,3	3,4	3,3
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,5	1,8	1,8	0,5	-0,1	0,3	0,2	0,3
ЭС Калужской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	7,5	7,6	7,7	7,8	7,7	7,9	9,0	9,0
Покрытие (производство электрической энергии)	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	7,2	7,3	7,4	7,5	7,4	7,6	8,7	8,7
ЭС Костромской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
Покрытие (производство электрической энергии)	15,7	14,4	16,1	16,3	20,2	17,3	18,5	17,8
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	15,7	14,4	16,1	16,3	20,2	17,3	18,5	17,8
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-12,0	-10,7	-12,4	-12,6	-16,5	-13,6	-14,8	-14,1
ЭС Курской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	9,0	8,9	9,1	9,1	9,3	9,8	9,7	10,0
Покрытие (производство электрической энергии)	26,4	21,0	17,2	16,1	11,8	25,2	22,4	33,9
в том числе:								
АЭС	25,2	19,8	16,0	14,9	10,5	24,0	21,1	32,7
ГЭС								
ТЭС	1,3	1,2	1,2	1,2	1,3	1,2	1,3	1,2
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-17,4	-12,1	-8,1	-7,0	-2,5	-15,4	-12,7	-23,9

ОЭС Центра	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ЭС Липецкой области								
Потребность (потребление электрической энергии)	13,9	13,4	13,5	13,8	14,0	14,2	14,2	14,9
Покрытие (производство электрической энергии)	5,8	5,7	7,0	8,5	8,9	8,5	8,6	8,6
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	5,8	5,7	7,0	8,5	8,9	8,5	8,6	8,6
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	8,1	7,7	6,5	5,3	5,1	5,7	5,6	6,3
ЭС г. Москвы и Московской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	115,5	115,8	116,4	117,7	119,1	119,7	120,1	120,9
Покрытие (производство электрической энергии)	74,7	75,8	76,4	77,8	79,1	79,7	80,2	81,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
ГАЭС	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
ТЭС	72,7	73,8	74,3	75,7	77,1	77,6	78,1	78,9
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	40,8	40,0	40,0	39,9	40,0	40,0	39,9	39,9
ЭС Орловской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	2,8	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
Покрытие (производство электрической энергии)	1,3	1,3	1,4	1,4	1,7	1,4	1,5	1,5
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
ТЭС	1,3	1,2	1,4	1,4	1,7	1,4	1,5	1,5
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,5	1,7	1,6	1,7	1,4	1,7	1,6	1,6
ЭС Рязанской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	6,8	6,8	6,8	6,9	7,0	7,2	7,2	7,2
Покрытие (производство электрической энергии)	6,2	6,0	6,5	6,6	7,9	6,7	7,2	6,8
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	6,2	6,0	6,5	6,6	7,9	6,7	7,2	6,8
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,6	0,8	0,3	0,3	-0,9	0,5	0,0	0,4
ЭС Смоленской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	6,7	6,7	6,5	6,6	6,6	6,6	6,0	6,0
Покрытие (производство электрической энергии)	26,1	25,5	19,8	23,0	21,5	23,7	22,7	14,8
в том числе:								
АЭС	22,9	22,5	16,5	19,6	17,5	20,2	19,0	11,3
ГЭС								
ТЭС	3,2	3,0	3,2	3,3	4,0	3,5	3,7	3,5
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-19,4	-18,8	-13,3	-16,4	-14,9	-17,1	-16,7	-8,8

ОЭС Центра	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ЭС Тамбовской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	3,5	3,5	3,5	3,6	3,7	3,7	3,7	3,7
Покрытие (производство электрической энергии)	0,8	1,0	1,1	1,1	1,4	1,2	1,2	1,2
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0,8	1,0	1,1	1,1	1,4	1,2	1,2	1,2
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	2,7	2,5	2,4	2,5	2,3	2,5	2,5	2,5
ЭС Тверской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	8,8	8,6	8,7	8,8	8,7	8,6	8,6	8,7
Покрытие (производство электрической энергии)	42,8	39,7	39,3	39,5	41,6	39,8	40,5	40,0
в том числе:								
АЭС	34,3	31,3	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
ГЭС	0,004	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
ТЭС	8,5	8,4	9,3	9,5	11,6	9,8	10,5	10,0
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-34,0	-31,1	-30,6	-30,7	-32,9	-31,2	-31,9	-31,3
ЭС Тульской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	10,8	11,2	11,3	11,4	11,8	11,9	12,0	12,0
Покрытие (производство электрической энергии)	5,3	5,4	5,6	5,6	6,1	5,7	6,0	5,7
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	5,3	5,4	5,6	5,6	6,1	5,7	6,0	5,7
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	5,5	5,8	5,7	5,8	5,7	6,2	6,0	6,3
ЭС Ярославской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	8,6	8,3	8,4	8,4	8,4	8,4	8,5	8,5
Покрытие (производство электрической энергии)	7,0	6,5	6,8	6,8	7,4	6,8	7,2	7,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1,6	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
ТЭС	5,4	5,4	5,6	5,6	6,2	5,7	6,0	5,8
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,6	1,8	1,6	1,6	1,0	1,6	1,3	1,5

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

ОЭС Средней Волги	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Потребление электрической энергии ОЭС	111,4	112,5	112,9	114,6	115,6	115,7	116,3	117,0
Покрытие	110,9	114,0	113,9	116,6	118,6	116,7	117,3	118,0
в том числе:								
АЭС	33,1	35,0	30,2	30,2	30,2	29,6	30,2	30,2
ГЭС	20,5	21,0	21,1	21,1	21,1	21,1	21,1	21,1
ТЭС	56,9	57,5	61,6	64,0	66,0	64,7	64,7	65,4
ВЭС, СЭС	0,4	0,5	1,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,5	-1,5	-1,0	-2,0	-3,0	-1,0	-1,0	-1,0
ЭС Республики Марий Эл								
Потребность (потребление электрической энергии)	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
Покрытие (производство электрической энергии)	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,8	1,9	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9
ЭС Республики Мордовия								
Потребность (потребление электрической энергии)	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,5	3,5
Покрытие (производство электрической энергии)	1,5	1,6	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1,5	1,6	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,9	1,8	1,7	1,7	1,7	1,8	1,9	1,9
ЭС Нижегородской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	20,8	20,9	21,0	21,6	21,6	21,6	21,6	21,7
Покрытие (производство электрической энергии)	10,9	9,2	9,9	10,1	10,1	9,5	9,5	9,6
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1,8	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
ТЭС	9,1	7,7	8,4	8,6	8,6	8,0	8,0	8,1
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	9,9	11,7	11,1	11,5	11,5	12,1	12,1	12,1
ЭС Пензенской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	4,8	4,9	4,9	5,0	5,0	5,0	5,0	5,1
Покрытие (производство электрической энергии)	1,1	1,3	1,4	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1,1	1,3	1,4	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	3,7	3,6	3,5	3,5	3,5	3,6	3,6	3,7

ОЭС Средней Волги	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ЭС Самарской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	23,6	23,3	23,5	23,8	24,3	24,4	24,4	24,5
Покрытие (производство электрической энергии)	20,5	20,5	22,2	22,7	22,6	21,6	21,6	21,7
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	9,8	10,0	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3
ТЭС	10,6	10,3	11,3	11,8	11,7	10,7	10,7	10,8
ВЭС, СЭС	0,1	0,1	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Сальдо перетоков электрической энергии*	3,1	2,8	1,3	1,1	1,7	2,8	2,8	2,8
ЭС Саратовской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	13,2	13,3	13,3	13,5	13,6	13,4	13,7	13,7
Покрытие (производство электрической энергии)	42,2	43,7	39,2	39,7	39,6	38,7	39,3	39,5
в том числе:								
АЭС	33,0	34,8	30,0	30,0	30,0	29,4	30,0	30,0
ГЭС	5,3	5,6	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
ТЭС	3,8	3,3	3,6	3,7	3,6	3,4	3,4	3,6
ВЭС, СЭС	0,1	0,1	0,2	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Сальдо перетоков электрической энергии*	-29,0	-30,4	-25,9	-26,2	-26,0	-25,3	-25,6	-25,8
ЭС Республики Татарстан								
Потребность (потребление электрической энергии)	31,9	32,9	33,0	33,4	33,7	33,9	34,2	34,5
Покрытие (производство электрической энергии)	26,9	29,9	30,9	32,0	34,5	35,9	35,9	36,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1,6	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
ТЭС	25,3	28,2	29,2	30,2	32,7	34,1	34,1	34,3
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	5,0	3,0	2,1	1,4	-0,8	-2,0	-1,7	-1,5
ЭС Ульяновской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	5,6	5,7	5,8	5,9	5,9	5,9	5,8	5,9
Покрытие (производство электрической энергии)	2,5	2,7	3,0	3,2	3,1	2,9	2,9	2,9
в том числе:								
АЭС	0,1	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
ГЭС								
ТЭС	2,2	2,2	2,6	2,7	2,6	2,4	2,4	2,4
ВЭС, СЭС	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Сальдо перетоков электрической энергии*	3,1	3,0	2,8	2,7	2,8	3,0	2,9	3,0
ЭС Чувашской Республики								
Потребность (потребление электрической энергии)	5,3	5,3	5,2	5,2	5,3	5,3	5,3	5,3
Покрытие (производство электрической энергии)	4,4	4,3	4,6	4,8	4,7	4,4	4,3	4,4
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
ТЭС	2,3	2,2	2,5	2,7	2,6	2,3	2,2	2,3
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,9	1,0	0,6	0,4	0,6	0,9	1,0	0,9

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

ОЭС Юга	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Потребление электрической энергии ОЭС	108,3	108,8	110,0	112,3	113,4	114,2	115,0	115,7
Покрытие	110,2	110,0	112,7	114,0	115,6	116,8	117,7	118,6
в том числе:								
АЭС	31,7	32,4	31,1	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5
ГЭС	20,0	19,9	21,7	21,7	21,9	21,9	21,9	22,1
ГАЭС	0,1	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
ТЭС	53,8	51,0	52,6	53,3	54,0	54,2	54,0	53,7
ВЭС, СЭС	4,5	6,4	7,2	8,4	9,1	10,1	11,2	12,2
Сальдо перетоков электрической энергии*	-1,9	-1,2	-2,7	-1,7	-2,2	-2,6	-2,7	-2,9
ЭС Астраханской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	4,2	4,4	4,4	4,4	4,4	4,6	4,6	4,6
Покрытие (производство электрической энергии)	4,1	5,0	4,8	4,8	4,8	4,9	5,3	5,4
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	3,5	3,7	3,8	3,6	3,7	3,7	3,7	3,6
ВЭС, СЭС	0,6	1,3	1,1	1,2	1,2	1,2	1,6	1,8
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,1	-0,6	-0,4	-0,4	-0,4	-0,3	-0,7	-0,8
ЭС Волгоградской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	16,6	16,7	16,7	16,9	17,0	17,1	17,2	17,2
Покрытие (производство электрической энергии)	16,0	16,2	16,6	16,9	17,0	17,9	18,5	19,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	11,4	11,4	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7
ТЭС	4,4	4,4	4,5	4,2	4,3	4,3	4,4	4,2
ВЭС, СЭС	0,2	0,4	0,4	1,0	1,1	2,0	2,5	3,1
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,6	0,5	0,1	0,0	0,0	-0,8	-1,3	-1,8
ЭС Чеченской Республики								
Потребность (потребление электрической энергии)	3,4	3,3	3,3	3,4	3,4	3,4	3,4	3,5
Покрытие (производство электрической энергии)	1,4	1,4	1,5	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,01	0,01	0,01	0,01	0,05	0,05	0,05	0,2
ТЭС	1,4	1,4	1,5	1,3	1,4	1,4	1,4	1,3
ВЭС, СЭС				0,02	0,04	0,04	0,04	0,04
Сальдо перетоков электрической энергии*	2,0	1,9	1,8	2,0	1,9	1,9	1,9	2,0
ЭС Республики Дагестан								
Потребность (потребление электрической энергии)	7,7	7,8	7,9	8,1	8,1	8,2	8,3	8,4
Покрытие (производство электрической энергии)	4,8	4,9	5,2	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	4,8	4,9	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
ТЭС	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
ВЭС, СЭС	0,001	0,01	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
Сальдо перетоков электрической энергии*	2,9	2,9	2,7	2,7	2,7	2,8	2,9	3,0

ОЭС Юга	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ЭС Республики Ингушетия								
Потребность (потребление электрической энергии)	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2
Покрытие (производство электрической энергии)	0	0	0	0	0	0	0	0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС								
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2
ЭС Кабардино-Балкарской Республики								
Потребность (потребление электрической энергии)	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Покрытие (производство электрической энергии)	0,6	0,4	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,6	0,4	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9
ТЭС	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,2	1,4	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,0
ЭС Республики Калмыкия								
Потребность (потребление электрической энергии)	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Покрытие (производство электрической энергии)	0,8	1,1	1,0	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
ВЭС, СЭС	0,7	1,0	0,9	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1
Сальдо перетоков электрической энергии*	0	-0,3	-0,1	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
ЭС Карачаево-Черкесской Республики								
Потребность (потребление электрической энергии)	1,4	1,5	1,6	1,5	1,6	1,6	1,6	1,6
Покрытие (производство электрической энергии)	0,6	0,7	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,4	0,2	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
ГАЭС	0,1	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
ТЭС	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,8	0,8	0,8	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7
ЭС Республики Адыгея и Краснодарского края								
Потребность (потребление электрической энергии)	30,0	30,0	30,5	31,5	31,9	32,2	32,4	32,6
Покрытие (производство электрической энергии)	11,2	11,3	12,4	15,0	15,3	15,3	15,6	15,1
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
ТЭС	10,4	10,6	11,6	14,3	14,5	14,5	14,7	14,0
ВЭС, СЭС	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,7
Сальдо перетоков электрической энергии*	18,8	18,7	18,1	16,5	16,6	16,9	16,8	17,5

ОЭС Юга	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ЭС Республики Крым и г. Севастополя								
Потребность (потребление электрической энергии)	8,8	8,8	8,9	9,1	9,3	9,4	9,5	9,6
Покрытие (производство электрической энергии)	7,4	7,5	7,5	7,5	7,6	7,6	7,6	7,7
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	6,9	7,0	7,0	7,0	7,1	7,1	7,1	7,2
ВЭС, СЭС	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,4	1,3	1,4	1,6	1,7	1,8	1,9	1,9
ЭС Ростовской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	19,9	19,9	20,1	20,6	20,8	20,8	21,0	21,1
Покрытие (производство электрической энергии)	44,3	45,1	44,3	43,0	43,5	43,7	42,9	44,3
в том числе:								
АЭС	31,7	32,4	31,1	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5
ГЭС	0,3	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
ТЭС	10,9	10,5	10,8	9,9	10,1	10,1	9,4	10,8
ВЭС, СЭС	1,4	1,7	1,8	1,9	2,2	2,4	2,4	2,4
Сальдо перетоков электрической энергии*	-24,4	-25,2	-24,2	-22,4	-22,7	-22,9	-21,9	-23,2
ЭС Республики Северная Осетия-Алания								
Потребность (потребление электрической энергии)	1,8	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9
Покрытие (производство электрической энергии)	0,8	0,6	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,8	0,6	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
ТЭС								
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,0	1,2	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8
ЭС Ставропольского края								
Потребность (потребление электрической энергии)	11,0	11,0	11,0	11,1	11,1	11,1	11,2	11,2
Покрытие (производство электрической энергии)	18,2	15,6	16,7	16,2	16,5	16,5	16,7	16,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1,3	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
ГАЭС	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
ТЭС	16,0	13,0	13,2	12,5	12,7	12,7	12,8	12,2
ВЭС, СЭС	0,9	1,2	2,0	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3
Сальдо перетоков электрической энергии*	-7,2	-4,6	-5,7	-5,1	-5,4	-5,4	-5,5	-4,8

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

ОЭС Урала	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Потребление электрической энергии ОЭС	256,7	264,8	266,0	268,4	269,4	270,4	270,7	271,8
Покрытие	259,7	268,0	269,7	272,1	273,8	274,8	275,1	276,2
в том числе:								
АЭС	7,8	9,4	10,2	10,0	10,5	10,5	10,6	10,7
ГЭС	4,6	5,2	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
ТЭС	246,7	252,9	253,3	255,9	257,1	258,0	258,0	259,0
ВЭС, СЭС	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,7	0,9	0,9
Сальдо перетоков электрической энергии*	-3,0	-3,2	-3,7	-3,7	-4,4	-4,4	-4,4	-4,4
ЭС Республики Башкортостан								
Потребность (потребление электрической энергии)	26,5	27,8	27,9	28,2	28,4	28,5	28,6	28,7
Покрытие (производство электрической энергии)	26,7	27,3	27,8	28,5	28,9	29,1	29,0	29,6
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
ТЭС	26,0	26,4	27,0	27,6	28,0	28,2	28,1	28,7
ВЭС, СЭС	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Сальдо перетоков электрической энергии*	-0,2	0,5	0,1	-0,3	-0,5	-0,6	-0,4	-0,9
ЭС Кировской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	7,3	7,3	7,3	7,3	7,5	7,5	7,5	7,6
Покрытие (производство электрической энергии)	4,5	4,4	4,4	4,5	4,5	4,5	4,5	4,6
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	4,5	4,4	4,4	4,5	4,5	4,5	4,5	4,6
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	2,8	2,9	2,9	2,8	3,0	3,0	3,0	3,0
ЭС Курганской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	4,4	4,5	4,4	4,5	4,5	4,6	4,6	4,6
Покрытие (производство электрической энергии)	3,1	3,1	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,3
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	3,1	3,1	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,3
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,3	1,4	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4	1,3
ЭС Оренбургской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	16,0	15,8	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	16,0
Покрытие (производство электрической энергии)	11,9	12,3	12,3	12,6	12,8	12,9	13,1	13,5
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,04	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
ТЭС	11,5	11,8	11,8	12,0	12,2	12,2	12,3	12,6
ВЭС, СЭС	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,6	0,8	0,8
Сальдо перетоков электрической энергии*	4,1	3,5	3,6	3,3	3,1	3,0	2,8	2,5

ОЭС Урала	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ЭС Пермского края								
Потребность (потребление электрической энергии)	23,3	24,3	24,5	24,8	25,1	25,1	25,1	25,2
Покрытие (производство электрической энергии)	26,5	27,5	28,2	28,6	28,8	28,8	28,8	29,3
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	4,0	4,3	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
ТЭС	22,5	23,2	23,4	23,8	24,0	24,1	24,0	24,5
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-3,2	-3,2	-3,7	-3,8	-3,7	-3,7	-3,7	-4,1
ЭС Свердловской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	43,0	43,8	43,9	44,1	44,2	44,3	44,3	44,5
Покрытие (производство электрической энергии)	56,7	60,0	61,8	62,4	63,2	63,4	63,5	64,2
в том числе:								
АЭС	7,8	9,4	10,2	10,0	10,5	10,5	10,6	10,7
ГЭС	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
ТЭС	48,9	50,7	51,6	52,3	52,7	52,9	52,9	53,5
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-13,7	-16,2	-17,9	-18,3	-19,0	-19,1	-19,2	-19,7
ЭС Тюменской области, ЯНАО, ХМАО								
Потребность (потребление электрической энергии)	89,9	93,0	93,7	94,8	95,1	95,7	95,8	96,0
Покрытие (производство электрической энергии)	98,5	100,0	98,1	98,2	98,2	98,3	98,4	98,5
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	98,5	100,0	98,1	98,2	98,2	98,3	98,4	98,5
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-8,6	-7,0	-4,4	-3,4	-3,1	-2,6	-2,6	-2,5
ЭС Удмуртской Республики								
Потребность (потребление электрической энергии)	9,5	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,7	9,7
Покрытие (производство электрической энергии)	3,7	3,7	3,9	3,9	3,9	4,0	4,0	4,1
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	3,7	3,7	3,9	3,9	3,9	4,0	4,0	4,1
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	5,8	5,9	5,7	5,7	5,7	5,6	5,7	5,6
ЭС Челябинской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	36,8	38,7	38,8	39,2	39,1	39,2	39,2	39,5
Покрытие (производство электрической энергии)	28,0	29,7	30,0	30,3	30,4	30,5	30,6	29,2
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	28,0	29,7	30,0	30,3	30,4	30,5	30,6	29,2
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	8,8	9,0	8,8	8,9	8,7	8,7	8,6	10,3

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

ОЭС Сибири	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Потребление электрической энергии ОЭС	217,3	225,4	233,4	236,9	239,2	240,3	241,1	242,2
Покрытие	215,9	223,0	230,6	234,1	236,5	237,6	238,4	239,5
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	127,8	113,1	107,7	107,7	107,7	107,7	107,7	107,7
ТЭС	87,7	109,5	122,4	125,6	127,7	128,8	129,6	130,7
ВЭС, СЭС	0,4	0,4	0,5	0,8	1,1	1,1	1,1	1,1
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,4	2,4	2,8	2,8	2,7	2,7	2,7	2,7
ЭС Республики Алтай и Алтайского края								
Потребность (потребление электрической энергии)	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8
Покрытие (производство электрической энергии)	6,0	6,1	6,9	7,0	7,1	7,1	7,1	7,2
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	5,8	6,0	6,7	6,9	6,9	7,0	7,0	7,0
ВЭС, СЭС	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Сальдо перетоков электрической энергии*	4,8	4,7	3,9	3,8	3,7	3,7	3,7	3,6
ЭС Республики Бурятия								
Потребность (потребление электрической энергии)	5,6	6,2	7,3	7,3	7,3	7,4	7,4	7,4
Покрытие (производство электрической энергии)	4,6	7,1	7,8	8,3	8,4	8,5	8,6	8,7
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	4,5	7,0	7,7	8,0	8,1	8,2	8,3	8,4
ВЭС, СЭС	0,1	0,1	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,0	-0,9	-0,5	-1,0	-1,1	-1,1	-1,2	-1,3
ЭС Иркутской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	59,3	63,3	65,5	66,5	67,7	68,4	69,2	69,4
Покрытие (производство электрической энергии)	65,0	63,9	63,0	63,4	63,7	63,8	63,8	64,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	53,4	50,1	46,3	46,3	46,3	46,3	46,3	46,3
ТЭС	11,6	13,8	16,6	17,1	17,4	17,5	17,5	17,7
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-5,7	-0,6	2,5	3,1	4,0	4,6	5,4	5,4

ОЭС Сибири	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ЭС Красноярского края								
Потребность (потребление электрической энергии)	47,8	49,4	51,1	52,0	52,8	52,8	52,7	53,0
Покрытие (производство электрической энергии)	59,4	68,1	70,1	70,8	71,8	72,3	72,5	72,9
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	41,9	37,6	36,1	36,1	36,1	36,1	36,1	36,1
ТЭС	17,4	30,5	33,9	34,7	35,7	36,2	36,4	36,7
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-11,6	-18,7	-19,0	-18,8	-19,0	-19,5	-19,8	-19,9
ЭС Кемеровской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	31,8	32,5	33,6	33,9	33,9	34,0	34,0	34,4
Покрытие (производство электрической энергии)	18,6	22,7	25,1	25,7	25,9	26,0	26,2	26,4
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	18,6	22,7	25,1	25,7	25,9	26,0	26,2	26,4
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	13,2	9,8	8,5	8,2	8,0	8,0	7,8	8,0
ЭС Новосибирской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	17,1	17,2	17,7	17,7	17,8	17,8	17,9	17,9
Покрытие (производство электрической энергии)	12,8	12,6	13,7	14,1	14,3	14,5	14,8	14,9
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	2,0	1,9	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
ТЭС	10,8	10,7	12,1	12,4	12,6	12,9	13,1	13,2
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	4,3	4,6	4,0	3,6	3,5	3,3	3,1	3,0
ЭС Омской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	11,0	11,4	11,3	11,5	11,5	11,6	11,6	11,6
Покрытие (производство электрической энергии)	6,1	6,1	6,8	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	6,1	6,0	6,7	6,9	7,0	6,9	6,9	7,0
ВЭС, СЭС	0,03	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Сальдо перетоков электрической энергии*	4,9	5,3	4,5	4,5	4,5	4,6	4,6	4,6
ЭС Республики Тыва								
Потребность (потребление электрической энергии)	0,8	0,9	1,1	2,0	2,0	2,1	2,1	2,1
Покрытие (производство электрической энергии)	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	0,8	0,9	1,1	2,0	2,0	2,1	2,1	2,1

ОЭС Сибири	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ЭС Томской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	8,1	7,9	7,8	7,9	8,0	8,0	8,0	8,1
Покрытие (производство электрической энергии)	3,5	3,2	3,3	3,4	3,4	3,4	3,4	3,5
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	3,5	3,2	3,3	3,4	3,4	3,4	3,4	3,5
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	4,6	4,7	4,5	4,5	4,6	4,6	4,6	4,6
ЭС Республики Хакасия								
Потребность (потребление электрической энергии)	16,8	16,8	17,0	16,9	16,9	16,9	16,9	17,0
Покрытие (производство электрической энергии)	32,6	25,7	25,9	26,0	26,0	26,1	26,1	26,1
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	30,5	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6
ТЭС	2,1	2,1	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5	2,5
ВЭС, СЭС	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Сальдо перетоков электрической энергии*	-15,8	-8,9	-8,9	-9,1	-9,1	-9,2	-9,2	-9,1
ЭС Забайкальского края								
Потребность (потребление электрической энергии)	8,2	9,0	10,2	10,4	10,5	10,5	10,5	10,5
Покрытие (производство электрической энергии)	7,2	7,5	8,1	8,4	8,8	8,8	8,8	8,9
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	7,2	7,4	7,9	8,1	8,2	8,2	8,2	8,3
ВЭС, СЭС	0,04	0,1	0,1	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6
Сальдо перетоков электрической энергии*	1,0	1,5	2,1	2,0	1,7	1,7	1,7	1,6

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

ОЭС Востока	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Потребление электрической энергии ОЭС	42,9	45,6	50,2	52,7	55,2	56,7	57,0	57,3
Покрытие	46,9	50,6	54,6	54,9	58,9	60,8	61,1	61,4
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	19,2	16,0	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1
ТЭС	27,7	34,6	37,5	37,8	41,8	43,7	44,0	44,3
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-4,0	-5,0	-4,4	-2,2	-3,7	-4,1	-4,1	-4,1
ЭС Амурской области								
Потребность (потребление электрической энергии)	9,6	10,7	11,7	12,4	14,0	15,0	15,0	15,1
Покрытие (производство электрической энергии)	19,0	16,8	18,4	18,6	18,6	18,8	18,6	18,6
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	16,4	13,0	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1
ТЭС	2,6	3,7	4,2	4,5	4,5	4,7	4,4	4,5
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-9,4	-6,1	-6,7	-6,2	-4,6	-3,8	-3,6	-3,5
ЭС Хабаровского края и ЕАО								
Потребность (потребление электрической энергии)	11,1	11,9	14,3	15,5	15,5	15,7	15,8	15,9
Покрытие (производство электрической энергии)	8,4	11,8	13,0	13,0	12,4	12,6	11,9	11,9
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	8,4	11,8	13,0	13,0	12,4	12,6	11,9	11,9
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	2,7	0,1	1,3	2,5	3,1	3,1	3,9	4,0
ЭС Приморского края								
Потребность (потребление электрической энергии)	14,1	14,5	15,4	15,7	16,5	16,6	16,8	16,9
Покрытие (производство электрической энергии)	11,3	13,0	14,0	14,0	16,9	17,6	19,0	19,1
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	11,3	13,0	14,0	14,0	16,9	17,6	19,0	19,1
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	2,8	1,5	1,4	1,7	-0,4	-1,0	-2,2	-2,2
ЭС Республики Саха (Якутия)								
Потребность (потребление электрической энергии)	8,1	8,5	8,8	9,1	9,2	9,4	9,4	9,4
Покрытие (производство электрической энергии)	8,3	9,1	9,3	9,3	10,9	11,9	11,7	11,8
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	2,9	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
ТЭС	5,4	6,1	6,3	6,4	7,9	8,9	8,7	8,8
ВЭС, СЭС								
Сальдо перетоков электрической энергии*	-0,2	-0,6	-0,5	-0,2	-1,7	-2,5	-2,3	-2,4

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

Приложение № 9
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы России на 2022-2028 годы,
утвержденным приказом Минэнерго России
от «28» февраля 2022 г. № 146

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 В 2022 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	Периоды																					Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта	
					2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.						
					ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА				Мвар
330 кВ																													
1	Реконструкция ПС 330 кВ Мончегорск и ПС 330 кВ Выходной для строительства заходов существующих ВЛ 330 кВ Мончегорск – Оленегорск и ВЛ 330 кВ Выходной – Оленегорск на ПС 330 кВ Мончегорск и ПС 330 кВ Выходной по проектной схеме, реконструкция ВЛ 330 кВ Выходной – Мончегорск со строительством участка ВЛ 330 кВ ориентировочной протяженностью 4,2 км (1х4,2 км)	Мурманской области	2023	4,2 км																					4,2	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Мурманской области

	2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 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>	0,0	0,0	0,0	4,2	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,2	0,0	0,0
<i>по 330 кВ</i>	0,0	0,0	0,0	4,2	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,2	0,0	0,0

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 В 2022 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС ЦЕНТРА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	Годы																								Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта									
					2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			км	МВА	Мвар												
					ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА							Мвар								
330 кВ																																								
1	Строительство ПП 330 кВ Мирный (Суджа) с заходами ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Суджа Северная и строительство ВЛ 330 кВ от ПС 330 кВ Белгород до ПП 330 кВ Мирный (Суджа) ориентировочной протяженностью 145 км (1х145 км)	Белгородской области	2024	145 км																																145	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Белгородской области
220 кВ																																								
2	Строительство КЛ 220 кВ Бутырки – Белорусская № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 12,6 км (2х6,3 км)	г. Москвы и Московской области	2022	2х6,3 км	12,6																															12,6	0	0	ПАО "Россети Московский регион"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей г. Москвы и Московской области

	2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 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>	12,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	145,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	157,6	0,0	0,0
<i>по 330 кВ</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	145,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	145,0	0,0	0,0
<i>по 220 кВ</i>	12,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12,6	0,0	0,0

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 В 2022 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС ЮГА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Год																		Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта						
					2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.						2028 г.					
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар				км	МВА	Мвар			
500 кВ																															
1	Реконструкция ПС 500 кВ Тихорецк с установкой третьей автотрансформаторной группы 500/220 кВ мощностью 501 МВА (3х167 МВА)	Республики Адыгея и Краснодарского края	2025	501 МВА																							0	501	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Краснодарского края и Республики Адыгея
220 кВ																															
2	Строительство ПС 220 кВ Новая с автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА (1х125 МВА) и строительством ВЛ 220 кВ Яблоновская – Новая ориентировочной протяженностью 21 км (1х21 км)*	Республики Адыгея и Краснодарского края	2022*	125 МВА, 21 км	21	125																					21	125	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Краснодарского края и Республики Адыгея
3	Реконструкция ПС 220 кВ Бреховцевская с установкой нового автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 125 МВА (1х125 МВА)**	Республики Адыгея и Краснодарского края	2022**	125 МВА		125																					0	125	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Краснодарского края и Республики Адыгея
4	Строительство участка ЛЭП от ВЛ 330 кВ Джанкой – Каховская до ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Титан (ячейка присоединения ВЛ 220 кВ Титан – Каховская) ориентировочной протяженностью 0,6 км (1х0,6 км) и перезавод ВЛ 330 кВ Джанкой – Каховская из ОРУ 330 кВ в ОРУ 220 кВ ПС 330 кВ Джанкой с образованием ВЛ 220 кВ Джанкой – Титан	Республики Крым и г. Севастополя	2022	0,6 км	0,6																						0,6	0	0	АО "Крымэнерго"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Республики Крым и г. Севастополя
5	Реконструкция ПС 220 кВ Донузлав с установкой БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар (1хБСК-25 Мвар)	Республики Крым и г. Севастополя	2022	25 Мвар		25																					0	0	25	АО "Крымэнерго"	Нормализация уровней напряжения в сети 110 - 220 кВ
6	Реконструкция ПС 220 кВ Мьяновка с заменой трансформаторов Т-2, Т-4 220/35/10 кВ мощностью 20 МВА каждый на трансформатор мощностью 25 МВА (1х25 МВА)	Республики Крым и г. Севастополя	2024	25 МВА							25																0	25	0	ГУП РК "Крымэнерго"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Республики Крым и г. Севастополя
7	Реконструкция ПС 220 кВ Феодосийская с заменой трансформатора 2Т 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА (1х25 МВА)	Республики Крым и г. Севастополя	2024	25 МВА							25																0	25	0	АО "Крымэнерго"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Республики Крым и г. Севастополя

*- срок реализации мероприятия (СМР, ПНР) будет окончательно определен в рамках формирования ИП ПАО "ФСК ЕЭС". При этом в случае не реализации мероприятия в указанный срок, в соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в летнем режиме максимальных нагрузок при температуре ПЭВТ равной +35 °С при аварийном отключении АТ-1 ПС 220 кВ Витаминкомбинат в нормальной схеме происходит перегрузка свыше допустимых значений провода КВЛ 110 кВ Восточная промзона – РИП с отпайкой на ПС ЗИП (АС-150) на величину 18%, КВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – Восточная промзона с отпайками (АС-120) на 27%, ВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – ОВД с отпайкой на ПС Юго Восточная (АС-120) на величину 7%, ВЛ 110 кВ Яблоновская – Набережная I цепь (АС-185) на величину 6%, ВЛ 110 кВ Яблоновская – Набережная II цепь (АС-185) на величину 8%, а также к перегрузке оставшегося в работе АТ на ПС 220 кВ Витаминкомбинат на 7% свыше номинальных значений. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений (в том числе с использованием допустимой аварийной перегрузочной способности автотрансформатора в течение 8 часов) требуется ввод графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) (далее – ГАО) до 35 МВт.

** - срок реализации мероприятия (СМР, ПНР) будет окончательно определен в рамках формирования ИП ПАО "ФСК ЕЭС". При этом в случае не реализации мероприятия в указанный срок, в соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в летнем режиме максимальных нагрузок при температуре ПЭВТ равной +35 °С при аварийном отключении АТ-1 (125 МВА) ПС 220 кВ Бреховцевская в нормальной схеме происходит превышение длительно-допустимой токовой нагрузки АТ-2 (125 МВА) на величину до 45%. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 45 МВт.

	Год																		Итого								
	2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.				2028 г.							
	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>	21,6	250,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	25,0	0,0	0,0	501,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,6	776,0	0,0
<i>по 500 кВ</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	501,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	501,0	0,0
<i>по 220 кВ</i>	21,6	250,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	25,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,6	275,0	0,0
<i>по 110 кВ</i>	0,0	0,0	25,0	0,0	0,0	0,0	0,0	25,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	25,0	25,0

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 В 2022 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС УРАЛА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	Годы																					Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта			
					2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.								
					ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА				Мвар		
500 кВ																															
1	Строительство ВЛ 500 кВ Курган – Таврическая ориентировочной протяженностью 380 км (1х380 км)	Курганской области (ОЭС Урала), Тюменской области (ОЭС Урала), Омской области (ОЭС Сибири)	2028	380 км																						380	380	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Усиление электрических связей между ОЭС Сибири и ОЭС Урала

	2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 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>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	380,0	0,0	0,0	380,0	0,0	0,0
<i>по 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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	380,0	0,0	0,0	380,0	0,0	0,0

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 В 2022 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС СИБИРИ

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Годы реализации																								Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта													
					2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 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																
500 кВ																																												
1	Некомплексная реконструкция ПС 500 кВ Красноярская (изменение схемы РУ 500 кВ в установочной линейных выключателей)	Красноярского края и Республики Тыва	2022	-																																0	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Красноярского края				
2	Строительство ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая ориентировочной протяженностью 770 км (1х770 км)	Омской области, Новосибирской области, Республики Алтай и Алтайского края	2028	770 км																																770	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Усиление электрических связей между ОЭС Сибири и ОЭС Урала				
	Расширение РУ 500 кВ ПС 500 кВ Таврическая с установкой четырех шунтирующих реакторов 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый (4хШР-180 Мвар) для ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая	Омской области	2028	4х180 Мвар																																720	0	0			720			
	Расширение РУ 500 кВ ПС 1150 кВ Алтай с установкой четырех шунтирующих реакторов 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый (4хШР-180 Мвар) для ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая	Республики Алтай и Алтайского края	2028	4х180 Мвар																																	720	0			0	720		
220 кВ																																												
3	Техническое перевооружение ПС 220 кВ Ак-Доурак с заменой трансформатора 3Т 35/10 кВ мощностью 1,6 МВА на трансформатор 35/10 кВ мощностью 4 МВА (1х4 МВА)	Красноярского края и Республики Тыва	2028	4 МВА																																		4	0	4	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Республики Тыва	
4	Строительство ВЛ 220 кВ Таксимо – Чара ориентировочной протяженностью 239 км (1х239 км)	Забайкальского края, Республики Бурятия	2028	239 км																																			239	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение синхронной параллельной работы ОЭС Сибири и ОЭС Востока	
5	Строительство ВЛ 220 кВ Маккавеево – Чита ориентировочной протяженностью 118,2 км (1х118,2 км)	Забайкальского края	2024	118,2 км																																				118,2	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности потребителей Забайкальского края

	2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого					
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар			
ВСЕГО, в т.ч.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	118,2	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	0,0	1009,0	0,0	1440,0	1127,2	0,0	1440,0
по 500 кВ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	770,0	0,0	1440,0	770,0	0,0	1440,0
по 220 кВ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	118,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	239,0	0,0	0,0	357,2	0,0	0,0	357,2	0,0	0,0

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 В 2022 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС ВОСТОКА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Год																		Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта									
					2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.						2028 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						
500 кВ																																		
1	Строительство ПП 500 кВ Агорта с реконструкцией ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1 и образованием одноцепных ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1 и ВЛ 500 кВ Амурская – Агорта № 1, реконструкцией ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2 и образованием одноцепных ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 2 и ВЛ 500 кВ Амурская – Агорта № 2, строительство одиноцепной ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия ориентировочной протяженностью 280 км (1х280 км)	Амурской области	2024	280 км																						280	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Увеличение пропускной способности контролируемого сечения "ОЭС - Запад Амурнерго"				
	2024		501 + 167 МВА 180 + 60 Мвар								501	180																0			501	180	ПАО "ФСК ЕЭС"	
220 кВ																																		
2	Строительство двух ВЛ 220 кВ Даурия – Сквородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 2х2 км	Амурской области	2024	2х2 км							4																4	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Увеличение пропускной способности контролируемого сечения "ОЭС - Запад Амурнерго"			
	Реконструкция ВЛ 220 кВ Ульручи/г – Сквородино с подключением к ПС 500 кВ Даурия и образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручи/г		2024	2 км								2																2	0			0	ПАО "ФСК ЕЭС"	
	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/г с подключением к ПС 500 кВ Даурия и образованием ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/г		2024	1,5 км								1,5																	1,5			0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"
	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/г с подключением к ПС 500 кВ Даурия и образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/г		2024	1,5 км								1,5																	1,5			0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"
	Реконструкция КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 1 с подключением к ПС 500 кВ Даурия и образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Тында		2024	1,4 км								1,4																	1,4			0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"
3	Реконструкция ПС 220 кВ Сунгар с установкой третьего автотрансформатора мощностью 63 МВА (1х63 МВА)* и установкой ИРМ мощностью не менее 12 Мвар	Республики Саха (Якутия)	2022	63 МВА 12 Мвар			63	12																				0	63	12	Министерство жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Саха (Якутия)	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Республики Саха (Якутия). Нормализация уровней напряжения в сети 110-220 кВ		
4	Модернизация ПС 220 кВ Сквородино с установкой двух трансформаторов 110/6,9 кВ мощностью 25 МВА каждый (2х25 МВА) и установкой четырех активных фильтро-симметрирующих устройств АФС-24/110 мощностью 16 Мвар каждый (4х16 Мвар)	Амурской области	2023	2х25 МВА 4х16 Мвар				50	64																			0	50	64	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Амурской энергосистемы		
5	Реконструкция ПС 220 кВ Ерофей Павлович/г с установкой ИРМ 220 кВ мощностью 80 Мвар и 40 Мвар (1хИРМ-80 Мвар, 1хИРМ-40 Мвар)	Амурской области	2022	80+40 Мвар					120																			0	0	120	ОАО "РЖД"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Амурской энергосистемы		

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	2022 г.									2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта							
					км			МВА			Мвар			км			МВА			Мвар			км			МВА			Мвар			км					МВА			Мвар			
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар			км	МВА	Мвар				
6	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча ориентировочной протяженностью 324 км (1х324 км)	Забайкальского края (ОЭС Сибири), Амурской области (ОЭС Востока)	2028	324 км																																324			324	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение синхронной параллельной работы ОЭС Сибири и ОЭС Востока

* - корректировка технического решения по реконструкции ПС 220 кВ Сунтар с заменой мероприятия по установке нового трансформатора 220/35/6 кВ мощностью 25 МВА, предусмотренного ранее Схемой и программой развития ЕЭС России на 2021 – 2027 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 26.02.2022 № 88, на мероприятие по установке нового автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА связана со снижением индекса технического состояния существующих автотрансформаторов 1АТ и 2АТ ПС 220 кВ Сунтар ниже 70. Конкретные технические решения по исключению недопустимой токовой перегрузки 1АТ и 2АТ ПС 220 кВ Сунтар должны быть уточнены на этапе разработки проектной документации.

	2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого					
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар			
ВСЕГО, в т.ч.	0,0	63,0	132,0	0,0	0,0	0,0	290,4	501,0	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	324,0	0,0	0,0	614,4	564,0	312,0
по 500 кВ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	280,0	501,0	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	280,0	0,0	0,0	560,0	501,0	180,0
по 220 кВ	0,0	63,0	132,0	0,0	0,0	0,0	10,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	324,0	0,0	0,0	334,4	63,0	132,0
по 110 кВ	0,0	0,0	0,0	0,0	50,0	64,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	50,0	64,0

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 ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ПО ПРОИЗВОДСТВУ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ К ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В 2022 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС ЮГА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Периоды реализации																								Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта	
					2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 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				
Мероприятия по строительству новых объектов электросетевого хозяйства для усиления электрической сети в целях осуществления технологического присоединения и предусмотренные техническими условиями на технологическое присоединение																																
ВЭС																																
220 кВ																																
1	Строительство РУ 220 кВ Ольховской ВЭС с двумя трансформаторами 220/35 кВ мощностью 160 МВА каждый (2х160 МВА)	Волгоградской области	2023	2х160 МВА																							0	320	0	ООО "Ветропарки ФРВ"	Обеспечение выдачи мощности Ольховской ВЭС	
2	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Петров Вал – Таловка на РУ 220 кВ Ольховской ВЭС ориентировочной протяженностью 79,6 км (2х39,8 км)							79,6																				79,6	0	0		ПАО "ФСК ЕЭС"
ТЭС																																
220 кВ																																
3	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Тамань – Славянская ориентировочной протяженностью 45 км (2х22,5 км) и ВЛ 220 кВ Киевская – Чеков ориентировочной протяженностью 8 км (2х4 км) на Ударную ТЭС	Республики Адыгея и Краснодарского края	2022	2х22,5 км 2х4 км	53																							53	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение выдачи мощности Ударной ТЭС

	2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 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>	53,0	0,0	0,0	79,6	320,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	132,6	320,0	0,0
<i>по 220 кВ</i>	53,0	0,0	0,0	79,6	320,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	132,6	320,0	0,0

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 ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ПО ПРОИЗВОДСТВУ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ К ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В 2022 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	Годы реализации																					Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта	
					2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.						
					кВ	МВА	Мвар	кВ	МВА	Мвар	кВ	МВА	Мвар	кВ	МВА	Мвар	кВ	МВА	Мвар	кВ	МВА	Мвар	кВ	МВА	Мвар				кВ
Мероприятия по строительству новых объектов электросетевого хозяйства для усиления электрической сети в целях осуществления технологического присоединения и предусмотренные техническими условиями на технологическое присоединение																													
ВЭС																													
220 кВ																													
1	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Томыловская – Оросительная до РУ 220 кВ Гражданской ВЭС, ориентировочной протяженностью 2,7 км (1x2,7 км)	Самарской области	2022	2,7 км	2,7																							000 "Четырнадцать ветропарк ФРВ"	Обеспечение выдачи мощности Гражданской ВЭС (ООО "Четырнадцать ветропарк ФРВ"), Покровской ВЭС и Ивановской ВЭС (ООО "Десять Ветропарк ФРВ")
	Строительство РУ 220 кВ Гражданской ВЭС с трансформатором 220/35 кВ мощностью 160 МВА и трансформатором 220/35 кВ мощностью 125 МВА (1x160 МВА, 1x125 МВА)		2022	160 МВА, 125 МВА	285																								000 "Четырнадцать ветропарк ФРВ"

	2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого		
	кВ	МВА	Мвар	кВ	МВА	Мвар	кВ	МВА	Мвар	кВ	МВА	Мвар	кВ	МВА	Мвар	кВ	МВА	Мвар	кВ	МВА	Мвар	кВ	МВА	Мвар
<i>ВСЕГО, в т.ч.</i>	2,7	285,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,7	285,0	0,0
<i>по 220 кВ</i>	2,7	285,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,7	285,0	0,0

Приложение № 11
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы России на 2022-2028 годы,
утвержденным приказом Минэнерго России
от «28» февраля 2022 г. № 146

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 ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, А ТАКЖЕ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА, ПРИНАДЛЕЖАЩИХ СЕТЕВЫМ ОРГАНИЗАЦИЯМ И ИНЫМ ЛИЦАМ, К ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В 2022 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Годы реализации																								Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 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			
Мероприятия по строительству новых и реконструкции существующих объектов электросетевого хозяйства, реализация которых предусмотрена техническими условиями на технологическое присоединение																															
330 кВ																															
1	Строительство ПС 330 кВ Ручей с двумя трансформаторами 330/10 кВ мощностью 63 МВА каждый (2x63 МВА)	Новгородской области	2022	2x63 МВА	126																						0	126	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО "Цемент", АО "Парус")
	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Ленинградская – Чудово на ПС 330 кВ Ручей ориентировочной протяженностью 0,4 км (2x0,2 км)		2022	2x0,2 км	0,4																							0,4	0		
2	Строительство ПС 330 кВ Менделеевская (Ломоносовская) с двумя автотрансформаторами 330/110 кВ мощностью 200 МВА каждый (2x200 МВА)	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	2022	2x200 МВА	400																						0	400	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Феникс")
	Строительство заходов КВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС – Западная на ПС 330 кВ Менделеевская (Ломоносовская) ориентировочной протяженностью 19,2 км (2x9,6 км)		2022	2x9,6 км	19,2																							19,2	0		
3	Реконструкция ПС 330 кВ Раевская с установкой третьего автотрансформатора 330/110 кВ мощностью 200 МВА (1x200 МВА)	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	2022	200 МВА	200																						0	200	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД", ООО "ЛСР. Недвижимость-СЗ", ООО "Энергосюз Северо-Запад", ООО «СПБ Энергострой», ООО "ГООО "ИнвестАльянс")
4	Строительство ПС 330 кВ Нарва с четырьмя автотрансформаторами 330/110 кВ мощностью 400 МВА каждый (4x400 МВА)	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	2023	4x400 МВА			1600																				0	1600	0	ООО "Усть-Лужская Сетевая Компания"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "БХК", ООО "РусХимАльянс")
	Строительство ВЛ 330 кВ Кингисеппская – Нарва № 2 ориентировочной протяженностью 31 км (1x31км)	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	2023	31 км			31																				31	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	
	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Копорская – Кингисеппская на ПС 330 кВ Нарва ориентировочной протяженностью 30 км (2x15 км) с образованием ВЛ 330 кВ Кингисеппская – Нарва № 1 и ВЛ 330 кВ Копорская – Нарва № 1	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	2023	2x15 км			30																					30	0	0	
5	Реконструкция ПС 400 кВ Выборгская с установкой третьего автотрансформатора 330/110 кВ мощностью 125 МВА (1x125 МВА)	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	2023	125 МВА			125																				0	125	0	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Приморский УПК")

№	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							
					2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.						2028 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	
220 кВ																																
6	Строительство ПС 220 кВ Купчинская с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (2x40 МВА)	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	2022	2x40 МВА		80																				0	80	0	ПАО "Россети Ленэнерго"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ГУП "Петербургский метрополитен", ООО "БалтНедвижСервис")		
	Строительство заходов ЛЭП 220 кВ Южная - Чесменская на ПС 220 кВ Купчинская ориентировочной протяженностью 0,6 км (2x0,3 км)		2022	2x0,3 км	0,6																							0,6			0	0
7	Реконструкция ПС 220 кВ Парголово с заменой Т-1 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА, Т-2 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (2x40 МВА)	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	2023	2x40 МВА																								0	80	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения (ОАО "РЖД", ООО "РЭС", ООО "РСК РЭС", ООО "СК Прага", ООО "Основная рога")
8	Реконструкция ПС 220 кВ Шангалы с заменой трансформаторов Т-3 и Т-4 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью по 40 МВА каждый (2x40 МВА)	Архангельской области	2022	2x40 МВА		80																						0	80	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения (ПАО "Россети Северо-Запад")

	2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого								
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар						
ВСЕГО, в т.ч.	20,2	806,0	0,0	61,0	1805,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	81,2	2611,0	0,0
по 330 кВ	19,6	726,0	0,0	61,0	1725,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	80,6	2451,0	0,0
по 220 кВ	0,6	80,0	0,0	0,0	80,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	160,0	0,0	
по 110 кВ	0,0	80,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	80,0	0,0	

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 ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, А ТАКЖЕ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА, ПРИНАДЛЕЖАЩИХ СЕТЕВЫМ ОРГАНИЗАЦИЯМ И ИНЫМ ЛИЦАМ, К ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В 2022 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС ЦЕНТРА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Годы реализации																								Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта			
					2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 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
Мероприятия по строительству новых и реконструкции существующих объектов электросетевого хозяйства, реализация которых предусмотрена техническими условиями на технологическое присоединение																																		
500 кВ																																		
1	Комплексная 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	г. Москва и Московской области	2022, 2023	2x500 МВА				1000																				0	1000	0	ПАО "ФСК ЭЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Фламан" (1 очередь), ООО "ПРОМСТРОЙ", ООО "Стройсервис", ООО "ГЛОБУСЭНЕРГО", ООО "Еврости", ООО "ТИПЕРГЛОБУС", ООО "Гранель", АО "МСК Энерго" (ранее - ЗАО "Королевская электросеть"), ООО "Сипатвия")		
				2x250 МВА 2x100 МВА																										0			700	0
2	Комплексная реконструкция ПС 500 кВ Ногинск (2 АТ 220/110 кВ; 2 Т 220/10 кВ) с увеличением трансформаторной мощности на 340 МВА до 2200 МВА	г. Москва и Московской области	2023	2x250 МВА 2x100 МВА				700																					0	700	0	ПАО "ФСК ЭЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО "Машиностроительный завод", ООО "Ногинский Тепловой Центр")	
3	Комплексная реконструкция ПС 500 кВ Пахра (Т 5 220/10 кВ) с увеличением трансформаторной мощности на 100 МВА до 1700 МВА	г. Москва и Московской области	2022	100 МВА				100																					0	100	0	ПАО "ФСК ЭЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "ПКФ ГИОНАЙ" (II очередь), ООО "Агрокультура Групп", ООО "Специализированный застройщик "Пригород Лесное", ООО "Вертикаль", а также присоединения к сетям ООО "Вертикаль")	
4	Строительство ПС 500 кВ Обнинская с установкой автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 3x167 МВА с резервной фазой 167 МВА и трансформатора 220/110 кВ мощностью 200 МВА со строительством ВЛ 500 кВ Калужская – Обнинская ориентировочной протяженностью 14,2 км (1x14,2 км)	Калужской области	2026	501 + 167 МВА 14,2 км																								14,2	501	0	ПАО "ФСК ЭЭС"	Обеспечение технологического присоединения (ООО "НЛМК-Калуга")		
			2026	200 МВА																										0			200	0
330 кВ																																		
5	Реконструкция ПС 330 кВ Лебеди с установкой четвертого автотрансформатора 330/110 кВ мощностью 200 МВА (1x200 МВА)	Белгородской области	2024	200 МВА																									0	200	0	АО "Лебедянский ГОК"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО "Лебедянский ГОК")	
220 кВ																																		
7	Строительство ПС 220 кВ Тепличная с установкой трансформатора 220/10 кВ мощностью 80 МВА (1x80 МВА) Строительство заходов ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Ступино на ПС 220 кВ Тепличная ориентировочной протяженностью 0,3 км (0,2 км, 0,1 км)	г. Москва и Московской области	2022	80 МВА		80																							0	80	0	ООО "Агрокультура Групп"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Агрокультура Групп")	
			2022	0,2 км 0,1 км	0,3																									0,3	0	0		ПАО "ФСК ЭЭС"
8	Строительство ВЛ 220 кВ Обнинск – Созвездие № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 93,8 км (2x46,9 км)	Калужской области	2026	2x46,9 км																									93,8	0	0	ПАО "ФСК ЭЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "НЛМК-Калуга")	
9	Реконструкция ПС 220 кВ Тепличная с установкой второго трансформатора 220/10 кВ мощностью 80 МВА (1x80 МВА)	Тульской области	2022	80 МВА																										0	80	0	ООО "Тепличный комплекс "Тульский"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Тепличный комплекс "Тульский")

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 ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, А ТАКЖЕ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА, ПРИНАДЛЕЖАЩИХ СЕТЕВЫМ ОРГАНИЗАЦИЯМ И ИНЫМ ЛИЦАМ, К ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В 2022 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС ЮГА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Годы реализации																		Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта			
					2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.						2028 г.		
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар				км	МВА	Мвар
Мероприятия по строительству новых и реконструкции существующих объектов электросетевого хозяйства, реализация которых предусмотрена техническими условиями на технологическое присоединение																												
500 кВ																												
1	Реконструкция ПС 500 кВ Тихорецк с заменой 2 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА на трансформатор 110/35 кВ мощностью 63 МВА (1х63 МВА) (III этап)	Республики Адыгея и Краснодарского края	2022	63 МВА		63																0	63	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Тепличный комплекс "Зеленая линия", ОАО "РЖД" и ПАО "Россети Кубань")		
330 кВ																												
2	Строительство ПС 330 кВ Тихая с двумя трансформаторами 330/10 кВ мощностью 63 МВА каждый (2х63 МВА)	Республики Ингушетия	2023	2х63 МВА				126														0	126	0	АО "Агрокомплекс СУНЖА"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО "Агрокомплекс СУНЖА")		
	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный на ПС 330 кВ Тихая ориентировочной протяженностью 0,4 км (2х0,2 км)			2х0,2 км			0,4																	0,4	0		0	ПАО "ФСК ЕЭС"
3	Строительство ПС 330 кВ Нахимовская с двумя автотрансформаторами 330/110 кВ мощностью 200 МВА каждый (2х200 МВА)	Республики Крым и г. Севастополя	2024	2х200 МВА						400													0	400	0	АО "Крымэнерго"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей, а также покрытие перспективных нагрузок потребителей Республики Крым и г. Севастополя	
	Строительство заходов КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская на ПС 330 кВ Нахимовская ориентировочной протяженностью 13,8 км (2х6,9 км)			2х6,9 км				13,8																13,8	0			0
220 кВ																												
4	Реконструкция ПС 220 кВ Черемушки с установкой второго автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА (1х125 МВА)	Республики Адыгея и Краснодарского края	2025	125 МВА								125											0	125	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (администрация муниципального образования "Майкопский район")	
	Реконструкция ПС 220 кВ Черемушки с установкой БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар (1хБСК-110 Мвар)		2025	25 Мвар										25										0	0	25		ПАО "Россети Кубань"
	Реконструкция ПС 220 кВ Черемушки с установкой трансформатора Т-4 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА (1х25 МВА), заменой трансформатора Т-3 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА (1х25 МВА)		2022	2х25 МВА		50																			0	50		0
5	Строительство ПС 220 кВ Донбиотех с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (2х40 МВА)	Ростовской области	2024	2х40 МВА						80													0	80	0	АО "Донские биотехнологии"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО "Донские биотехнологии")	
6	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кубинская – Афинская на ПС 220 кВ Ильская ориентировочной протяженностью 3 км (2х1,5 км)	Республики Адыгея и Краснодарского края	2024	2х1,5 км					3														3	0	0	ООО "Ильский НПЗ"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Ильский НПЗ")	
	Строительство ПС 220 кВ Ильская с двумя трансформаторами 220/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый (2х63 МВА)			2х63 МВА					126															0	126			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 ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, А ТАКЖЕ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА, ПРИНАДЛЕЖАЩИХ СЕТЕВЫМ ОРГАНИЗАЦИЯМ И ИНЫМ ЛИЦАМ, К ЕДИННОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В 2022 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ

№	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			
					2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 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
Мероприятия по строительству новых и реконструкции существующих объектов электросетевого хозяйства, реализация которых предусмотрена техническими условиями на технологическое присоединение																															
500 кВ																															
1	Реконструкция ПС 500 кВ Радуга с установкой шестого автотрансформатора 500/110 кВ мощностью 250 МВА (1x250 МВА)	Нижегородской области	2023	250 МВА																						0	250	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения (АО "Выксунский металлургический завод")	
220 кВ																															
2	Строительство ПС 220 кВ НПЗ с установкой двух трансформаторов 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА каждый (2x125 МВА), а также с установкой двух трансформаторов 220/6 кВ мощностью 63 МВА каждый (2x63 МВА)	Нижегородской области	2022	2x125 МВА, 2x63 МВА																							0	376	0	ООО "ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез"	Обеспечение технологического присоединения (ООО "ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез")
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Бобальская - Кудьма на ПС 220 кВ НПЗ ориентировочной протяженностью 15,2 км (2x7,6 км)			2x7,6 км	15,2																							15,2	0	0	

	2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 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>	15,2	376,0	0,0	0,0	250,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,2	626,0	0,0	
<i>по 500 кВ</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	250,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	250,0	0,0
<i>по 220 кВ</i>	15,2	376,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,2	376,0	0,0	

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Годы реализации																					Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта					
					2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 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		
7	Реконструкция ПС 220 кВ 90 с установкой БСК 220 кВ мощностью 60 Мвар (1хБСК-60 Мвар)	Челябинской области	2024	60 Мвар																					0	0	60	ПАО "ММК"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО "ММК")			
	Реконструкция ПС 220 кВ 90 с установкой БСК 220 кВ мощностью 50 Мвар (1хБСК-50 Мвар)			50 Мвар																										0	0	50
	Реконструкция ПС 220 кВ 90 с установкой БСК 220 кВ мощностью 95 Мвар (1хБСК-95 Мвар)			95 Мвар																											0	0
8	Реконструкция ПС 220 кВ Правдинская с установкой третьего автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 125 МВА (1x125 МВА)	Тюменской области, ХМАО, ЯНАО	2023	125 МВА					125																		0	125	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО "НК "Роснефть")	
9	Строительство ПС 220 кВ в районе ПС 110 кВ Лосинка с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью 125 МВА каждый (2x125 МВА)	Тюменской области, ХМАО, ЯНАО	2023	2x125 МВА					250																		0	250	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО "НК "Роснефть")	
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Пыть-Ях – ЮБПЗ на ПС 220 кВ в районе ПС 110 кВ Лосинка ориентировочной протяженностью 16 км (2x8 км)			2x8 км							16																	16	0			0
10	Строительство надстройки 220 кВ на ПС 110 кВ Батово с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью 125 МВА каждый (2x125 МВА)	Тюменской области, ХМАО, ЯНАО	2025	2x125 МВА																							0	250	0	АО "Россети Тюмень"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО "НК "Роснефть", АО "НК "Конда нефть")	
	Строительство ВЛ 220 кВ Демьянская – Батово I, II цепь ориентировочной протяженностью 240 км (2x120 км)			2x120 км																								240	0			0

	2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого					
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар			
ВСЕГО, в т.ч.	7,0	225,0	0,0	16,0	375,0	0,0	275,6	520,0	205,0	400,4	512,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	699,0	1632,6	205,0
по 220 кВ	7,0	225,0	0,0	16,0	375,0	0,0	275,6	520,0	205,0	400,4	512,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	699,0	1632,6	205,0

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 ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, А ТАКЖЕ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА, ПРИНАДЛЕЖАЩИХ СЕТЕВЫМ ОРГАНИЗАЦИЯМ И ИНЫМ ЛИЦАМ, К ЕДИННОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В 2022 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС СИБИРИ

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Годы реализации																		Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта			
					2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.						2028 г.		
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар				км	МВА	Мвар
Мероприятия по строительству новых и реконструкции существующих объектов электросетевого хозяйства, реализация которых предусмотрена техническими условиями на технологическое присоединение																												
500 кВ																												
1	Реконструкция ПС 500 кВ Озерная с установкой АТ-1 500/220 кВ мощностью 501 МВА (1х501 МВА)	Иркутской области	2028	501 МВА																			501	0	501	0	ОАО "ИЭСК"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Рузал Тайшет")
2	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с установкой третьего автотрансформатора 500/110/35 кВ мощностью 250 МВА (1х250 МВА)	Иркутской области	2022	250 МВА		250																		0	250	0	ОАО "ИЭСК"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
3	Реконструкция ПС 500 кВ Тулуз: 1 этап: замена АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА (1х200 МВА); 2 этап: замена АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА (1х200 МВА)	Иркутской области	2022, 2023	200 МВА 200 МВА		200		200																0	400	0	ОАО "ИЭСК"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО "Саянскимпласт", ООО "Тулузский завод стеклокомпозитов")
4	Строительство ПС 500 кВ Нижнеангарская: 1 этап: установка одного автотрансформатора 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА с резервной фазой 167 МВА, установка средств компенсации реактивной мощности ШР 180 Мвар, УШР 2х35 Мвар (1х501 МВА, 1хШР-180 Мвар, 2хУШР-35 Мвар); 2 этап: установка второго автотрансформатора 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА, установка средств компенсации реактивной мощности ШР 180 Мвар, УШР 180 Мвар, УШР 2х25 Мвар, БСК 2х60 Мвар (1х501 МВА, 1хШР-180 Мвар, 1хУШР-180 Мвар, 2хУШР-25 Мвар, 2хБСК-60 Мвар)	Республики Бурятия	2022, 2023	501 МВА 501 МВА 180 Мвар 2х180 Мвар		501	180		501	360													0	1002	540	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД" (БАМ и Транссиб), ООО "Иркутская нефтяная компания" (ПС 220 кВ Рассола), ООО "Полос сухой лог" (ПС 220 кВ Витим), АО "Тонона" (ПС 220 кВ Чертово Коряго), ПАО "Высочайший" (ГОК Светловский))	
				2х35 Мвар 2х25 Мвар 2х60 Мвар			70		170																0			0
	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская Усть-Кут № 1 ориентировочной протяженностью 480 км (1х480 км)	Иркутской области, Республики Бурятия	2022	480 км	480																			480	0	0		ПАО "ФСК ЕЭС"
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Ангора – Новый Уоян и ВЛ 220 кВ Кичера – Новый Уоян на ПС 500 кВ Нижнеангарская суммарной ориентировочной протяженностью 4,4 км (1х2,9 км, 1х1,5 км)	Республики Бурятия	2022	2,9 км 1,5 км	4,4																		4,4	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"		
5	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой второго автотрансформатора 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (1х501 МВА)	Иркутской области	2023	501 МВА				501															0	501	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Иркутская нефтяная компания" (ПС 220 кВ Рассола), ПАО "Газпром" (ПС 220 кВ Ковыта), АО "Тонона" (ПС 220 кВ Чертово Коряго), ООО "Полос сухой лог", ОАО "РЖД" ПАО "Высочайший" (ГОК Светловский))	
	Перевод ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 2 на напряжение 500 кВ с расширением ПС 500 кВ Усть-Кут на одну линейную ячейку 500 кВ и установкой шунтирующего реактора 500 кВ мощностью 180 Мвар (1хШР-180 Мвар)						180																	0	0			180

№	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					
					2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.						2028 г.				
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар				км	МВА	Мвар		
6	Строительство ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3 ориентировочной протяженностью 294 км (1х294 км)	Иркутской области	2023	294 км				294																294	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД", ПАО "Газпром" (ПС 220 кВ Ковыкта), ООО "Полос сухой лог", ПАО "Высочайший" (ГОК Светловский))		
	180 Мвар																									0			0	180
	180 Мвар																												0	0
7	Реконструкция ПС 220 кВ Таксимо (со строительством РУ 500 кВ) с установкой автотрансформаторной группы 500/220 кВ мощностью 3х167 МВА с резервной фазой 167 МВА и средств компенсации реактивной мощности 500 кВ мощностью 180 Мвар (1хШР-180 Мвар) с резервной фазой 60 Мвар	Республики Бурятия	2023	501 + 167 МВА 180+60 Мвар				501	180																0	501	180	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Полос сухой лог", ОАО "РЖД", ПАО "Высочайший")	
	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо ориентировочной протяженностью 230 км (1х230 км)	Республики Бурятия	2023	230 км				230																	230	0	0			
8	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2 ориентировочной протяженностью 480 км (1х480 км)	Иркутской области, Республики Бурятия	2023	480 км				480																		480	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой шинного реактора 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2 (1хШР-180 Мвар)	Иркутской области	2023	180 Мвар					180																	0	0	180		
9	Реконструкция ПС 500 кВ Ново-Анжерская с установкой пятого автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА (1х250 МВА)	Кемеровской области	2023	250 МВА				250																		0	250	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
10	Реконструкция ПС 500 кВ Юрга с установкой третьего автотрансформатора 500/110/10 кВ мощностью 250 МВА (1х250 МВА)	Кемеровской области	2023	250 МВА				250																		0	250	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
11	Реконструкция ПС 500 кВ Озургинское с установкой новой автотрансформаторной группы 500/220 кВ мощностью 801 МВА (3х267 МВА)	Республики Хакасия	2023	801 МВА				801																		0	801	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Голыевская ГРК» (ПС 220 кВ Туманная))
220 кВ																														
12	Строительство участка ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская № 1 от ПС 220 кВ Заводская до отпайки на ПС 220 кВ СЭМЗ с реконструкцией ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская (демонтаж отпайки на ПС 220 кВ Заводская) ориентировочной протяженностью 1 км (1х1 км)	Иркутской области	2024	1 км					1																	1	0	0	ОАО "ИЭСК"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ЗАО "Трифилл")
13	Реконструкция ПС 220 кВ Чулимский с установкой третьего трансформатора 220/27,5 кВ мощностью 25 МВА (1х25 МВА)	Иркутской области	2023	25 МВА				25																		0	25	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
14	Строительство ПС 220 кВ Небель'т с двумя трансформаторами 220/25 кВ мощностью 25 МВА каждый (2х25 МВА)	Иркутской области	2022	2х25 МВА	50																				0	50	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Звездная Кирейта и ВЛ 220 кВ Ния – Кирейта на ПС 220 кВ Небель'т ориентировочной протяженностью 8 км (2х4 км)			2х4 км	8																					8	0	0		ОАО "ИЭСК"

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Годы реализации																		Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта						
					2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.					2028 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
15	Строительство ВЛ 220 кВ Чара – Блужающий I, II цепь ориентировочной протяженностью 45,3 км (1x22,7 км, 1x22,6 км)	Забайкальского края	2022	22,7 км 22,6 км	45,3																		45,3	0	0	ООО "Удояканская медь"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Байкальская горная компания" (2-я очередь Удояканского ГМК))			
	Строительство ПС 220 кВ Блужающий с тремя трансформаторами 220/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый (3x100 МВА)			3x100 МВА	300																							0	300	0
16	Строительство ПС 220 кВ СЭМЗ с тремя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 63 МВА каждый (3x63 МВА)	Иркутской области	2024	3x63 МВА					189															0	189	0	ЗАО "ГринФилд"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ЗАО "ГринФилд")		
	Строительство участка ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская № 1 с отпайкой на ПС СЭМЗ от оп. 19 до ПС 220 кВ СЭМЗ ориентировочной протяженностью 6 км с образованием ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская № 1 с отпайкой на ПС СЭМЗ, строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская № 2 ориентировочной протяженностью 2 км (1x6 км, 1x2 км)			6 км 2 км					8																	8			0	0
17	Строительство ПС 220 кВ Кыргайская с двумя трансформаторами 220/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый (2x40 МВА)	Кемеровской области	2022	2x40 МВА	80																			0	80	0	ООО "ОФ Талдинская"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "ОФ Талдинская")		
	Строительство заход на ВЛ 220 кВ Кузбасская – Новокузнецкая II цепь на ПС 220 кВ Кыргайская ориентировочной протяженностью 21,6 км (2x10,8 км)			2x10,8 км	21,6																					21,6			0	0
18	Строительство ПС 220 кВ Сибирский магнит с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый (2x63 МВА)	Красноярского края и Республики Тыва	2022	2x63 МВА	126																			0	126	0	ООО "Группа "Магнит"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Группа «Магнит»)		
	Строительство ВЛ 220 кВ Раздольная – Сибирский магнит I, II цепь ориентировочной протяженностью 12,4 км (2x 6,2 км)			2x6,2 км	12,4																					12,4			0	0
19	Строительство ПС 220 кВ Кангат с двумя трансформаторами 220/6 кВ мощностью 40 МВА каждый (2x40 МВА)	Красноярского края и Республики Тыва	2022	2x40 МВА	80																			0	80	0	ФГУП "НО РАО"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ФГУП "НО РАО")		
	Строительство ВЛ 220 кВ Узловая – Кангат № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 70,4 км (2x35,2 км)			2x35,2 км	70,4																					70,4			0	0
20	Строительство ВЛ 220 кВ Ангара – БоАЗ № 4 ориентировочной протяженностью 4,2 км (1x4,2 км)	Красноярского края и Республики Тыва	2028	4,2 км																				4,17	4,17	0	0	ЗАО "Богучанский алюминиевый завод"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО "БОАЗ")	
21	Строительство ПС 220 кВ Туманная с двумя трансформаторами 220/35/35 кВ мощностью 160 МВА каждый (2x160 МВА) и установкой средств компенсации реактивной мощности 220 кВ суммарной мощностью 266 Мвар (2xУШР-63 Мвар, 2xБСК-70 Мвар)	Красноярского края и Республики Тыва	2023	2x160 МВА 2x63 Мвар 2x70 Мвар				320	266															0	320	266	ООО "Голеская горнорудная компания"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Голеская горнорудная компания")		
	Строительство ВЛ 220 кВ Туран – Туманная I, II цепь ориентировочной протяженностью 544 км (2x272 км)			2x272 км			544																			544			0	0
22	Строительство ПС 220 кВ ТК Гусинозерский с трансформатором 220/10 кВ мощностью 40 МВА (1x40 МВА)	Республики Бурятия	2022	40 МВА	40																			0	40	0	ООО "Тепличный комплекс "Гусинозерский"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Тепличный комплекс "Гусинозерский")		
	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Гусинозерская ГРЭС – Мухоршибирь до ПС 220 кВ ТК Гусинозерский ориентировочной протяженностью 0,8 км (1x0,8 км)			0,8 км	0,8																					0,8			0	0
23	Реконструкция ПС 220 кВ Полимер с установкой двух трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 80 МВА каждый (2x80 МВА) и установкой БСК 220 кВ мощностью 25 Мвар каждый (2xБСК-25 Мвар)	Иркутской области	2023	2x80 МВА 2x25 Мвар			160	50																0	160	50	ООО "Иркутская нефтяная компания"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Иркутская нефтяная компания" (Иркутский завод полимеров))		

№	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				
					2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.						2028 г.			
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар				км	МВА	Мвар	
24	Строительство ПС 220 кВ Рассолы с двумя трансформаторами 220/110/35 кВ мощностью 80 МВА каждый (2x80 МВА)	Иркутской области	2024	2x80 МВА							160													0	160	0	ООО "Иркутская нефтяная компания"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Иркутская нефтяная компания" (ПС 220 кВ Рассолы))	
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 I (II цепь с отпайками на ПС НПС-8 на ПС 220 кВ Рассолы ориентировочной протяженностью 1,6 км (2x0,8 км))			2x0,8 км							1,6															1,6	0		0
25	Строительство ПС 220 кВ Амикан с двумя трансформаторами 220/35 кВ мощностью 40 МВА каждый (2x40 МВА)	Красноярского края и Республики Тыва	2024	2x40 МВА							80														0	80	0	ООО Горно-ручная компания "Амикан"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО Горно-ручная компания "Амикан")
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Раздольная – Тайга I цепь на ПС 220 кВ Амикан ориентировочной протяженностью 0,4 км (2x0,2 км)			0,4 км							0,4																0,4	0	
26	Реконструкция ПС 220 кВ Коршушка с заменой АТ-1 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА, АТ-2 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый (2x200 МВА)	Иркутской области	2022	2x200 МВА	400																				0	400	0	ОАО "ИЭСК"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "ИЭСК")
27	Реконструкция ПС 220 кВ Кизя с установкой третьего трансформатора 220/25/10 кВ мощностью 40 МВА (1x40 МВА)	Республики Бурятия	2022	40 МВА	40																				0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
28	Реконструкция ПС 220 кВ Металлург с установкой третьего трансформатора 220/35/6 кВ мощностью 63 МВА(1x63 МВА)	Кемеровской области	2023	63 МВА						63															0	63	0	ООО "Регионстрой"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Регионстрой")
29	Реконструкция ПС 220 кВ Увальная с установкой двух трансформаторов 220/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый (2x40 МВА)	Кемеровской области	2024	2x40 МВА							80														0	80	0	АО "УК "Сибирская"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО "УК "Сибирская")
30	Реконструкция ПС 220 кВ Курагино/г с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА (1x40 МВА)	Красноярского края и Республики Тыва	2022	40 МВА	40																				0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
31	Реконструкция ПС 220 кВ Копуринково/г с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА (1x40 МВА)	Красноярского края и Республики Тыва	2022	40 МВА	40																				0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
32	Реконструкция ПС 220 кВ Тайга с установкой третьего автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА (1x125 МВА) и установкой БСК 110 кВ мощностью 65 Мвар (1xБСК-65 Мвар)	Красноярского края и Республики Тыва	2023	125 МВА 65 Мвар						125	65														0	125	65	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО "Полюс Красноярск")
33	Реконструкция ПС 220 кВ Раздольная с установкой БСК 220 кВ мощностью 100 Мвар (1xБСК-100 Мвар)	Красноярского края и Республики Тыва	2023	100 Мвар							100														0	0	100	ПАО "ФСК ЕЭС"	
34	Реконструкция ВЛ 220 кВ Приангарская – Раздольная № 1, № 2 с заменой проводов ориентировочной протяженностью 350 км (2x175 км)	Красноярского края и Республики Тыва	2023	2x175 км						350															350	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	
35	Реконструкция ПС 220 кВ Строительная с заменой Т-1 220/10/6 кВ мощностью 40 МВА, Т-2 220/10/6 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 220/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый (2x63 МВА)	Новосибирской области	2023, 2024	2x63 МВА						63			63												0	126	0	АО "Электромагистраль"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Группа компаний Альфа", ООО "Сибирь Экспонентр", ЗАО "Верх-Тулинское")
36	Строительство ВЛ 220 кВ Чита – Озерная I, II цепь, ориентировочной протяженностью 340 км (2x170 км)	Забайкальского края, Республики Бурятия	2022	2x170 км	340																				340	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Озерное")
	Строительство ПС 220 кВ Озерная с двумя автотрансформаторами 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый (2x125 МВА)			2x125 МВА	250																					0	250		

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Годы реализации																		Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта						
					2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.					2028 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
49	Реконструкция ПС 220 кВ Чарын с заменой Т-220/35/27,5 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА (1x40 МВА)	Республики Хакасия	2023	40 МВА				40																	0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
50	Реконструкция ВЛ 220 кВ Семозерный – Могоча, ВЛ 220 кВ Семозерный – Чизатка (строительство заходов на ПС 220 кВ Семозерный ориентировочной суммарной протяженностью 1,6 км (2x0,8 км))	Забайкальского края	2024	2x0,8 км				1,6																	1,6	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
	2024		2x40 МВА				80																		0	80	0	ОАО "РЖД"		
51	Строительство третьей ВЛ 220 кВ Холбоп – Зилово ориентировочной протяженностью 220 км (1x220 км)	Забайкальского края	2023	220 км				220																	220	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
52	Строительство третьей ВЛ 220 кВ Зилово – Могоча ориентировочной протяженностью 220 км (1x220 км)	Забайкальского края	2023	220 км				220																	220	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
53	Реконструкция ПС 220 кВ Хилок с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА (1x40 МВА)	Забайкальского края	2023	40 МВА				40																	0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
54	Реконструкция ПС 220 кВ Харагун с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА (1x40 МВА)	Забайкальского края	2023	40 МВА				40																	0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
55	Реконструкция ПС 220 кВ Тарбагатай с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА (1x40 МВА)	Забайкальского края	2023	40 МВА				40																	0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
56	Реконструкция ПС 220 кВ Новая с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА (1x40 МВА)	Забайкальского края	2023	40 МВА				40																	0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
57	Реконструкция ПС 220 кВ Бада с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА (1x40 МВА)	Забайкальского края	2023	40 МВА				40																	0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
58	Реконструкция ПС 220 кВ Бузулей с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА (1x40 МВА)	Забайкальского края	2023	40 МВА				40																	0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
59	Реконструкция ПС 220 кВ Зилово с установкой второго трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА (1x40 МВА)	Забайкальского края	2023	40 МВА				40																	0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
60	Реконструкция ПС 220 кВ Дабан с установкой второго трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА (1x25 МВА)	Республики Бурятия	2023	25 МВА				25																	0	25	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
61	Реконструкция ПС 220 кВ Окусикан с установкой второго трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА (1x40 МВА)	Республики Бурятия	2023	40 МВА				40																	0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
62	Строительство ПС 220 кВ Ульги/т с установкой двух трансформаторов 220/27,5 кВ мощностью 25 МВА каждый (2x25 МВА)	Республики Бурятия	2024	2x25 МВА				50																	0	50	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
	Строительство оттайки от ВЛ 220 кВ Перевал – Таксимо на ПС 220 кВ Ульги/т ориентировочной протяженностью 8 км (1x8 км)			8 км				8																		8	0	0		ПАО "ФСК ЕЭС"
63	Строительство ПС 220 кВ Яичуй с установкой трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА (1x40 МВА)	Республики Бурятия	2024	40 МВА				40																	0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
	Строительство оттайки от ВЛ 220 кВ Новый-Уоян – Ангаракан на ПС 220 кВ Яичуй ориентировочной протяженностью 1 км (1x1 км)			1 км				1																		1	0	0		ПАО "ФСК ЕЭС"

№	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			
					2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.						2028 г.		
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар				км	МВА	Мвар
64	Строительство ПС 220 кВ Нарцуд с установкой трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА (1x40 МВА)	Республики Хакасия	2024	40 МВА							40												0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Бискамья – Степная на ПС 220 кВ Нарцуд/г/т ориентировочной протяженностью 70 км (2x35 км)			2x35 км					70																70	0		0
65	Строительство ПС 220 кВ Джебь/г с установкой трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 25 МВА (1x25 МВА)	Красноярского края и Республики Тыва	2023	25 МВА							25													0	25	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Ирбинская – Щегинино/г на ПС 220 кВ Джебь ориентировочной протяженностью 3,4 км (2x1,7 км)			2x1,7 км					3,4																3,4	0		
66	Строительство ПС 220 кВ Речушка/г с установкой автотрансформатора 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА и трансформатора 110/27,5 кВ мощностью 40 МВА (1x125 МВА, 1x40 МВА)	Иркутской области	2024	125 МВА 40 МВА							165													0	165	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – ИПС-4 (ВЛ-250) на ПС 220 кВ Речушка/г ориентировочной протяженностью 2 км (2x1 км)			2x1 км					2																2	0	0	
67	Реконструкция ПС 220 кВ Улькан с установкой трансформатора 220/55/27,5 кВ мощностью 25 МВА (1x25 МВА)	Иркутской области	2023	25 МВА							25													0	25	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
68	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская/г с заменой АТ-1,2 220/110/10 кВ мощностью 60 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый (2x125 МВА)	Красноярского края и Республики Тыва	2023	2x125 МВА							250													0	250	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
69	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская/г с установкой БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар каждый (2xБСК-25 Мвар)	Красноярского края и Республики Тыва	2023	2x25 Мвар							50													0	0	50	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
70	Реконструкция ПС 220 кВ БИБК с заменой Т-1,2 220/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 63 МВА каждый (2x63 МВА)	Иркутской области	2024	2x63 МВА							126													0	126	0	ОАО "ИЭСК"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (Особая экономическая зона Иркутск)

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Год																		Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта						
					2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.					2028 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
71	Строительство ПС 220 кВ Родники с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый (2x25 МВА)	Новосибирской области	2022	2x25 МВА	50																	0	50	0	ООО "Энергоресурс"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Энергоресурс")				
	2x0,5 км			1																							1	0	0	ООО "Энергоресурс"
72	Строительство ПС 220 кВ Логопарк с двумя трансформаторами 220/20 кВ мощностью 63 МВА каждый (2x63 МВА)	Новосибирской области	2025	2x63 МВА								126												0	126	0	АО "УК "ПЛП"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО УК "ПЛП")		
	2x3,6 км													7,2												7,2			0	0
73	Строительство ПС 220 кВ Нюлаин с двумя трансформаторами 220/20 кВ мощностью 40 МВА каждый (2x40 МВА)	Новосибирской области	2024	2x40 МВА								80												0	80	0	ООО "Нюлаин"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Нюлаин")		
	2x0,1 км													0,2												0,2			0	0
74	Реконструкция ПС 220 кВ Туран с установкой двух трансформаторов 220/55/10 кВ мощностью 25 МВА каждый (2x25 МВА), с установкой УНР 220 кВ мощностью 1x40 Мвар, БСК 220 кВ мощностью 110 Мвар (1xУНР-40 Мвар, 1xБСК-110 Мвар)	Красноярского края и Республики Тыва	2023	2x25 МВА 40 Мвар 110 Мвар				50	150															0	50	150	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Голеская горнорудная компания")		
75	Строительство ПС 220 кВ Ырбан с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 63 МВА (1x63 МВА)	Красноярского края и Республики Тыва	2023	63 МВА				63																0	63	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (Администрация Тоджинского кожууна)		
	1 км						1																		1	0			0	ПАО "ФСК ЕЭС"
76	Строительство ПС 220 кВ НПС-10 с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (2x40 МВА)	Республики Саха (Якутия)	2023	2x40 МВА				80																0	80	0	ООО "Транснефть-Восток"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Транснефть - Восток")		
	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Пеледуй – Туманная I цепь на ПС 220 кВ Ырбан ориентировочной длиной 1 км (1x1 км)	Республики Саха (Якутия), Иркутской области		2x5 км				10																	10	0			0	ООО "Транснефть-Восток"
77	Строительство ПС 220 кВ ЦОД с одним трансформатором 220/10 кВ мощностью 125 МВА	Республики Бурятия	2022	125 МВА				125																0	125	0	ООО "Битривер-Б"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Битривер-Б")		
	Строительство ответвительной ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ Мухоршибирь – Саган-Нур (МШС-261) до ПС 220 кВ ЦОД ориентировочной протяженностью 0,3 км (1x0,3 км)			0,3 км	0,3																					0,3			0	0

	2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого		
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар
ВСЕГО, в т.ч.	984,2	2572,0	250,0	3108,8	5490,0	2257,0	108,0	1573,0	0,0	7,2	126,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,2	501,0	0,0	4212,4	10262,0	2507,0
по 500 кВ	480,0	751,0	250,0	1004,0	2554,0	1430,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	501,0	0,0	1484,0	3806,0	1680,0
по 220 кВ	504,2	1821,0	0,0	2104,8	2936,0	827,0	108,0	1573,0	0,0	7,2	126,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,2	0,0	0,0	2728,4	6456,0	827,0

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 ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, А ТАКЖЕ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА, ПРИНАДЛЕЖАЩИХ СЕТЕВЫМ ОРГАНИЗАЦИЯМ И ИНЫМ ЛИЦАМ, К ЕДИННОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В 2022 – 2028 ГОДЫ ПО ЭЭС ВОСТОКА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Периоды реализации																								Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта	
					2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 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				
Мероприятия по строительству новых объектов электросетевого хозяйства для усиления электрической сети в целях осуществления технологического присоединения и предусмотренные техническими условиями на технологическое присоединение																																
500 кВ																																
1	Строительство ПП 500 кВ Химкомбинат с двумя независимыми РУ 500 кВ № 1 и РУ 500 кВ № 2 с заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1, № 2 на ПП 500 кВ Химкомбинат ориентировочной протяженностью 52 км (4х13 км)	Амурской области	2022	4х13 км	52																						52	0	0	ПАО "ФСК ЭЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Амурский газохимический комплекс")	
	Строительство четырех шинопроводов от ПП 500 кВ Химкомбинат до ПС 500 кВ АГХК ориентировочной протяженностью 2 км (4х0,5 км)		2022	4х0,5 км	2																						2	0	0			ПАО "ФСК ЭЭС"
	Строительство ПС 500 кВ АГХК с четырьмя автотрансформаторами 500/110 кВ мощностью 250 МВА каждый (4х250 МВА)		2022	4х250 МВА		1000																						0	1000			0
2	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская на ПП 500 кВ Нерген ориентировочной протяженностью 1 км (2х0,5 км)	Хабаровского края и ЕАО	2023	2х0,5 км		1																				1	0	0	ПАО "ФСК ЭЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Амур Минерал")		
	Строительство ПП 500 Нерген с установкой УШР 500 кВ мощностью 180 Мвар (3хУШР-60 Мвар) с резервной фазой 60 Мвар		2023	180 + 60 Мвар			180																			0	0	180				
	Строительство шинопровода от ПП 500 кВ Нерген до ПС 500 кВ Тасжана ориентировочной протяженностью 0,5 км (1х0,5 км)		2023	0,5 км		0,5																					0,5	0	0		ООО "Амур Минерал"	
	Строительство ПС 500 кВ Тасжана с установкой автотрансформаторной группы 500/220 кВ мощностью 501 МВА (3х167 МВА). Установка двух групп шинирующих реакторов 10 кВ мощностью 29,7 Мвар (3х9,9 Мвар) и 52,5 Мвар (3х17,5 Мвар)		2023	3х167 МВА			501																				0	501	0			
	Строительство ПС 500 кВ Тасжана с установкой шинирующих реакторов 10 кВ мощностью 29,7 Мвар (3х9,9 Мвар) и 52,5 Мвар (3х17,5 Мвар)		2023	3х9,9 Мвар 3х17,5 Мвар			82,2																				0	0	82,2			
3	Строительство ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг (Морская) ориентировочной протяженностью 475,2 км (1х475,2 км)	Приморский край	2024	475,2 км			475,2																			475,2	0	0	ПАО "ФСК ЭЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Приморский металлургический завод")		
	Строительство ПС 500/220 кВ Варяг (Морская) с установкой автотрансформаторной группы 500/220 кВ мощностью 3х167 МВА с резервной фазой 167 МВА и средств компенсации реактивной мощности 180 Мвар (ШР 180 Мвар) с резервной фазой 60 Мвар		2024	501+167 МВА 180+60 Мвар			501	180																		0	501	180				
	Расширение ОРУ 500 кВ Приморской ГРЭС для присоединения ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг с установкой средств компенсации реактивной мощности 180 Мвар (ШР 180 Мвар)		2024	180 Мвар				180																			0	0			180	
	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Владивосток – Лозовая на ПС 500 кВ Варяг (Морская) ориентировочной протяженностью 4 км (2х2 км) с образованием ВЛ 500 кВ Владивосток – Варяг (Морская) и ВЛ 500 кВ Варяг (Морская) – Лозовая		2024	2х2 км			4																				4	0			0	

№	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								
					2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.						2028 г.							
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар				км	МВА	Мвар					
220 кВ																																	
4	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая-2 на ПС 500 кВ Варяг (Морская) ориентировочной протяженностью 20 км (2x10) км с образованием ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Варяг (Морская) и ВЛ 220 кВ Варяг (Морская) – Береговая-2	Приморский край	2024	2x10 км																						20	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Приморский металлургический завод")			
	Строительство ПС 220 кВ Металлург с установкой двух трансформаторов 220/35/10 кВ мощностью по 125 МВА каждый (2x125 МВА)		2024	2x125 МВА																								0			250	0	
	Строительство ВЛ 220 кВ Варяг (Морская) – Металлург I, II цепь ориентировочной протяженностью 25 км (2x25 км)		2024	2x25 км																											50	0	0
5	Строительство ВЛ 220 кВ Тасюжная – Малмыж ориентировочной протяженностью 50,2 км (1x50,2 км)	Хабаровского края и ЕАО	2023	50,2 км																									50,2	0	0		
	Строительство ПС 220 кВ Малмыж с четырьмя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 100 МВА каждый (4x100 МВА) и установкой восьми БСК мощностью 10 Мвар каждая (8xБСК-10 Мвар) на ПС 220 кВ Малмыж		2023	4x100 МВА 8x10 Мвар																										0	400	80	
6	Строительство ВЛ 220 кВ Тында – Лопча – Хани – Чара ориентировочной протяженностью 560,2 км (1x560,2 км)	Амурской области (ОЭС Востока), Забайкальского края (ОЭС Сибири)	2022	560,2 км	560,2																								560,2	0	0		
	Реконструкция ПС 220 кВ Хани с установкой шунтирующего реактора 220 кВ мощностью 50,1 Мвар (1xШР-50,1 Мвар), двух управляемых шунтирующих реакторов 220 кВ мощностью 25 Мвар каждый (2xШР-25 Мвар) и трех батарей статических компенсаторов 220 кВ мощностью 26 Мвар каждая (3xБСК-26 Мвар)		2022	1x50,1 Мвар																											0	0	50,1
	Реконструкция ПС 220 кВ Лопча с установкой двух управляемых шунтирующих реакторов 220 кВ мощностью 25 Мвар каждый (2xШР-25 Мвар) и четырех батарей статических компенсаторов 220 кВ мощностью 26 Мвар каждая (4xБСК-26 Мвар)		2024	2x25 Мвар 3x26 Мвар																											0	0	128
	Реконструкция ПС 220 кВ Лопча с установкой двух управляемых шунтирующих реакторов 220 кВ мощностью 25 Мвар каждый (2xШР-25 Мвар) и четырех батарей статических компенсаторов 220 кВ мощностью 26 Мвар каждая (4xБСК-26 Мвар)		2024	2x25 Мвар 4x26 Мвар																											0	0	154
7	Строительство ПП 220 кВ Талума (ПП 220 кВ Антрацит) со строительством заходов ВЛ 220 кВ Лопча – Юктели ориентировочной протяженностью 0,2 км (2x0,1 км)	Амурской области, Республики Саха (Якутия) (ЮЯР)	2024	2x0,1 км																										0,2	0	0	
	Строительство ПС 220 кВ Сылахская с двумя трансформаторами мощностью 32 МВА каждый (2x32 МВА)		2024	2x32 МВА																										0	64	0	
	Строительство ВЛ 220 кВ Талума (Антрацит) – Сылахская ориентировочной протяженностью 55 км (1x55 км)		2024	55 км																										55	0	0	
8	Строительство ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауль № 2 ориентировочной протяженностью 279 км (1x279 км)	Амурской области, Республики Саха (Якутия) (ЮЯР)	2023	279 км																										279	0	0	
	Реконструкция ПС 220 кВ Эльгауль с установкой автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА (1x125 МВА) и установкой управляемого шунтирующего реактора 220 кВ мощностью 100 Мвар (1xШР-100 Мвар) на ПС 220 кВ Эльгауль		2023	125 МВА 100 Мвар																											0	125	100

№	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					
					2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.						2028 г.				
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар				км	МВА	Мвар		
9	Реконструкция ПС 220 кВ Олекма с установкой трансформатора 220/35/6 кВ мощностью 25 МВА (1х25 МВА)	Амурской области	2022	25 МВА		25																	0	25	0	ООО "Олекминский рудник"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Олекминский рудник")			
	2022		0,8 км	0,8																				0,8	0	0		ООО "Олекминский рудник"		
10	Строительство ПП 220 кВ Нюя с заходами ВЛ 220 кВ Горюжская – Пелудуй с отпайкой на ПС НПС-11 на ПП 220 кВ Нюя ориентировочной протяженностью 4 км (4х1 км)	Республики Саха (Якутия)	2022	4х1 км	4																				4	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Газпром добыча Ноябрьск")	
	2022		2х63 МВА	126																						0	126	0		ПАО "ФСК ЕЭС"
	2022		2х74,5 км	149																						149	0	0		ПАО "ФСК ЕЭС"
11	Строительство ПС 220 кВ НЗМУ с двумя трансформаторами 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый (2х63 МВА)	Приморского края	2022	2х63 МВА	126																					0	126	0	ЗАО "Находкинский завод минеральных удобрений"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ЗАО "Находкинский завод минеральных удобрений")
	2022		2х33,5 км	67																						67	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	
12	Строительство ПС 220 кВ Шмаковка/т с трансформатором 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА (1х40 МВА)	Приморского края	2022	40 МВА	40																					0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
	2022		2х16,4 км	32,8																						32,8	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	
13	Строительство ПС 220 кВ Стибеево/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (2х40 МВА)	Амурской области	2022	2х40 МВА	80																					0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
14	Строительство ПС 220 кВ Тумини/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (2х40 МВА)	Хабаровского края и ЕАО	2024	2х40 МВА					80																	0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
	2024		2х0,2 км			0,4																				0,4	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	
15	Строительство третьей ВЛ 220 кВ Нерионгринская ГРЭС – Нижний Куранах (Томмот) со строительством заходов на ПС 220 кВ НПС-19 ориентировочной протяженностью 337,2 км (1х337 км, 2х0,1 км)	Республика Саха (Якутия)	2022	337 км 2х0,1 км	337,2																					337,2	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО "Транснефть")
16	Реконструкция ПС 110 кВ Западная (с переводом на напряжение 220 кВ) с установкой одного трансформатора 220/35 кВ мощностью 63 МВА (1х63 МВА) и строительством отпайки от ВЛ 220 кВ Владивосток – Воэна до ПС Западная ориентировочной протяженностью 2 км	Приморского края	2022	63 МВА 2 км	2	63																				2	63	0	АО "ДРСК"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО "ДРСК")
17	Строительство третьей ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт (доставка участка ЛЭП от ПС 220 кВ Старт до ПС 220 кВ ГПП-4) ориентировочной протяженностью 21 км (1х21 км)	Хабаровского края и ЕАО	2023	21 км			21																			21	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")

№	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							
					2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.						2028 г.						
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар				км	МВА	Мвар				
18	Строительство цепи № 1 двухцепной ВЛ 220 кВ Комсомольская – Байкал – Оунгит – Кузнецовский – Ландиши/т – Ванно, ориентировочной протяженностью 433,5 км со строительством ПП 220 кВ Байкал, строительством ПП 220 кВ Кузнецовский (1х433,5 км) с установкой СКРМ мощностью не менее 150 Мвар (1х150 Мвар)*	Хабаровского края и ЕАО	2024	433,5 км 150 Мвар							433,5														433,5	0	150	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")			
	Строительство цепи № 2 двухцепной ВЛ 220 кВ Комсомольская – Байкал – Ванно, ориентировочной протяженностью 423 км (1х423 км)			423 км										423													423	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "ТГМК")	
19	Строительство ПП 220 кВ Байкал с заходами ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 1 (Л-255) на ПП 220 кВ Байкал ориентировочной протяженностью 2 км (2х1 км)	Хабаровского края и ЕАО	2024	2х1 км								2														2	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")		
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино – Ванно на ПП 220 кВ Байкал ориентировочной протяженностью 2 км (2х1 км)		2024	2х1 км									2														2	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
20	Строительство ПП 220 кВ Кузнецовский с заходами ВЛ 220 кВ Селихино – Ванно на ПП 220 кВ Кузнецовский ориентировочной протяженностью 2 км (2х1 км)	Хабаровского края и ЕАО	2024	2х1 км								2															2	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Устур Высокогорная на ПП 220 кВ Кузнецовский ориентировочной протяженностью 2 км (2х1 км)		2024	2х1 км									2														2	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Высокогорная – Ванно на ПП 220 кВ Кузнецовский ориентировочной протяженностью 2 км (2х1 км)		2024	2х1 км									2															2	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
21	Строительство ПС 220 кВ Эльбан/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (2х40 МВА)	Хабаровского края и ЕАО	2024	2х40 МВА																						0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")		
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ НПС-2 – Старт на ПС 220 кВ Эльбан/т ориентировочной протяженностью 9 км (2х4,5 км)	Хабаровского края и ЕАО	2024	2х4,5 км								9																9	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
22	Строительство ПС 220 кВ Аксака/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (2х40 МВА)	Хабаровского края и ЕАО	2024	2х40 МВА																							0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванно (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Аксака/т ориентировочной протяженностью 2 км (2х1 км)	Хабаровского края и ЕАО	2024	2х1 км								2																2	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
23	Строительство ПС 220 кВ Оунгит с тремя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (3х40 МВА)	Хабаровского края и ЕАО	2024	3х40 МВА																							0	120	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
24	Строительство ПС 220 кВ Дзидзиси/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (2х40 МВА)	Хабаровского края и ЕАО	2024	2х40 МВА																								0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванно (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Дзидзиси/т ориентировочной протяженностью 1 км (2х0,5 км)	Хабаровского края и ЕАО	2024	2х0,5 км								1																	1	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"
25	Строительство ПС 220 кВ Высокогорная/т с тремя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (3х40 МВА)	Хабаровского края и ЕАО	2024	3х40 МВА																								0	120	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
26	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Кузнецовский – Высокогорная/т I, II цепи ориентировочной протяженностью 5,5 км (2х5,5 км)	Хабаровского края и ЕАО	2024	2х5,5 км																								11	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
27	Строительство ПС 220 кВ Ландиши/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (2х40 МВА)	Хабаровского края и ЕАО	2024	2х40 МВА																								0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Годовые показатели																		Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта							
					2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.					2028 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	
28	Строительство ПС 220 кВ Кумгэ/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (2x40 МВА)	Хабаровского края и ЕАО	2024	2x40 МВА																					0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")		
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селхино № 2 (Л-254) на ПС 220 кВ Кумгэ/т ориентировочной протяженностью 2 км (2x1 км)	Хабаровского края и ЕАО	2024	2x1 км																						2	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
29	Строительство ПС 220 кВ Кун/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (2x40 МВА)	Хабаровского края и ЕАО	2024	2x40 МВА																						0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селхино (Байкал) – Ванно (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Кун/т ориентировочной протяженностью 3 км (2x1,5 км)	Хабаровского края и ЕАО	2024	2x1,5 км																							3	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
30	Строительство ПС 220 кВ Комсомольск – Сортировочный/т (ПС 220 кВ Юность/т) с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (2x40 МВА)	Хабаровского края и ЕАО	2024	2x40 МВА																							0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селхино (Байкал) № 1 (Л-255) на ПС 220 кВ Комсомольск – Сортировочный/т (ПС 220 кВ Юность/т) ориентировочной протяженностью 9 км (2x4,5 км)	Хабаровского края и ЕАО	2024	2x4,5 км																								9	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"
31	Строительство ПС 220 кВ Эльдиган/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (2x40 МВА)	Хабаровского края и ЕАО	2024	2x40 МВА																							0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селхино – Уксур (Л-259) на ПС 220 кВ Эльдиган/т ориентировочной протяженностью 2 км (2x1 км)	Хабаровского края и ЕАО	2024	2x1 км																								2	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"
32	Реконструкция ПС 220 кВ БАМ/т с установкой трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА (1x40 МВА)	Амурской области	2023	40 МВА																							0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
33	Реконструкция ПС 220 кВ Сулуэ/т с установкой трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА (1x40 МВА)	Амурской области	2023	40 МВА																							0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
34	Реконструкция ПС 220 кВ Талдан/т с установкой трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА (1x40 МВА)	Амурской области	2023	40 МВА																							0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
35	Реконструкция ПС 220 кВ Михайло Чесновская/т с установкой трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА (1x40 МВА)	Амурской области	2023	40 МВА																							0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
36	Реконструкция ПС 220 кВ Белогорск/т с установкой трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА (1x40 МВА)	Амурской области	2023	40 МВА																							0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
37	Реконструкция ПС 220 кВ Корши/т с установкой трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА (1x40 МВА)	Амурской области	2023	40 МВА																							0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
38	Реконструкция ПС 220 кВ Тарманчукан/т с установкой трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА (1x40 МВА)	Амурской области	2023	40 МВА																							0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
39	Реконструкция ПС 220 кВ Ярлы/т с установкой трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА (1x40 МВА)	Амурской области	2023	40 МВА																							0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
40	Реконструкция ПС 220 кВ Сквородино/т с установкой трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА (1x40 МВА)	Амурской области	2023	40 МВА																							0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
41	Реконструкция ПС 220 кВ Карьерный/т с установкой трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА (1x40 МВА)	Амурской области	2023	40 МВА																							0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
	Строительство шинпровода от ПС 220 кВ Архара до ПС 220 кВ Карьерный/т ориентировочной протяженностью 0,3 км (1x0,3 км)		2023	0,3 км																								0,3	0	0	ОАО "РЖД"

№	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							
					2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.						2028 г.						
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар				км	МВА	Мвар				
	Строительство ПС 220 кВ Джемленгит с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (2x40 МВА)	Хабаровского края и ЕАО	2024	2x40 МВА																				0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")				
42	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко на ПС 220 кВ Джемленгит ориентировочной протяженностью 8 км (2x4 км)	Хабаровского края и ЕАО	2024	2x4 км							8															8	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")		
	Строительство ПС 220 кВ Литовкогит с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (2x40 МВА)	Хабаровского края и ЕАО	2024	2x40 МВА																							0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
43	Строительство заходов ВЛ 220 кВ НПС-2 – НПС-1 с отпайкой на ПС Литовко на ПС 220 кВ Литовкогит ориентировочной протяженностью 11,5 км (1x8 км, 1x3,5 км)	Хабаровского края и ЕАО	2024	1x8 км 1x3,5 км							11,5																	11,5	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
	Строительство ПС 220 кВ Разьелдгит (ПС 220 кВ Альян) с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (2x40 МВА)	Хабаровского края и ЕАО	2024	2x40 МВА																								0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
44	Строительство заходов ВЛ 220 кВ НПС-2 – Старт на ПС 220 кВ Разьелдгит (ПС 220 кВ Альян) ориентировочной протяженностью 4 км (2x2 км)	Хабаровского края и ЕАО	2024	2x2 км							4																	4	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
	Строительство ПС 220 кВ Сельгонгит с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (2x40 МВА)	Хабаровского края и ЕАО	2024	2x40 МВА																								0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
45	Строительство заходов ВЛ 220 кВ НПС-2 – НПС-3 на ПС 220 кВ Сельгонгит ориентировочной протяженностью 6 км (2x3 км)	Хабаровского края и ЕАО	2024	2x3 км							6																	6	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
46	Реконструкция ПС 220 кВ Волочаевкагит с установкой трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА (1x40 МВА)	Хабаровского края и ЕАО	2024	40 МВА																							0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
47	Реконструкция ПС 220 кВ Розенгартовкагит с установкой трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА (1x40 МВА)	Хабаровского края и ЕАО	2023	40 МВА							40																0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
48	Реконструкция ПС 220 кВ Губеровогит с установкой третьего трансформатора мощностью 40 МВА (1x40 МВА)	Приморского края	2023	40 МВА							40																0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
	Строительство ПС 220 кВ Полимметалл с автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 63 МВА (1x63 МВА)	Хабаровского края и ЕАО	2023	63 МВА							63																0	63	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Ресурсы Албазин")	
49	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Березовая – Горин на ПС 220 кВ Полимметалл ориентировочной протяженностью 10 км (2x5 км)	Хабаровского края и ЕАО	2023	2x5 км							10																10	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"		
	Строительство ПС 220 кВ Ванногит с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (2x40 МВА)	Хабаровского края и ЕАО	2024	2x40 МВА																								0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
50	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванно (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Ванногит ориентировочной протяженностью 15,8 км (2x7,9 км)	Хабаровского края и ЕАО	2024	2x7,9 км							15,8																	15,8	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
51	Строительство ПП 220 кВ Михайловский с заходами ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Усурийск-2 № 1 (№ 2) на ПП 220 кВ Михайловский ориентировочной протяженностью 16 км (2x8 км)	Приморского края	2022	2x8 км	16																							16	0	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО "КРДВ")
52	Строительство двух шинпроводов от ПП 220 кВ Михайловский до ПС 220 кВ Некруглово ориентировочной протяженностью 0,2 км (2x0,1 км)	Приморского края	2022	2x0,1 км	0,2																							0,2	0	0	АО "ДРСК"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО "КРДВ")
53	Строительство ПС 220 кВ Некруглово с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (2x40 МВА)	Приморского края	2022	2x40 МВА							80																	0	80	0	АО "ДРСК"	

*- мощность и места размещения СКРМ будут уточнены при проектировании

	2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого					
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар			
ВСЕГО, в т.ч.	1223,2	1540,0	50,1	362,0	1569,0	360,0	1555,6	2215,0	792,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3140,8	5324,0	1202,1
по 500 кВ	54,0	1000,0	0,0	1,5	501,0	180,0	479,2	501,0	360,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	534,7	2002,0	540,0
по 220 кВ	1169,2	540,0	50,1	360,5	1068,0	180,0	1076,4	1714,0	432,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2606,1	3322,0	662,1

ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗУЕМЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ ПО РЕНОВАЦИИ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В 2022 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС ЦЕНТРА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	Годы																					Итого	Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта		
					2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.								
					ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА					Мвар	км
220 кВ																															
1	Реконструкция ПС 220/110 кВ Районная (г. Владимир) с установкой двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 80 МВА каждый (2x80 МВА)	Владимирской области	2022	2x80 МВА		160																					0	160	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов

	2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого								
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар						
ВСЕГО, в т.ч.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
по 110 кВ	0,0	160,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	160,0	0,0	

ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗУЕМЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ ПО РЕНОВАЦИИ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В 2022 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС ЮГА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	Годы реализации																					Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта				
					2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 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	
220 кВ																																
1	Реконструкция ПС 220 кВ Алюминиевая с заменой автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 125 МВА и автотрансформатора мощностью 200 МВА на два автотрансформатора мощностью 250 МВА каждый (2x250 МВА), заменой восьми однофазных трансформаторов 220/10-10 кВ мощностью 60 МВА и четырех трансформаторов 220/10-10 кВ мощностью 66,6 МВА на четыре трансформатора 220/10-10 мощностью 200 МВА каждый (4x200 МВА)	Волгоградской области	2023	2x250 МВА 4x200 МВА																								0	1300	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов
2	Реконструкция ПС 220 кВ Владимирова с заменой двух автотрансформаторов 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА каждый на автотрансформаторы 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый (2x125 МВА), замена двух трансформаторов 110/6/6 кВ 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ 25 МВА каждый (2x25 МВА) и установкой БСК 110 кВ мощностью 27,3 Мвар (1xБСК-27,3 Мвар)	Астраханской области	2024	2x125 МВА 1,3 км 2x25 МВА 27,3 Мвар						1,3	250																	1,3	250	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов

	2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого								
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар						
ВСЕГО, в т.ч.	0,0	0,0	0,0	0,0	1300,0	0,0	1,3	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	1,3	1550,0	0,0
по 220 кВ	0,0	0,0	0,0	0,0	1300,0	0,0	1,3	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	1,3	1550,0	0,0	
по 110 кВ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	50,0	27,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	50,0	27,3	

ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗУЕМЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ ПО РЕНОВАЦИИ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В 2022 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС УРАЛА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2022 г.																					Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта					
					2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого									
					кВ	МВА	Мвар	кВ	МВА	Мвар	кВ	МВА	Мвар	кВ	МВА	Мвар	кВ	МВА	Мвар	кВ	МВА	Мвар	кВ	МВА	Мвар	кВ	МВА	Мвар							
500 кВ																																			
1	Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с заменой двух автотрансформаторных групп 500/220/110 кВ мощностью 3х167 МВА на две автотрансформаторные группы мощностью 3х167 МВА каждая (2х501 МВА), двух автотрансформаторов 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА и одного автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый (2х200 МВА), с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый (2х63 МВА) и двух автотрансформаторов 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый (2х25 МВА). Выполнить перевод ВЛ на новую ПС 500 кВ Демьянская общей протяженностью 15,4 км, а также выполнить установку средств компенсации реактивной мощности 460 Мвар	Тюменской области, ХМАО, ЯНАО	2024	2х501 МВА 6,4 км ШР 2х3х60 Мвар							6,4	1002	360														6,4	1002	360	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов				
				2х200 МВА 4,3 км УШР 100 Мвар							4,3	400	100																			4,3	400	100	ПАО "ФСК ЕЭС"
				2х63 МВА 2х25 МВА 4,7 км							4,7	176	0																			4,7	176	0	

	2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого		
	кВ	МВА	Мвар	кВ	МВА	Мвар	кВ	МВА	Мвар	кВ	МВА	Мвар	кВ	МВА	Мвар	кВ	МВА	Мвар	кВ	МВА	Мвар	кВ	МВА	Мвар
ВСЕГО, в т.ч.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,7	1402,0	460,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,7	1402,0	460,0
по 500 кВ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,4	1002,0	360,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,4	1002,0	360,0
по 220 кВ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,3	400,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,3	400,0	100,0
по 110 кВ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,7	176,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,7	176,0	0,0

ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗУЕМЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ ПО РЕНОВАЦИИ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В 2022 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС СИБИРИ

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	Годы реализации																								Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.								
					ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА			
220 кВ																															
1	Реконструкция ПС 220 кВ НКАЗ-2 с заменой двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 200 МВА на автотрансформаторы 220/110 кВ мощностью 250 МВА и трех автотрансформаторов 220/10 кВ мощностью 200 МВА на автотрансформаторы 220/10 кВ мощностью 200 МВА (2х250 МВА, 3х200 МВА) а также с установкой БСК 110 кВ мощностью 52 Мвар каждая (2хБСК-52 Мвар)	Кемеровской области	2023	2х250 МВА 3х200 МВА				1100																			0	1100	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов
				2х52 Мвар				104																			0	0	104		

	2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 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>	0,0	0,0	0,0	0,0	1100,0	104,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1100,0	104,0
<i>по 220 кВ</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	1100,0	104,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1100,0	104,0

ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗУЕМЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ ПО РЕНОВАЦИИ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В 2022 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС ВОСТОКА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	Годы реализации																					Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта					
					2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.										
					ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА				Мвар				
220 кВ																																	
1	Реконструкция ПС 500 кВ Хехшир-2 с укрупнением путем присоединения ПС 220 кВ Хехшир с заменой на ПС 220 кВ Хехшир АТ-1 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА на АТ 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на АТ 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА (2x125 МВА)	Хабаровского края и ЕАО	2023	2x125 МВА																								0	250	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов	
2	Реконструкция ПС 220 кВ Уктур с установкой трансформатора 220/10 кВ мощностью 10 МВА (1x10 МВА)	Хабаровского края и ЕАО	2023	10 МВА																								0	10	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов	
3	Реконструкция ПС 220 кВ Биробиджан с заменой АТ-1 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА, АТ-2 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА и АТ-3 220/110/6 кВ мощностью 60 МВА на два АТ 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА каждый (2x125 МВА) и с заменой Т-1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА, Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора мощностью 63 МВА каждый (2x63 МВА), а также перезавод ВЛ 220 кВ с увеличением длины ВЛ на 0,2 км (1x0,2 км)	Хабаровского края и ЕАО	2024	2x125 МВА 0,2 км						0,2	250																	0,2	250	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов	
				2x63 МВА																										0			126
4	Реконструкция ПС 220 кВ Ключевая с заменой Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы мощностью 25 МВА каждый (2x25 МВА) без увеличения трансформаторной мощности	Амурской области	2024	2x25 МВА																									0	50	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов
5	Реконструкция ПС 220 кВ Завитая с заменой Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы мощностью 25 МВА каждый (2x25 МВА) без увеличения трансформаторной мощности	Амурской области	2024	2x25 МВА																									0	50	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов
6	Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи с заменой Т-1 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА, Т-2 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА, Т-3 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА каждый (2x40 МВА) и с установкой двух трансформаторов 35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый (2x10 МВА)	Амурской области	2024	2x40 МВА 2x10 МВА																									0	80	0	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов
																															0		

	2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого		
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар
ВСЕГО, в т.ч.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	430,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	690,0	0,0
по 220 кВ	0,0	0,0	0,0	0,0	260,0	0,0	0,2	430,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	690,0	0,0
по 110 кВ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	126,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	126,0	0,0

Приложение № 13
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы России на 2022-2028 годы,
утвержденным приказом Минэнерго России
от «28» февраля 2022 г. № 146

ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗОВАННЫХ ПРОЕКТОВ ПО РАЗВИТИЮ ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ, НАХОДЯЩИХСЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ И ПО КОТОРЫМ ПЛАНИРУЕТСЯ ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ В 2022 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год завершения реализации проекта	Технические характеристики объектов проекта	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)		
750 кВ						
1	Строительство ВЛ 750 кВ Белозерская – Ленинградская протяженностью 473 км (1х473 км), с установкой шунтирующего реактора 750 кВ мощностью 330 Мвар (1хШР-330 Мвар) на ВЛ 750 кВ Белозерская – Ленинградская, с установкой шунтирующего реактора 750 кВ мощностью 330 Мвар (1хШР-330 Мвар) на ПС 750 кВ Ленинградская	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, Вологодской области	2022	472,9 км 660 Мвар	ПАО "ФСК ЕЭС"	Усиление межсистемной связи ОЭС Северо-Запада - ОЭС Центра
330 кВ						
2	Строительство ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС-2 – Кингисеппская протяженностью 82,01 км (1х82,01 км)	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	2022	82,01 км	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение выдачи мощности блока № 5 Ленинградской АЭС
3	Реконструкция ПС 330 кВ Восточная с заменой Т-3, Т-4 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый (2х40 МВА)	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	2022	2х40 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Технологическое присоединение ООО "ИЦВА"
4	Реконструкция ПС 330 кВ Северная с установкой четвертого автотрансформатора 330/110 кВ мощностью 200 МВА (1х200 МВА)	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	2022	200 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО "Россети Ленэнерго", АО "СПБ ЭС", ООО "Простор")
5	Строительство ПС 330 кВ Мурманская с автотрансформатором 330/150 кВ мощностью 250 МВА (1х250 МВА). Строительство заходов ВЛ 330 кВ Серебрянская ГЭС-15 – Выходной на ПС 330 кВ Мурманская ориентировочной протяженностью 9 км (2х4,5 км)	Мурманской области	2022	9,1 км 250 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО "МРСК Северо-Запада", АО "МОЭСК")
6	Строительство КВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС-2 – Пулковская – Южная (1 этап)	Ленинградской области	2022	110,8 км 250 Мвар	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение выдачи мощности блока № 5 Ленинградской АЭС
7	Комплексная реконструкция и техническое перевооружение ПС 220 кВ Завод Ильича в г. Санкт-Петербурге (1 и 2 этапы)	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	2022	0,2 км 810 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения существующих и создание возможности технологического присоединения новых потребителей г. Санкт-Петербург и Ленинградской области
8	Строительство ВЛ 330 кВ Лоухи – Пудинская ГЭС – Ондская ГЭС (3 и 4 участки) протяженностью 291,3 км (1х291,3 км)	Республики Карелия	2023	291,3 км 280 Мвар	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Республики Карелия и Мурманской области. Реализуется в рамках проекта "Строительство ВЛ 330 кВ Колская АЭС – Княжегубская ГЭС – ПС 330/110/35кВ Лоухи – Пудинская ГЭС – ОРУ 330 кВ Ондской ГЭС (3 и 4 участки)"
	Строительство РП 330 кВ Борей (Пудинский) с установкой шунтирующего реактора мощностью 100 Мвар (1хШР-100 Мвар)	Республики Карелия				
9	Строительство ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Петрозаводск (Каменный бор – Петрозаводск) ориентировочной протяженностью 278 км (1х278 км) с установкой управляемого шунтирующего реактора мощностью 180 Мвар (1хУШР-180 Мвар) на ПС 330 кВ Петрозаводск	Республики Карелия	2023	278 км 180 Мвар	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Республики Карелия и Мурманской области
10	Строительство ВЛ 330 кВ Петрозаводск – Тихвин-Литейный ориентировочной протяженностью 280 км (1х280 км), с установкой шунтирующего реактора мощностью 100 Мвар (1хШР-100 Мвар) на ПС 330 кВ Тихвин-Литейный	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, Республики Карелия	2022	280 км 100 Мвар	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Республики Карелия и Мурманской области
11	Реконструкция ПС 330 кВ Завод Ильич с установкой автотрансформатора 330/220 кВ мощностью 250 МВА (1х250 МВА)	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	2023	250 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО "Россети Ленэнерго") реализуется в рамках титула "Комплексная реконструкция и техническое перевооружение ПС 220 кВ Завод Ильича в г. С.-Петербурге (3-5 этапы)"
220 кВ						
12	Реконструкция ПС 220 кВ Кизема с установкой второго трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА (1х25МВА), с установкой шунтирующего реактора мощностью 20 Мвар (1хШР-20 Мвар) на ПС 220 кВ Кизема	Архангельской области и Ненецкого автономного округа	2022	25 МВА 20 Мвар	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения существующих и создание возможности технологического присоединения новых потребителей Архангельской области
13	Реконструкция ПС 220 кВ Пикалевская с заменой АТ-1 220/110/6 кВ мощностью 60 МВА на автотрансформатор 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА (1х125 МВА) и заменой АТ-2 220/110/6 кВ мощностью 60 МВА на автотрансформатор 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА	Ленинградской области	2024	188 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов
14	Строительство ВЛ 220 кВ Печорская ГРЭС – Ухта – Микунь ориентировочной протяженностью 542,1 км (1х542,1 км) с установкой шунтирующих реакторов 220 кВ мощностью 75 Мвар на ОРУ 220 кВ Печорской ГРЭС и на ПС 220 кВ Ухта	Республики Коми	2023	542,1 км 150 Мвар	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Республики Коми

ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗОВАННЫХ ПРОЕКТОВ ПО РАЗВИТИЮ ЕДИННОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ, НАХОДЯЩИХСЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ И ПО КОТОРЫМ ПЛАНИРУЕТСЯ ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ В 2022 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС ЦЕНТРА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год завершения реализации проекта	Технические характеристики объектов проекта	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мащ)		
500 кВ						
1	Строительство ПС 500 кВ Белобережская с установкой двух автотрансформаторов 500/220 кВ мощностью 501 МВА (2x501 МВА), с заходами ВЛ 500 кВ Новобрянская – Елецкая 4,1 км, ВЛ 220 кВ Белобережская – Цементная протяженностью 51,5 км, ВЛ 220 кВ Белобережская – Машизавод протяженностью 57,3 км (1x4,1 км, 1x57,3 км, 1x51,5 км)	Брянской области	2022	2x501 МВА, 4,1 км 57,3 км 51,5 км	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения существующих и создание возможности технологического присоединения новых потребителей Брянской области. Реализовано в рамках проекта "Строительство ПС 500 кВ Белобережская с заходами ВЛ 500 кВ Новобрянская–Елецкая, ВЛ 220 кВ Белобережская – Цементная, ВЛ 220 кВ Белобережская –Машизавод и ВЛ 220 кВ Белобережская – Брянская"
2	Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500/220/110 кВ Бескудиково. Корректировка	г. Москвы и Московской области	2025	4500 МВА 2x200 МВА 4x100 МВА 200 Мащ	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей г. Москвы и Московской области
3	ПС 500 кВ Каскадная с заходами ВЛ 500 и 220 кВ	г. Москвы и Московской области	2024	2x500 МВА 1 км 2x250 МВА 4x100 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения существующих и создание возможности технологического присоединения новых потребителей г. Москвы и Московской области
4	Реконструкция ПС 500 кВ Западная с установкой двух трансформаторов 220/20/20 кВ мощностью 125 МВА каждый (2x125 МВА)	г. Москвы и Московской области		2x125 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "ДЖЕКОСЕТ", АО "МСК Энерго")
5	Реконструкция ПС 500 кВ Ногинск (2 АТ 500/220 кВ) с увеличением трансформаторной мощности на 405 МВА до 1860 МВА	г. Москвы и Московской области		2x500 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО "Машиностроительный завод", ООО "Ногинский Тепловой Центр"). Реализуется в рамках проекта "Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Ногинск. Корректировка"
6	Комплексная реконструкция ПС 500 кВ Пахра (2 АТ 500/220 кВ, Т-6 220/10 кВ) с увеличением трансформаторной мощности на 600 МВА до 1500 МВА	г. Москвы и Московской области	2024	2x500 МВА 100 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "ПКФ ПЮИАН" (Почерда), ООО "Агрокультура Групп", ООО "Специализированный застройщик "Пригород.Лесное", ООО "Вертикаль", а также присоединяемых к сетям ООО "Вертикаль")
220 кВ						
7	Реконструкция ПС 220 кВ Ока с увеличением трансформаторной мощности на 144 МВА до 576 МВА (2x200 МВА, 2x25 МВА)	г. Москвы и Московской области	2022	2x200 МВА 2x25 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов. Реализуется в рамках проекта "Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 220 кВ Ока"
8	Реконструкция ПС 220 кВ Ярцево с установкой двух автотрансформаторов 220/10 кВ мощностью 250 МВА каждый, трансформатора 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА (2x250 МВА, 1x6,3 МВА)	г. Москвы и Московской области	2025	2x250 МВА 6,3 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение выдачи мощности Загорской ГАЭС-2. Реализовано в рамках проекта "ВЛ 500 кВ Загорская ГАЭС-Ярцево 1,2 с расширением ПС 220 кВ Ярцево и реконструкцией ВЛ 500 кВ Конаково–Трубново"
9	Реконструкция ПС 220 кВ Северная. Технологическое присоединение электроустановок ОАО "Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства"	Тульской области	2022	200 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Технологическое присоединение электроустановок ОАО "Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства"
10	Модернизация ПС 220/110/10 кВ № 835 "Гражданская" со строительством КРУЭ-220кВ и КРУЭ-110кВ (4,8 км; 23 шт.(РУ); 8 247 кв.м.; 21 шт.(прочие))	г. Москвы и Московской области	2022	4,8 км	ПАО "Россети Московский регион"	Реновация основных фондов
11	Реконструкция - строительство заходов ВЛ 220 кВ Старбеево – Омега 1,2 на ПС 220 кВ "Молжаниновка" (0,1 км)	г. Москвы и Московской области	2022	0,1 км	ПАО "Россети Московский регион"	Обеспечение технологического присоединения ООО "Инфраструктура Молжаниново"
12	Реконструкция ПС 220 кВ «Гулево» № 182 (замена автотрансформаторов на 2x250 МВА), 2-этап. (70 шт.(РУ); 6 839 кв.м.; 7 шт.(прочие))	г. Москвы и Московской области	2023	2x250 МВА	ПАО "Россети Московский регион"	Реновация основных фондов
13	Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 220 кВ Вичуга	Ивановской области	2023	250 МВА, 8,5 км 80 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов
14	Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 220 кВ Правобережная. Корректировка. 3-4 этапы	Липецкой области	2022	0,1 км 300 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов
15	Строительство ВЛ 220 кВ Белобережская – Брянская ориентировочной протяженностью 71,6 км (1x71,6 км)	Брянской области	2023	71,6 км	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Брянской области. Реализуется в рамках проекта "Строительство ПС 500 кВ Белобережская с заходами ВЛ 500 кВ Новобрянская–Елецкая, ВЛ 220 кВ Белобережская – Цементная, ВЛ 220 кВ Белобережская –Машизавод и ВЛ 220 кВ Белобережская – Брянская"
16	Реконструкция ПС 220 кВ Цементная с заменой автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 125 МВА, автотрансформаторов 220/110/6 кВ 3x40 МВА и трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА на два автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 125 МВА, 2 трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА и трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	Брянской области	2022	2x125 МВА 2x40 МВА 16 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов
17	Реконструкция ПС 220 кВ Ямская с заменой двух автотрансформаторов 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый, автотрансформатора 220/110/6 кВ мощностью 90 МВА, трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА каждый, два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый (2x250 МВА, 2x40 МВА)	Рязанской области	2025	2x250 МВА 2x40 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов
18	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Котово – Бутры на ПС 220 кВ Заводская ориентировочной протяженностью 1,4 км (2x0,7 км)	г. Москвы и Московской области	2022	2x0,7 км	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение выдачи мощности генерирующих объектов ООО "Альтернативная генерирующая компания-1" (70 МВт)
19	Реконструкция ВЛ 220 кВ Липецкая – Казинка I, II сеть с заменой проводов ориентировочной протяженностью 19,4 км (1x19,4 км)	Липецкой области	2022	19,4 км	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО "Особые экономические зоны")
20	Реконструкция ПС 110 кВ Битца с переводом на напряжение 220 кВ и установкой двух трансформаторов 220/20 кВ мощностью 200 МВА каждый (2x200 МВА) и строительство КЛ 220 кВ ТЭЦ-26 – Битца № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 11,8 км (2x5,9 км)	г. Москвы и Московской области	2022	2x200 МВА 2x5,9 км	АО "ОЭЖ"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "А101")
21	Строительство КВЛ 220 кВ Очаково – Говорово II цепь ориентировочной протяженностью 0,5 км (1x0,5 км)	г. Москвы и Московской области	2022	0,5 км	ПАО "Россети Московский регион"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД", ООО "Специализированный застройщик "ДЕЛЬТА КОМ", ФГБНУ "ФНЦИРИП им. М. П. Чумакова РАН", АО "Специализированный застройщик ТПУ "Расказовка", АО "Крокус" (АО "Крокус Интернэшнл"), АО "Центр-Инвест", ООО "Бизнес Групп", ПАО "Группа Компаний ПИК", ООО "Передвижное Ближнее", ООО "Газартистор Румишвили", ООО "Чарли Ком", ООО "ДТ Логистик", ООО "Первый Московский", АО "МСК Энерджи"). (Выполняется в рамках мероприятия Строительство второй цепи трингита 220 кВ Очаково - Говорово - Чобота)
22	Реконструкция ПС 220 кВ Темпы с заменой АТ-1,2 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый и установкой двух трансформаторов 220/6/6 кВ мощностью 25 МВА каждый (2x200 МВА, 2x25 МВА)	г. Москвы и Московской области	2023	2x200 МВА 2x25 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО "Особая экономическая зона технико-внедренческого типа "Дубна" (АО "ОЭЗ ТВТ "Дубна"), ММО "Объединенный институт ядерных исследований" (ММО "ОИЯИ"), ООО "ТК-Подземия")
23	Реконструкция ПС 220 кВ Гольново с заменой трансформаторов	г. Москвы и Московской области	2022	2x100 МВА	ПАО "Россети Московский регион"	Реновация основных фондов

ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗОВАННЫХ ПРОЕКТОВ ПО РАЗВИТИЮ ЕДИННОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ, НАХОДЯЩИХСЯ ПОД НАПЯЖЕНИЕМ И ПО КОТОРЫМ ПЛАНИРУЕТСЯ ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ В 2022 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС ЮГА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год завершения реализации проекта	Технические характеристики объектов проекта	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)		
500 кВ						
1	Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Невинномысск – Моздок ориентировочной протяженностью 264 км (1х264 км) и ПС 500 кВ Моздок с установкой автотрансформаторной группы мощностью 3х167 МВА с резервной фазой 167 МВА, трансформатора плавки голлозда мощностью 125 МВА и установкой УШР мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	Ставропольского края, Республики Северная Осетия - Алания	2022	264 км 501 +167 МВА, 125 МВА (ТПГ), 180 + 60 Мвар	ПАО "ФСК ЕЭС"	Усиление электрической сети ОЭС Юга в восточной и юго-восточной частях ОЭС Юга, увеличение пропускной способности контролируемого сечения "Терек". Реализовано в рамках проекта "ВЛ 500 кВ Невинномысск – Моздок с расширением ПС 500 кВ Невинномысск и ПС 330 кВ Моздок (сооружение ОРУ 500 кВ)"
2	Строительство ПС 500 кВ Вардане с заходами ВЛ 220 кВ и 500 кВ	Краснодарского края	2024	0,9 км	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надёжности электроснабжения потребителей Сочинского энергорайона, обеспечение роста электропотребления, присоединение новых потребителей.
330 кВ						
3	Реконструкция ПС 330 кВ Артем с установкой второго автотрансформатора 330/110 кВ мощностью 125 МВА (1х125 МВА)	Республики Дагестан	2022	125 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей энергосистемы Республики Дагестан
4	Строительство ВЛ 330 кВ Зеленчукская ГЭС – Черекск ориентировочной протяженностью 56,8 км (1х56,8 км)	Карачаево-Черкесской Республики	2022	56,8 км	ПАО "ФСК ЕЭС"	Выдача мощности Зеленчукской ГЭС-ГАЭС (каскад Зеленчукский), 2х70 МВт
5	Реконструкция и теплеревооружение ПС 330 кВ Владикавказ-2	Республики Северная Осетия - Алания	2023	2х200 180 Мвар	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов. Реализовано в рамках проекта "Реконструкция и теплеревооружение ПС 330 кВ Владикавказ-2"
6	Строительство ВЛ 330 кВ Артем – Дербент ориентировочной протяженностью 171,7 км (1х171,7 км)	Республики Дагестан	2022	171,7 км	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей энергосистемы Республики Дагестан
220 кВ						
7	Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 220 кВ Кировская	Волгоградской области	2025	2х200 МВА, 2х80 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов
8	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Волгодонск на ПС 220 кВ Донбиотех ориентировочной протяженностью 1 км (2х0,5 км)	Ростовской области	2022	0,7 км	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Донские биотехнологии")
9	Строительство ПС 220 кВ Зубовка с двумя трансформаторами 220/35/35 кВ мощностью 200 МВА каждый (2х200 МВА) Строительство заходов ВЛ 220 кВ Южная – Черный Яр № 2 на ПС 220 кВ Зубовка ориентировочной протяженностью 10 км (2х5 км)	Астраханской области	2023	2х200 МВА 6,2 км	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение выдачи мощности Излучной ВЭС (88,2 МВт), Манликовской ВЭС (75,6 МВт), Старицкой ВЭС (50,4 МВт), Холмской ВЭС (88,2 МВт), Черноярской ВЭС (37,8 МВт)
10	Реконструкция ПС 220 кВ Владимировка с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора мощностью 25 МВА каждый (2х25 МВА)	Астраханской области	2022	2х25 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "Оборонэнерго").
11	Реконструкция ПС 220 кВ Крыловская с установкой второго автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА (1х125 МВА)	Краснодарского края	2022	125 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей и обеспечение надежности электроснабжения существующих потребителей Краснодарского края и Республики Адыгея
110 кВ						
12	Комплексная реконструкция ПС 110 кВ Северный Портал с заменой Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА и установкой второго Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА (2х10 МВА)	Республики Северная Осетия - Алания	2025	20 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения новых потребителей и обеспечение надежности электроснабжения существующих потребителей Республики Северная Осетия - Алания
13	Строительство КЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Северный Портал ориентировочной протяженностью 4,1 км (1х4,1 км)	Республики Северная Осетия - Алания	2022	4,1 км	Инвестор	Повышение надежности электроснабжения потребителей Республики Северная Осетия - Алания

ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗОВАННЫХ ПРОЕКТОВ ПО РАЗВИТИЮ ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ, НАХОДЯЩИХСЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ И ПО КОТОРЫМ ПЛАНИРУЕТСЯ ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ В 2022 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год завершения реализации проекта	Технические характеристики объектов проекта	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)		
500 кВ						
1	Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Арзамасская	Нижегородской области	2022	1262 МВА, 7 км, 360 Мвар	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов
2	ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Нижний Новгород (Ш цепь) с ПС 500 кВ Южная (Нижегородская) с заходами ВЛ 500 кВ, 220 кВ	Нижегородской области	2023	284,6 км	ПАО "ФСК ЕЭС"	Усиление межсистемного сечения ОЭС Центра - ОЭС Волги
220 кВ						
3	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нижегородская – Зеленино на РУ 220 кВ Новогорьковской ТЭЦ ориентировочной протяженностью 3 км (1х3 км)	Нижегородской области	2024	3 км	ПАО "ФСК ЕЭС"	Выдача мощности Новогорьковской ТЭЦ
4	Реконструкция ПС 220/110/35 кВ Саратовская в г.Саратове	Саратовской области	2022	3,5 км 250 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов
5	Реконструкция ПС 220 кВ Аткарская с заменой трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и 16 МВА на трансформаторы 110/55/10 кВ мощностью 25 МВА каждый (2х25 МВА)	Саратовской области	2024	2х25 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов
6	Реконструкция ПС 220 кВ Центральная с заменой Т-1 110/6 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА (1х6,3 МВА)	Саратовской области	2022	6,3 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения (ООО "СПФ "Балаковоспецстрой")

ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗОВАННЫХ ПРОЕКТОВ ПО РАЗВИТИЮ ЕДИННОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ, НАХОДЯЩИХСЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ И ПО КОТОРЫМ ПЛАНИРУЕТСЯ ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ В 2022 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС УРАЛА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год завершения реализации проекта	Технические характеристики объектов проекта	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)		
500 кВ						
1	Строительство ВЛ 500 кВ Белоярская АЭС-2 – Исеть ориентировочной протяженностью 98,2 км (1х 98,2 км)	Свердловской области	2022	98,2 км	ПАО "ФСК ЕЭС"	Выдача мощности энергоблока № 4 880 МВт Белоярской АЭС-2
2	Строительство ВЛ 500 кВ Трачюковская – Кирилловская ориентировочной протяженностью 141 км (1х141 км)	Тюменской области, ХМАО, ЯНАО	2024	141 км	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Тюменской области
3	Строительство ПС 500 кВ Преображенская с АТП-1 500/220/10 кВ мощностью 3х167 МВА (1х501 МВА) и строительство заходов ВЛ 500 кВ Красноармейская – Глазовая и ВЛ 220 кВ Бузулукская – Сорочинская на ПС 500 кВ Преображенская ориентировочной протяженностью 5,7 км	Оренбургской области	2024	501 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО "Оренбургнефть")
				1,7 км 1,6 км 1,2 км 1,2 км		
220 кВ						
4	Строительство ПС 220 кВ Вектор с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью 125 МВА каждый, двумя трансформаторами 110/35 кВ мощностью 63 МВА каждый (2х125 МВА, 2х63 МВА) и строительством заходов ВЛ 220 кВ Путь Ях – Усть-Балык ориентировочной протяженностью 21,3 км (1х21,3 км)	Тюменской области, ХМАО, ЯНАО	2022	376 МВА 21,3 км	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Нефтеюганского энергоузла
5	Строительство ПС 220 кВ Губернская с двумя трансформаторами 63 МВА каждый (2х63 МВА) и строительство отпайки от ВЛ 220 кВ ТГЭЦ-2 – ТММЗ цепь 1,2 ориентировочной протяженностью 1,8 км	Тюменской области, ХМАО, ЯНАО	2023	1,8 км 126 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ЗАО "Антинский нефтеперерабатывающий завод"
6	Реконструкция ПС 220 кВ Орская	Оренбургской области	2023	250 МВА 2,5 км	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов
7	Реконструкция ПС 220 кВ Каменская с заменой автотрансформатора на два автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый (2х250 МВА) и установкой БСК мощностью 52 Мвар (1хБСК-52 Мвар)	Свердловской области	2023	500 МВА 52 Мвар	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов
8	Реконструкция ПС 220 кВ Калининская с заменой автотрансформатора на два автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый (2х250 МВА)	Свердловской области	2023	500 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов
9	Реконструкция ПС 220 кВ Оренбургская с заменой трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 31,5 МВА на трансформатор мощностью 40 МВА (1х40 МВА)	Оренбургской области	2022	40 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов

ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗОВАННЫХ ПРОЕКТОВ ПО РАЗВИТИЮ ЕДИННОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ, НАХОДЯЩИХСЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ И ПО КОТОРЫМ ПЛАНИРУЕТСЯ ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ В 2022 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС СИБИРИ

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год завершения реализации проекта	Технические характеристики объектов проекта	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)		
500 кВ						
1	Строительство ВЛ 500 кВ Восход – Витязь протяженностью 342,5 км (1х342,5 км)	Омской области, Томской области, ХМАО, ЯНАО	2022	342,5 км	ПАО "ФСК ЕЭС"	Создание прямой межсистемной связи ОЭС Сибири с ОЭС Урала.
2	ВЛ 500 кВ Березовская ГРЭС – Итатская № 3, реконструкция ОРУ 500 кВ ПС 1150 кВ Итатская (для выдачи мощности третьего энергоблока мощностью 800 МВт)	Красноярского края	2022	18,6 км 180 Мвар	ПАО "ФСК ЕЭС"	Выдача мощности Березовской ГРЭС (блок № 3, 800 МВт)
3	ВЛ 500 кВ № 2 ПС Алюминиевая – ПС Абаканская – ПС Итатская с реконструкцией ПС 500 кВ Абаканская и ПС 1150 кВ Итатская	Республики Хакасия, Красноярского края и Республики Тыва	2022	332,2 км 180 Мвар	ПАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Хакасской ЭС (в т.ч. ХаАЗ и СаАЗ)
220 кВ						
4	Реконструкция ПС 220 кВ Петровск – Забайкальская с изменением схемы РУ 220 кВ (секционирование системы шин)	Забайкальского края	2022	-	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Забайкальского края, в том числе объектов ОАО "РЖД"
5	Строительство ВЛ 220 кВ Означенное – Степная (участок от опоры 64 до ПС 220 кВ Степная) ориентировочной протяженностью 4,1 км (2х1,1 км, 1х1,9 км)	Республики Хакасия	2023	2х1,1 км 1х1,9 км	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Республики Хакасия, в том числе объектов ОАО "РЖД"
	Строительство ПС 220 кВ Степная с установкой двух трансформаторов мощностью 40 МВА каждый (2х40 МВА)			2х40 МВА		
6	Строительство второй ВЛ 220 кВ Междуреченская – Степная ориентировочной протяженностью 218,3 км (1х218,3 км)	Республики Хакасия, Кемеровской области	2022	218,3 км	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Кемеровской области и Республики Хакасия, в том числе объектов ОАО "РЖД"
7	Строительство ВЛ 220 кВ Минусинская-опорная – Курагино/г с реконструкцией ПС 220 кВ Минусинская-опорная ориентировочной протяженностью 77,4 км (1х77,4 км)	Красноярского края и Республики Тыва	2022	77,4 км	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД" в рамках программы Восточного полигона)
8	Строительство ВЛ 220 кВ Кошурниково/г – Курагино/г ориентировочной протяженностью 71,1 км (1х71,1 км)	Красноярского края и Республики Тыва	2022	71,1 км		
9	Строительство ВЛ 220 кВ Кошурниково/г – Крол/г ориентировочной протяженностью 68,6 км (1х68,6 км)	Красноярского края и Республики Тыва	2022	68,6 км		
10	Строительство ВЛ 220 кВ Кравченко/г – Крол/г ориентировочной протяженностью 90,7 км (1х 90,7 км)	Красноярского края и Республики Тыва	2022	90,7 км		
11	Строительство ВЛ 220 кВ Сайанская/г – Кравченко/г ориентировочной протяженностью 46 км (1х 46 км)	Красноярского края и Республики Тыва	2022	46 км		
12	Строительство ВЛ 220 кВ Камала-1 – Сайанская/г II цепь ориентировочной протяженностью 80,8 км (80,8 км)	Красноярского края и Республики Тыва	2022	80,8 км	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД" в рамках программы Восточного полигона)
13	Реконструкция ПС 220 кВ Междуреченская с заменой двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 125 МВА каждый и автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 200 МВА на три автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 200 МВА (с использованием существующего автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 200 МВА с проведением его модернизации), а также заменой Т-5 110/35 кВ мощностью 40 МВА и Т-1,2 110/35 кВ мощностью 63 МВА каждый на три трансформатора 110/35 кВ мощностью 63 МВА каждый (2х200 МВА, 3х63 МВА)	Кемеровской области	2022	3х200 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
				3х63 МВА		

ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗОВАННЫХ ПРОЕКТОВ ПО РАЗВИТИЮ ЕДИННОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ, НАХОДЯЩИХСЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ И ПО КОТОРЫМ ПЛАНИРУЕТСЯ ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ В 2022 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС ВОСТОКА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год завершения реализации проекта	Технические характеристики объектов проекта	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)		
220 кВ						
1	Строительство ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауль № 1 ориентировочной протяженностью 268,1 км (1х268,1 км)	Амурской области, Республики Саха (Якутия) (ЮЭР)	2024	268,1 км	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения ООО "Эльгауль". Реализовано в рамках проекта "Две ВЛ 220 кВ Призейская - Эльгауль с ПС 220 кВ Эльгауль, ПС 220 кВ А, ПС 220 кВ Б; расширение ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Призейская".
	Строительство ПС 220 кВ Эльгауль с автотрансформатором мощностью 125 МВА (1х125 МВА)	Республики Саха (Якутия) (ЮЭР)		125 МВА 50 Мвар		
	Реконструкция ПС 220 кВ Призейская с установкой УШР 220 кВ мощностью 100 Мвар (1хУШР-100 Мвар)	Амурской области		100 Мвар		
2	Реконструкция ПС 220 кВ Ванино с установкой автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА (1х125 МВА), строительство ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 2 и ВЛ 220 кВ Селихино – Ванино ориентировочной протяженностью 388,1 км (1х388,1 км)	Хабаровского края и ЕАО	2022	388,1 км 125 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежного электроснабжения потребителей Ванинского района и г. Советская Гавань, осуществление технологического присоединения ООО "Саха (Якутская) транспортная компания"
3	Строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Спасск – Дальневосточная протяженностью 212,3 км	Приморского края	2022	212,3 км (в том числе I и II этап - 167,7 км, III и IV этап - 44,6 км) 167 Мвар	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Приморского края
4	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-16 в РУ 220 кВ ПП 220 кВ Амага протяженностью 13,6 км (1х13,6 км), строительство ПП 220 кВ Амага (для ТП энергопринимающих устройств АО «ДРСК»)»	Республики Саха (Якутия)	2023	13,6 км	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО "ДРСК" (газотранспортная система "Сила Сибири")
5	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Амурская – Ледяная в ПП 220 кВ Зеза протяженностью 12 км, строительство ПП 220 кВ Зеза (для ТП энергопринимающих устройств АО «ДРСК»)»	Амурской области	2022	17,8 км	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО "ДРСК" (газотранспортная система "Сила Сибири")
6	Реконструкция ПС 220 кВ Высокогорная с заменой реакторов РШ-1 35 кВ и РШ-2 35 кВ мощностью 20 Мвар каждый на реакторы мощностью 20 Мвар каждый (2хРШ-20 Мвар)	Хабаровского края и ЕАО	2022	2х20 Мвар	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов
7	Реконструкция ПС 220 кВ Этеркан с заменой реактора РШ 35 кВ мощностью 20 Мвар на реактор мощностью 20 Мвар (1хРШ-20 Мвар)	Хабаровского края и ЕАО	2022	20 Мвар	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов
8	Реконструкция ПС 220 кВ Лесозаводск с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 220/35/10 кВ мощностью 20 МВА на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (2х40 МВА)	Приморского края	2022	2х40 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Реновация основных фондов. Выполнено в рамках "Замена трансформатора Т-1, Т-2 20 МВА на 2х40 МВА с заменой МВ-220 кВ в цепи Т-1, Т-2, и реконструкцией устройств РЗА ОРУ 220 кВ на ПС-220 кВ "Лесозаводск"
9	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-19 с заменой двух трансформаторов 25 МВА каждый на два трансформатора 40 МВА каждый (2х40 МВА)	Республики Саха (Якутия)	2024	2х40 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Транснефть-Дальний восток" (объекты магистрального нефтепровода ВСТО))
10	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-16 с заменой двух трансформаторов 25 МВА каждый на два трансформатора 40 МВА каждый (2х40 МВА)	Республики Саха (Якутия)	2022	2х40 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Транснефть-Дальний восток" (объекты магистрального нефтепровода ВСТО))
11	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-15 с заменой двух трансформаторов 25 МВА каждый на два трансформатора 40 МВА каждый (2х40 МВА)	Республики Саха (Якутия)	2022	2х40 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Транснефть-Дальний восток" (объекты магистрального нефтепровода ВСТО))
12	Строительство ПС 220 кВ Строительная с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (2х40 МВА)	Амурской области	2022	2х40 МВА	ООО "Амурский газохимический комплекс"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Амурский газохимический комплекс")
12	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Амурская – Новокисева (ВЛ 220 кВ Свободенская ТЭС – Новокисева) на ПС 220 кВ Строительная ориентировочной протяженностью 1,1 км (1х1,1 км)		2022	1,1 км	ПАО "ФСК ЕЭС"	
13	Строительство ПС 220 кВ Суходол с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (2х40 МВА)	Приморского края	2022	2х40 МВА	ООО "Морской порт Суходол"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Морской порт Суходол")
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Владивосток – Зеленый угол на ПС 220 кВ Суходол ориентировочной протяженностью 44,3 км		2022	44,3 км	ПАО "ФСК ЕЭС"	
14	Строительство ПС 220 кВ Надлинская трансформаторной мощностью 176 МВА (2х63 МВА, 2х25 МВА)	Республики Саха (Якутия)	2022	2х63 МВА 2х25 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО "Инаглинский ГОК")
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нерюнгинская ГРЭС – НПС-18 № 2 на ПС 220 кВ Надлинская ориентировочной протяженностью 14,6 км (2х7,3 км)		2022	2х7,3 км		
15	Строительство ВЛ 220 кВ Широкая – Лозовая ориентировочной протяженностью 40,3 км (1х40,3 км)	Приморского края	2022	40,3 км	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО "ДРСК", ЗАО "НЗМУ")
16	Строительство ОРУ 220 кВ ПС 110 кВ Находка с установкой двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 63 МВА каждый (2х63 МВА)			2х63 МВА		
17	Строительство ПС 220 кВ КС-1 с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый (2х25 МВА)	Республики Саха (Якутия)	2024	2х25 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Газпром трансгаз Томск" (газотранспортная система "Сила Сибири")
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 на ПС 220 кВ КС-1 ориентировочной протяженностью 12,4 км (2х6,2 км)		2024	2х6,2 км		
18	Реконструкция ПС 220 кВ Уссурийск-2 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 31,5 МВА каждый на 63 МВА каждый (2х63 МВА)	Приморского края	2022	2х63 МВА	ПАО "ФСК ЕЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (МУП "Уссурийск-Электросеть")

Приложение № 14
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы России на 2022-2028 годы,
утвержденным приказом Минэнерго России
от «28» февраля 2022 г. № 146

**СВОДНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПО КЛАССАМ НАПРЯЖЕНИЯ 220 кВ И ВЫШЕ
ПО ОЭС И ЭЭС РОССИИ ЗА 2022 – 2028 ГОДЫ**

	2022		2023		2024		2025		2026		2027		2028		Итого за 2022-2028 гг.	
	ВЛ, км	ПС, МВА	ВЛ, км	ПС, МВА	ВЛ, км	ПС, МВА	ВЛ, км	ПС, МВА	ВЛ, км	ПС, МВА	ВЛ, км	ПС, МВА	ВЛ, км	ПС, МВА	ВЛ, км	ПС, МВА
ОЭС Северо-Запада	20,2	932,0	65,2	1805,0	0,0	0,0	0,0	126,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	85,4	2863,0
330 кВ	19,6	726,0	65,2	1725,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	84,8	2451,0
220 кВ	0,6	206,0	0,0	80,0	0,0	0,0	0,0	126,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	412,0
ОЭС Центра	63,4	1398,0	36,7	2600,0	209,0	200,0	89,6	1390,0	108,0	881,0	0,0	0,0	0,0	0,0	506,7	6469,0
750 кВ	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	0,0
500 кВ	0,0	0,0	0,0	1700,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,2	501,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,2	2201,0
330 кВ	0,0	0,0	0,0	0,0	172,0	200,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	172,0	200,0
220 кВ	63,4	1398,0	36,7	900,0	34,8	0,0	89,6	1390,0	93,8	380,0	0,0	0,0	0,0	0,0	318,3	4068,0
ОЭС Юга	117,6	791,0	90,0	1906,0	18,1	881,0	3,0	836,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	228,7	4414,0
500 кВ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	501,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	501,0
330 кВ	0,0	0,0	0,4	126,0	13,8	400,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,2	526,0
220 кВ	117,6	791,0	89,6	1780,0	4,3	481,0	3,0	335,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	214,5	3387,0
ОЭС Средней Волги	17,9	661,0	10,6	250,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	28,5	911,0
500 кВ	0,0	0,0	0,0	250,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	250,0
220 кВ	17,9	661,0	10,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	28,5	661,0
ОЭС Урала	7,0	225,0	16,0	375,0	286,3	1922,0	400,4	512,6	0,0	0,0	0,0	0,0	380,0	0,0	1089,7	3034,6
500 кВ	0,0	0,0	0,0	0,0	6,4	1002,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	380,0	0,0	386,4	1002,0
220 кВ	7,0	225,0	16,0	375,0	279,9	920,0	400,4	512,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	703,3	2032,6
ОЭС Сибири	984,2	2572,0	3108,8	6590,0	226,2	1573,0	7,2	126,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1013,2	501,0	5339,6	11362,0
500 кВ	480,0	751,0	1004,0	2554,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	770,0	501,0	2254,0	3806,0
220 кВ	504,2	1821,0	2104,8	4036,0	226,2	1573,0	7,2	126,0	0,0	0,0	0,0	0,0	243,2	0,0	3085,6	7556,0
ОЭС Востока	1223,2	1603,0	362,0	1829,0	1846,2	3146,0	545,9	0,0	6,2	250,0	0,0	0,0	324,0	0,0	4307,5	6828,0
500 кВ	54,0	1000,0	1,5	501,0	759,2	1002,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	814,7	2503,0
220 кВ	1169,2	603,0	360,5	1328,0	1087,0	2144,0	545,9	0,0	6,2	250,0	0,0	0,0	324,0	0,0	3492,8	4325,0
ИТОГО	2433,5	8182,0	3689,3	15355,0	2585,8	7722,0	1046,1	2990,6	114,2	1131,0	0,0	0,0	1717,2	501,0	11586,1	35881,6
750 кВ	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	0,0
500 кВ	534,0	1751,0	1005,5	5005,0	765,6	2004,0	0,0	501,0	14,2	501,0	0,0	0,0	1150,0	501,0	3469,3	10263,0
330 кВ	19,6	726,0	65,6	1851,0	185,8	600,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	271,0	3177,0
220 кВ	1879,9	5705,0	2618,2	8499,0	1632,2	5118,0	1046,1	2489,6	100,0	630,0	0,0	0,0	567,2	0,0	7843,6	22441,6

Анализ перспективной режимно-балансовой ситуации в Бодайбинском, Киренском, Усть-Кутском, Казачинско-Ленском районах Иркутской области, Северо-Байкальском и Муйском районах Республики Бурятия, Ленском районе Республики Саха (Якутия)

Электроснабжение потребителей электрической энергии в Бодайбинском, Киренском, Усть-Кутском, Казачинско-Ленском районах Иркутской области, Северо-Байкальском и Муйском районах Республики Бурятия, Ленском районе Республики Саха (Якутия) осуществляется от Бодайбинского энергетического кольца 220 кВ (далее – БЭК), которое образуют узловые ПС 500 кВ Усть-Кут, ПС 220 кВ Пеледуй, ПС 220 кВ Мамакан, ПС 220 кВ Таксимо, связанные следующими ВЛ 220 кВ:

- ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1, 2;
- ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 № 1, 2;
- ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 I, II цепь с отпайкой на ПС НПС-8;
- ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1, 2;
- ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1, 2;
- ВЛ 220 кВ Мамакан – Сухой Лог I, II цепь;
- ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан I цепь;
- ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан II цепь с отпайками;
- двухцепной транзит 220 кВ на участке Усть-Кут – Киренга –

Северобайкальск – Новый Уоян – Таксимо.

Центрами питания для БЭК являются ПС 500 кВ Усть-Кут и Мамаканская ГЭС.

На ПС 500 кВ Усть-Кут установлена одна группа однофазных автотрансформаторов 500/220 кВ номинальной мощностью 501 МВА (3×167 МВА).

Схема электрических сетей БЭК представлена на рисунке 1.

Развитие существующих золотодобывающих предприятий и освоение новых перспективных месторождений на территории Иркутской области, в том числе крупных месторождений золотосодержащих руд Сухой Лог и Чёртово

Корыто, существенно увеличат спрос на электрическую энергию в БЭК. Также существенное увеличение потребности в электрической энергии будет связано с реализацией масштабного проекта по реконструкции инфраструктуры и расширению, в том числе на территории Иркутской области и Республики Бурятия, Байкало-Амурской железнодорожной магистрали, а также со строительством таких крупных заводов как Иркутский завод полимеров и завод неорганической химии ООО «Иркутская нефтяная компания», а также освоением Ковыктинского месторождения ПАО «Газпром».

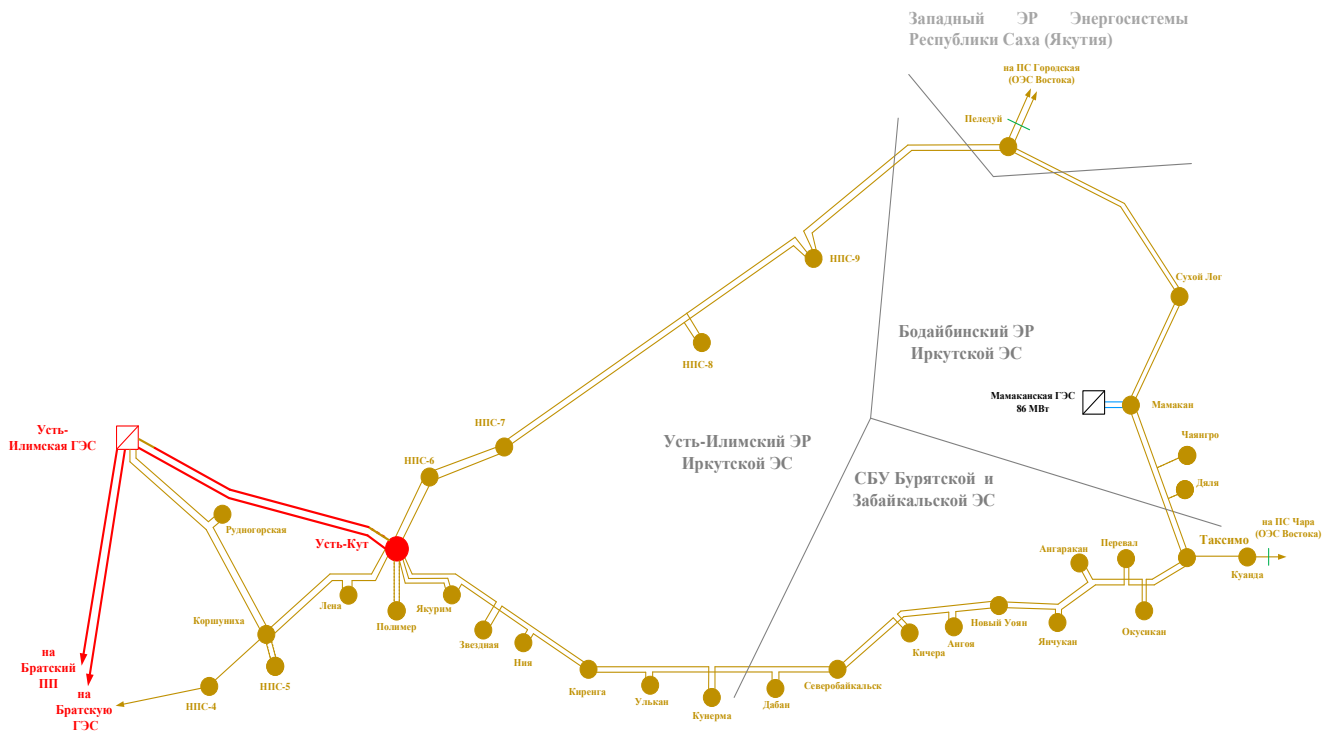


Рисунок 1 – Схема БЭК

К 2027 году планируется значительное увеличение потребления электрической мощности потребителями БЭК, что потребует обеспечения увеличения перетока мощности от Усть-Илимской ГЭС и Братской ГЭС в направлении энергорайона до 1841 МВт (с учетом эффекта совмещения новых нагрузок).

К 2024 году предусматривается следующее развитие сети 500 кВ:

– перевод на проектное напряжение 500 кВ ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 2;

– реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой второго АТ 500/220 кВ и увеличением трансформаторной мощности на 501 МВА (3×167 МВА) до 1002 МВА;

– строительство ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3;

– строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 1 и № 2 с ПС 500 кВ Нижнеангарская с двумя АТ мощностью 501 МВА (3×167 МВА) каждый и заходами ВЛ 220 кВ;

– строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо с сооружением РУ 500 кВ на ПС 220 кВ Таксимо и установкой АТ 500/220 кВ мощностью 501 МВА (3×167 МВА).

В рамках анализа перспективной режимно-балансовой ситуации в БЭК и оценки достаточности вышеуказанного сетевого строительства для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима после присоединения новых потребителей проведены расчеты электроэнергетических режимов и определены значения максимально допустимых перетоков активной мощности в существующих и вновь образуемых контролируемых сечениях (показаны на рисунке 2) в соответствии с требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденных Приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630.

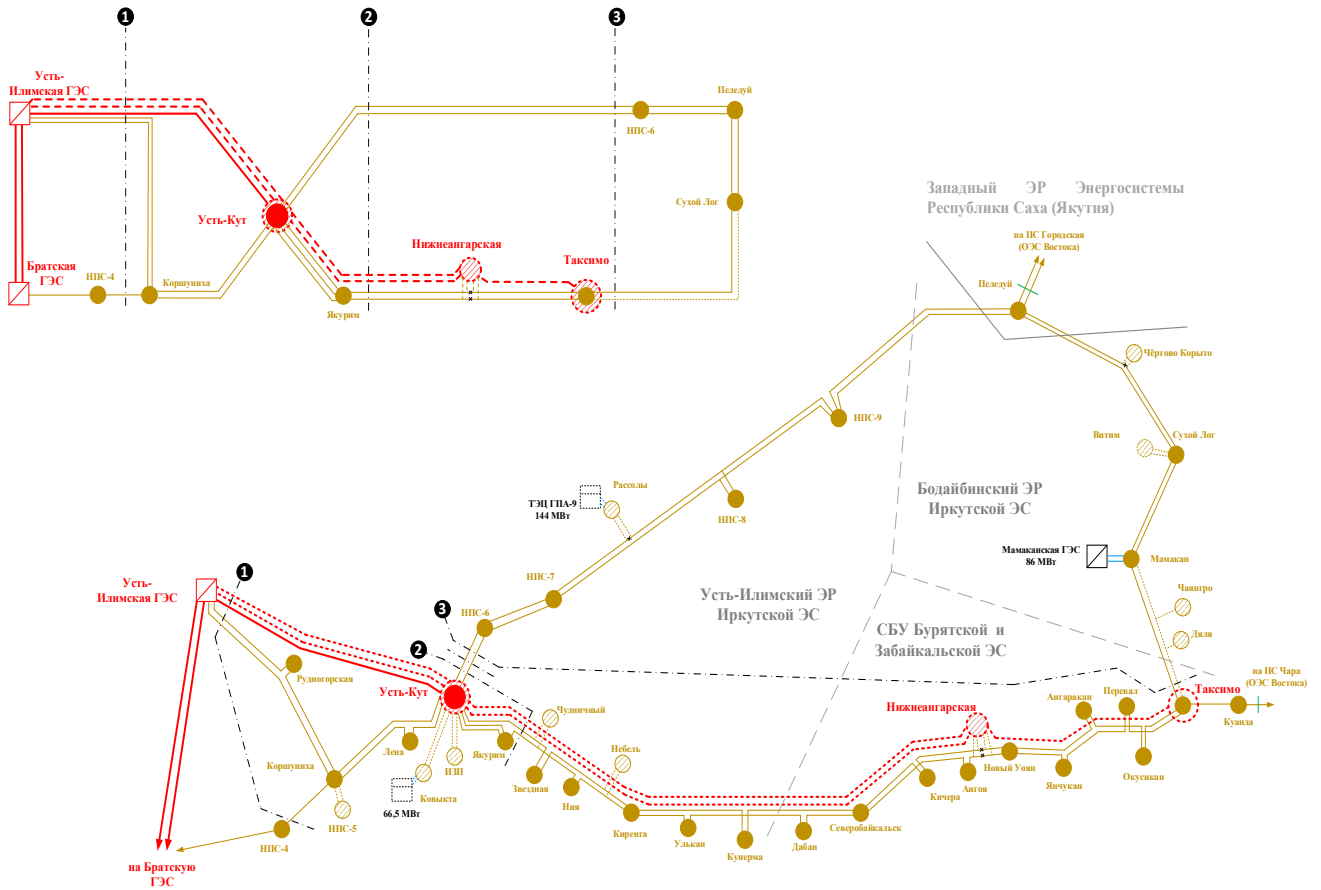


Рисунок 2 – Существующие и вновь образуемые контролируемые сечения.

Для энергорайонов Иркутской области, Республики Бурятия, Республики Саха (Якутия) и Забайкальского края, находящихся за существующими и вновь образуемыми контролируемыми сечениями (далее – КС), разработан баланс мощности, представленный в таблице 1.

Таблица 1. Баланс мощности энергорайонов Республики Бурятия, Республики Саха (Якутия) и Забайкальского края, находящихся за вновь образуемыми КС, для периодов зимних* и летних** режимов максимальных нагрузок, на 2027 год, МВт

Показатель	КС 1		КС 2		КС 3	
	Зимний максимум	Летний максимум	Зимний максимум	Летний максимум	Зимний максимум	Летний максимум
Потребление мощности за КС	1851	1844	1149	1147	639	637
Доступная мощность электростанций	10	64	10	64	10	64
Требуемый переток мощности в КС	1841	1780	1139	1083	629	573
Максимально допустимый переток в КС в нормальной схеме	1795	1682	855	840	304	279
Запас по пропускной способности КС в нормальной схеме	-46	-98	-284	-243	-325	-294
Максимально допустимый переток в КС в ремонтной схеме с ПА	1527	1340	943	673	470	279
Запас по пропускной способности КС в ремонтной схеме	-314	-440	-196	-410	-159	-294

* – зимний режим максимальных нагрузок при температуре наружного воздуха Иркутской области -36 °С – температура воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 с округлением до ближайшего целого значения;

** – летний режим максимальных нагрузок при среднемесячной температуре наружного воздуха Иркутской области +18 °С – среднемесячная температура воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения.

Анализ режимно-балансовой ситуации БЭЖ на перспективу до 2028 года показывает наличие непокрываемого дефицита мощности в ряде схемно-режимных ситуаций для различных контролируемых сечений, который достигает в зимний период 2027 года величины 325 МВт, в летний период 2027 года – 440 МВт.

При этом, исходя из анализа перспективных режимов работы БЭЖ, месторасположения опорного центра питания – ПС 500 кВ Усть-Кут, а также распределения нагрузок существующих и перспективных потребителей с их максимальной концентрацией в Бодайбинском энергорайоне энергосистемы

Иркутской области целесообразно рассмотреть строительство в указанном энергорайоне новой электростанции.

Генерирующий объект, подлежащий строительству, должен быть отобран по результатам долгосрочного конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов и соответствовать требованиям распоряжения Правительства Российской Федерации от 20.01.2022 №33-р «О проведении долгосрочного конкурентного отбора мощности генерирующих объектов, подлежащих строительству в соответствии с техническими требованиями и описанием территории технологически необходимой генерации и утверждении экономических параметров, исходя из которых будут рассчитываться коэффициент эффективности и стоимость мощности, продаваемой по итогам отбора мощности новых генерирующих объектов и перечень потребителей электрической энергии (мощности), в отношении которых прогнозируется рост потребления электрической энергии (мощности), приводящий к возникновению территории технологически необходимой генерации».

Мероприятия по обеспечению схемы выдачи мощности генерирующего объекта подлежат определению в рамках отдельного проектирования.

Объединение на параллельную синхронную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока

I. Краткая характеристика ОЭС Сибири и ОЭС Востока

1.1. ОЭС Сибири

ОЭС Сибири граничит с энергосистемой Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов (ОЭС Урала) и энергосистемой Амурской области и Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), включающей Алданский и Нерюнгринский районы (ОЭС Востока), а также с энергосистемами двух зарубежных государств: Республики Казахстан и Республики Монголия.

1.2. ОЭС Востока

ОЭС Востока граничит с электроэнергетическими системами ОЭС Сибири: Иркутской области, Забайкальского края и Республики Бурятия, а также с энергосистемой Китая.

Вследствие недостаточной пропускной способности линий электропередачи 220 кВ, соединяющих ОЭС Востока и ОЭС Сибири для обеспечения длительной устойчивой параллельной синхронной работы, ОЭС Востока работает изолированно от остальной части ЕЭС России. Нормальными точками деления сети являются секционные разъединители 220 кВ на ПС 220 кВ Могоча, линейный разъединитель на ПС 220 кВ Куанда и линейные разъединители на ПС 220 кВ Пеледуй.

В зависимости от складывающейся режимно-балансовой и схемно-режимной ситуации осуществляется перенос точек раздела между ОЭС Сибири и ОЭС Востока в пределах нескольких приграничных подстанций.

II. Основные цели и задачи объединения на параллельную синхронную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока

Начиная с 2019 года последовательно осуществляется реализация мероприятий по объединению изолированных энергорайонов Республики Саха (Якутия) с ОЭС Востока. В рамках развития транспортно-инфраструктурных проектов, таких как нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан», газопровод «Сила Сибири» построены транзиты 220 кВ, обеспечивающие электроснабжение перекачивающих станций.

Для обеспечения технологического присоединения Удоканского ГОК предусмотрена вторая ЛЭП 220 кВ Тында – Лопча – Хани – Чара. В рамках модернизации Восточного полигона – Байкало-Амурской магистрали (далее – БАМ) и Транссибирской магистрали предусмотрено развитие электрических сетей вдоль Северобайкальского участка БАМ и строительство третьей цепи 220 кВ Холбон – Зилово – Могоча.

Вышеуказанное сетевое строительство в совокупности с активным освоением минерально-сырьевой базы в Иркутской области, Республике Бурятия, Амурской области, Забайкальском крае, Республике Саха (Якутия) создают предпосылки для появления технической возможности объединения на параллельную синхронную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока с минимальными дополнительными затратами.

Основные эффекты от объединения ОЭС Сибири и ОЭС Востока при обеспечении достаточной величины обменной мощности:

- сокращение общей потребности объединения в генерирующей мощности при дальнейшем развитии энергосистем за счет использования эффекта разницы часовых поясов, а также уменьшения потребности в резервной мощности электростанций из-за увеличения эффективности использования пропускной способности межсистемных связей;
- обеспечение возможности дополнительной передачи электрической энергии и мощности из ОЭС Сибири в ОЭС Востока в маловодные годы;
- запуск на территории ОЭС Востока механизмов конкурентного рыночного

ценообразования на электрическую энергию и мощность;

– повышение надежности и качества электроснабжения потребителей, прежде всего тяговых транзитов БАМ и Транссибирской магистрали, питание которых в настоящее время осуществляется в консольном режиме вследствие наличия точек раздела.

III. Технические решения по объединению на параллельную синхронную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока

Для обеспечения объединения на параллельную синхронную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока в дополнение к уже принятым решениям в рамках плана ускоренной модернизации Восточного полигона – БАМ и Транссибирской магистрали рекомендуется реализация следующих мероприятий:

- сооружение ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча ориентировочной протяженностью 324 км, стоимость сооружения – 6128,8 млн руб.;
- сооружение ВЛ 220 кВ Таксимо – Чара (возможен перевод существующей ВЛ 110 кВ на напряжение 220 кВ) ориентировочной протяженностью 239 км, стоимость сооружения – 4371,18 млн руб.

Кроме того, необходима установка дополнительных устройств противоаварийной автоматики, а также перенастройка действующих устройств РЗА, параметры которых должны уточняться при конкретном проектировании.

Схема электрической сети 220 кВ и выше на этапе 2028 года с учетом реализации вышеперечисленных мероприятий представлена на рисунке 1.

После завершения вышеупомянутых мероприятий параллельная синхронная работа ОЭС Сибири и ОЭС Востока будет осуществляться по электрическим связям, входящим во вновь образуемое контролируемое сечение «Восток – Сибирь», в состав которого входят следующие ЛЭП (рисунок 1):

- ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй № 1 с отпайкой на ПС НПС-11;
- ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй № 2 с отпайкой на ПС НПС-11;
- ВЛ 220 кВ Хани – Чара № 1;

- ВЛ 220 кВ Хани – Чара № 2;
- ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча;
- ВЛ 220 кВ Могоча – Амазар;
- ВЛ 220 кВ Семиозерный – Могоча.

В рамках анализа перспективной режимно-балансовой ситуации и на основании расчетов электроэнергетических режимов и статической устойчивости, проведенных в соответствии с требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методическими указаниями по устойчивости энергосистем», утвержденными Приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630, определено, что предложенные технические решения совместно с развитием системы противоаварийного управления обеспечат следующие величины обмена мощностью в нормальной схеме по сечению «Восток – Сибирь» (рисунок 1):

- 350 МВт из ОЭС Сибири в ОЭС Востока;
- 450 МВт из ОЭС Востока в ОЭС Сибири.

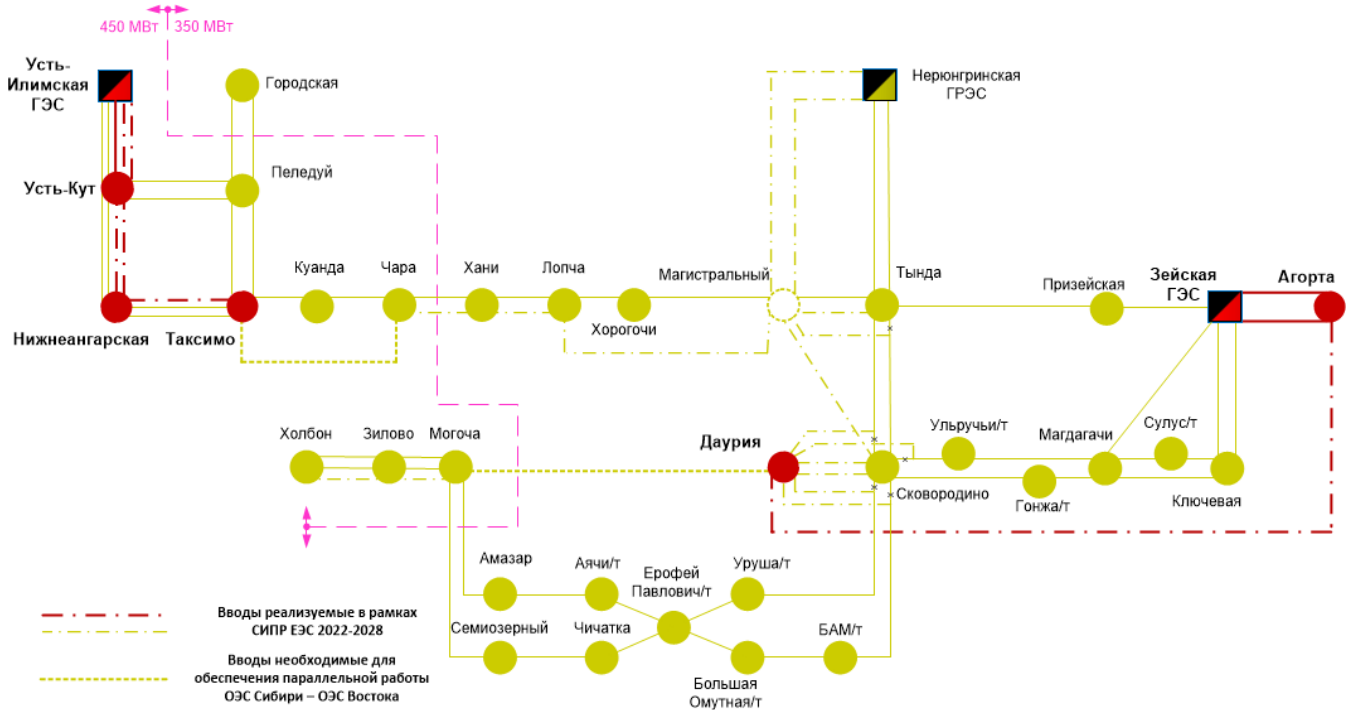


Рисунок 1 – Схема электрической сети 220 кВ и выше на этапе 2028 года и допустимые межсистемные перетоки активной мощности между ОЭС Сибири и ОЭС Востока после выполнения технических решений

Для дополнительного усиления электрических связей между ОЭС Сибири и ОЭС Востока и обеспечения возможности большей передачи электрической энергии и мощности между ОЭС Сибири и ОЭС Востока в дополнение к вышеперечисленным мероприятиям по объединению на параллельную синхронную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока рекомендуется после 2028 года реализация следующих мероприятий:

- сооружение ВЛ 500 кВ Таксимо – Чара;
- сооружение ВЛ 500 кВ Тында – Чара;
- сооружение ВЛ 500 кВ Даурия – Тында.

Окончательные параметры указанных ВЛ 500 кВ необходимо определить в рамках отдельной проектной проработки.

После завершения вышеупомянутых мероприятий величины обмена мощностью обеспечат в нормальной схеме по сечению «Восток – Сибирь»

(рисунок 2):

- 620 МВт из ОЭС Сибири в ОЭС Востока;
- 690 МВт из ОЭС Востока в ОЭС Сибири.

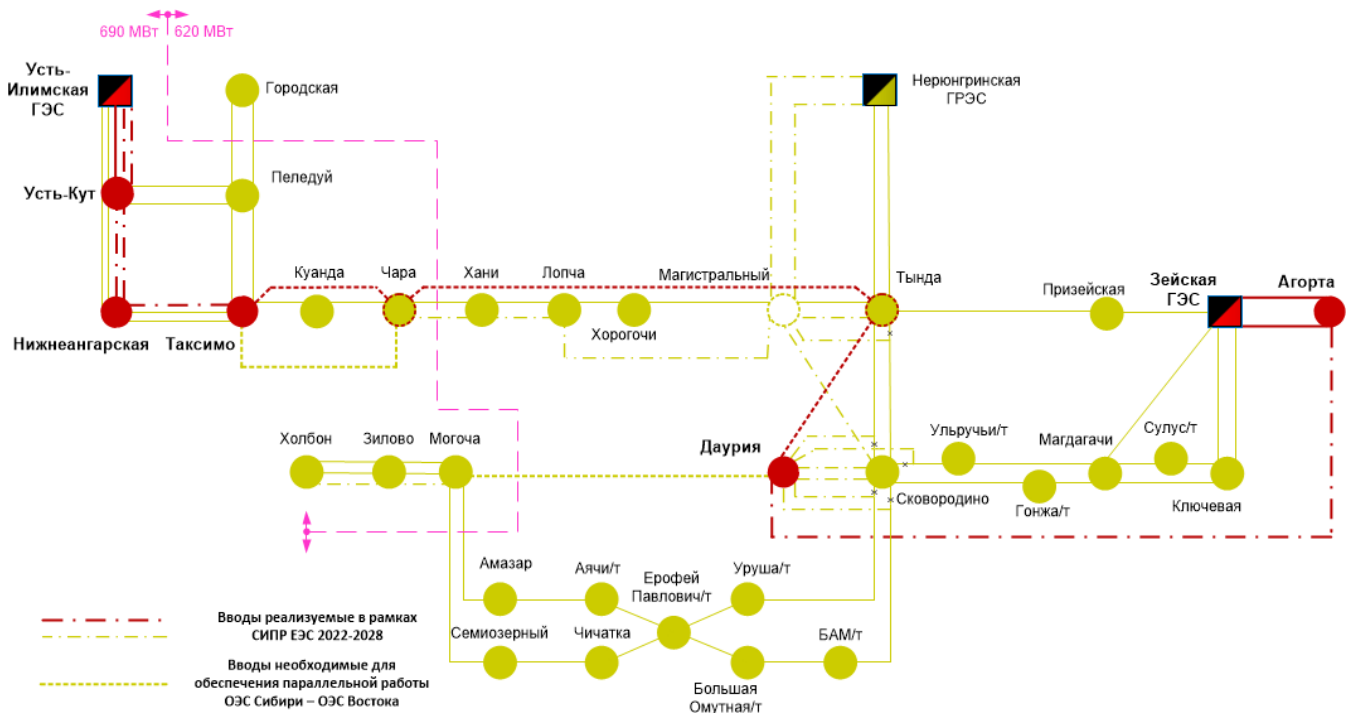


Рисунок 2 – Схема электрической сети 220 кВ и выше после 2028 года и допустимые межсистемные перетоки активной мощности между ОЭС Сибири и ОЭС Востока после выполнения технических решений

Выводы:

1. Реализация предложенных мероприятий по объединению на параллельную синхронную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока позволит:
 - сократить общую потребность объединения в генерирующей мощности при дальнейшем развитии энергосистем за счет использования эффекта разницы часовых поясов, а также уменьшить потребность в резервной мощности электростанций;
 - обеспечить дополнительную передачу электрической энергии и мощности из ОЭС Сибири в ОЭС Востока в маловодные годы;
 - повысить надежность и качество электроснабжения потребителей, прежде всего тяговых транзитов БАМ и Транссибирской магистрали;

– обеспечить совместную оптимизацию режимов работы электростанций ОЭС Сибири и ОЭС Востока в рамках процедур конкурентных отборов выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО), рынка на сутки вперед (РСВ) и балансирующего рынка (БР) и распространение всех рыночных механизмов, применяемых в ценовых зонах оптового рынка, на территорию второй неценовой зоны, расположенной на территории Дальнего Востока.

2. Предложенные технические решения совместно с развитием системы противоаварийного управления обеспечат следующие величины обмена мощностью в нормальной схеме между ОЭС Сибири и ОЭС Востока:

- 350 МВт из ОЭС Сибири в ОЭС Востока;
- 450 МВт из ОЭС Востока в ОЭС Сибири.

3. Реализация дополнительных мероприятий по сооружению ВЛ 500 кВ после 2028 года совместно с развитием системы противоаварийного управления обеспечат следующие величины обмена мощностью в нормальной схеме между ОЭС Сибири и ОЭС Востока:

- 620 МВт из ОЭС Сибири в ОЭС Востока;
- 690 МВт из ОЭС Востока в ОЭС Сибири.

4. Окончательный перечень мероприятий по развитию системы противоаварийного управления для организации параллельной синхронной работы должен быть определен по результатам проектной проработки.