

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ  
НА 2023–2028 ГОДЫ

СВОДНЫЙ ОТЧЕТ ПО ЕЭС РОССИИ

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	7
1 Описание энергосистемы .....	8
1.1 Основные внешние электрические связи.....	8
1.2 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей.....	10
1.3 Фактический объем производства электрической энергии электростанциями ЕЭС России в ретроспективный период на 5 лет.....	11
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности в ЕЭС России за ретроспективный период на 5 лет .....	12
1.5 Фактические вводы, демонтажи генерирующего оборудования, ЛЭП и трансформаторов 220 кВ и выше в ЕЭС России в ретроспективном периоде на 5 лет .....	19
2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода ГАО, для которых по результатам технико-экономического обоснования определена необходимость реализации мероприятий по строительству, реконструкции генерирующего оборудования или развитию электрической сети 220 кВ и выше .....	27
3 Прогноз потребления электрической энергии и мощности по синхронным зонам ЕЭС России .....	47
3.1 Основные социально–экономические показатели .....	47
3.2 Сводная прогнозная информация по потреблению электрической энергии и мощности.....	49
4 Показатели экспортных/импортных поставок электрической энергии и мощности .....	57
4.1 Показатели экспортных/импортных поставок электрической энергии и мощности в ретроспективном периоде на 5 лет .....	57
4.2 Показатели экспортных/импортных поставок электрической энергии и мощности.....	58
5 Описание перспективного развития генерирующего оборудования на электростанциях .....	61
5.1 Основные объемы и структура выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования .....	61
5.2 Основные объемы и структура вводимого генерирующего оборудования на электростанциях.....	62
5.3 Основные объемы и структура реконструкции генерирующего оборудования на электростанциях.....	65
6 Прогнозные балансы электрической энергии и мощности по синхронным зонам ЕЭС России .....	67
6.1 Баланс мощности с учетом основного объема вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации и реконструкции генерирующего оборудования.....	67
6.2 Баланс электрической энергии с учетом основного объема вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации и реконструкции генерирующего оборудования при среднесрочной величине выработки ГЭС.....	77
7 Анализ изменения структуры генерации .....	81

8	Прогноз потребности в топливе организаций электроэнергетики синхронных зон ЕЭС России, включающий потребность тепловых электростанций синхронных зон ЕЭС России в органическом топливе на перспективный период .....	83
9	Предложения по комплексным техническим решениям, направленным на повышение эффективности функционирования ЭЭС России и на ликвидацию потенциальных дефицитов электрической энергии и мощности, включающие общую характеристику проблем ЭЭС России, требующих комплексного подхода к разработке технических решений .....	85
9.1	Комплексное техническое решение по развитию сети и обеспечения технической возможности технологического присоединения новых потребителей на территории г. Москвы и Московской области .....	85
9.2	Результаты оценки увеличения пропускной способности электрической сети в направлении из ОЭС Урала в западную часть ЕЭС России и экономический эффект для энергосистемы при вводе в работу фазоповоротного трансформатора на Воткинской ГЭС .....	86
9.3	Разработка решений по развитию электросетевого комплекса Хасанского муниципального района Приморского края с учетом перспективных нагрузок потребителей региона .....	87
10	Предложения по развитию магистральных электрических сетей .....	91
10.1	Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежности функционирования ЕЭС России .....	91
10.2	Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технологического присоединения объектов по производству электрической энергии к Единой национальной (общероссийской) электрической сети .....	95
10.3	Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, выполнение которых 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 .....	97
11	Информация о развитии устройств и комплексов релейной защиты и автоматики .....	100
12	Оценка прогнозных объемов капитальных вложений в сооружение генерирующих мощностей, объектов электросетевого хозяйства, номинальный класс напряжения которых составляет 220 кВ и выше .....	107
12.1	Прогнозные объемы инвестиций в развитие синхронных зон ЕЭС России в прогнозных ценах .....	107
12.2	Сводные показатели по прогнозным капитальным вложениям в объекты электросетевого хозяйства по классам напряжения 220 кВ и выше в прогнозных ценах .....	108
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	110
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	112

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДН	–	аварийно допустимое напряжение
АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АО	–	аварийное отключение
АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АОСН	–	автоматика ограничения снижения напряжения
АПНУ	–	автоматика предотвращения нарушения устойчивости
АРПМ	–	автоматика разгрузки при перегрузке по мощности
АТ	–	автотрансформатор
АТГ	–	автотрансформаторная группа
АЧР	–	автоматическая частотная разгрузка
АЭС	–	атомная электростанция
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВМ; МВ	–	масляный выключатель
ВН	–	высокое напряжение
ВО; ОВ	–	обходной выключатель
ВОЛС	–	волоконно-оптическая линия связи
ВЧ	–	высокочастотный
ВЧЗ	–	высокочастотный заградитель
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГА	–	гидроагрегат
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГАЭС	–	гидроаккумулирующая электростанция
ГВО	–	график временного отключения потребления
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГТУ	–	газотурбинная установка
ГТЭС	–	газотурбинная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИРМ	–	источник реактивной мощности
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
КРУЭ	–	комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
КС	–	контролируемое сечение
ЛАПНУ	–	локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации

Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НПЗ	–	нефтеперерабатывающий завод
НПС	–	нефтеперекачивающая станция
ОЗП	–	осенне-зимний период
ОН	–	отключение нагрузки
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
ОЭЗ ТВТ	–	особая экономическая зона технико-внедренческого типа
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПА	–	противоаварийная автоматика
ПАР	–	послеаварийный режим
ПГУ	–	парогазовая установка
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
ПТУ	–	паротурбинная установка
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РЗ	–	релейная защита
РЗА	–	релейная защита и автоматика
РП	–	(электрический) распределительный пункт
РПН	–	устройство регулирования напряжения силового трансформатора под нагрузкой
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СВ	–	секционный выключатель
СД	–	синхронный двигатель
СК	–	синхронный компенсатор
СКРМ	–	средство компенсации реактивной мощности
СН	–	среднее напряжение
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
СИ	–	система (сборных) шин
СЭС	–	солнечная электростанция
Т	–	трансформатор
т.у.т.	–	тонна условного топлива
ТГК	–	территориальная генерирующая компания
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТТ	–	трансформатор тока
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УВ	–	управляющее воздействие
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
УОН	–	устройство отключения нагрузки

УПАСК	– устройство передачи (приема) аварийных сигналов и команд
УШР	– управляемый шунтирующий реактор
ФОЛ	– фиксация отключения линии электропередачи
ФОСШ	– фиксация отключения системы (секции) шин
ШР	– шинный разъединитель
ШСВ; МШВ	– шиносоединительный выключатель
ЭС	– электроэнергетическая система, энергосистема

## ВВЕДЕНИЕ

Основной целью подготовки материалов является разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и обеспечению удовлетворения среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности, а также по формированию стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики.

В настоящих материалах приведена информация:

- о фактическом состоянии электроэнергетики ЕЭС России за ретроспективный период на 5 лет.

- прогноз потребления электрической энергии и максимума потребления мощности по ЕЭС России и синхронным зонам ЕЭС России на каждый год перспективного периода (2023–2028 годов).

- информация об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2028 года.

В материалах сформированы предложения по развитию магистральных электрических сетей, включающие:

- перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежности функционирования ЕЭС России;

- перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технологического присоединения объектов по производству электрической энергии к Единой национальной (общероссийской) электрической сети;

- перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, выполнение которых 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.

## 1 Описание энергосистемы

### 1.1 Основные внешние электрические связи

Перечень существующих межгосударственных связей ЕЭС России напряжением 110 (150) кВ и выше представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Межгосударственные электрические связи ЕЭС России напряжением 110 (150) кВ и выше

Энергосистемы	Электросетевой объект
ЕЭС России – Страны Балтии	ВЛ 330 кВ Псков – Тарту (Л–358)
	ВЛ 330 кВ Балти – Кингисеппская №2 (Л–373)
	КВЛ 330 кВ Балти – Кингисеппская (Л–374)
	ВЛ 330 кВ Великорецкая – Резенке (Л 309)
	ВЛ 330 кВ Битенай – Советск–330 №1 (ВЛ–325)
	ВЛ 330 кВ Битенай – Советск–330 №2 (ВЛ–326)
	ВЛ 330 кВ Круонио ГАЭС – Советск–330 (ВЛ–447)
	ВЛ 110 кВ О–5 Советск – Пагегяй (Л–104)
	ВЛ 110 кВ О–5 Советск – Пагегяй (Л–105)
	ВЛ 110 кВ О–15 Нестеров – Кибартай (Л–130)
	ВЛ 750 кВ Смоленская АЭС – Белорусская (Л–707)
ЕЭС России – Беларусь	ВЛ 330 кВ Витебск – Талашкино
	ВЛ 330 кВ Рославль – Кричев
	ВЛ 330 кВ Полоцк –Новосокольники (Л 345)
	ВЛ 110 кВ Рудня – Лиозно
	ВЛ 110 кВ Гомель – Новозыбково с отпайками на ПС Закопытье I цепь
	ВЛ 110 кВ Гомель – Новозыбково с отпайками II цепь
	ВЛ 110 кВ Гомель – Индуктор с отпайками
	ВЛ 110 кВ Светиловичи – Красная Гора
ЕЭС России – Грузия	ВЛ 500 кВ Центральная – Джвари (ВЛ 500 кВ Кавкасион)
	ВЛ 110 кВ Эзминская ГЭС – Казбеги (ВЛ 110 кВ Дарьяли)
ЕЭС России – Абхазия	ВЛ 220 кВ Псоу – Бзыби (ВЛ Салхино)
	КВЛ 110 кВ Псоу – Леселидзе (ВЛ 110 кВ Накадули)
ЕЭС России – Азербайджан	ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз
	ВЛ 110 кВ Белиджи – Ялама (ВЛ 110 кВ Яламинская)
ЕЭС России – Южная Осетия	КВЛ 110 кВ Северный Портал – Джава (Л 129)
	КВЛ 110 кВ Северный Портал – Нижний Рук
ЕЭС России – Казахстан	ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Степная (включена на 220 кВ)
	ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская (Л–1103) (в габаритах 1150 кВ)
	ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол
	ВЛ 500 кВ Ириклинская ГРЭС – Житикара
	ВЛ 500 кВ Курган – Аврора
	ВЛ 500 кВ Экибастузская – Алтай
	ВЛ 500 кВ ЕЭК – Рубцовская
	ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть-Каменогорск
	ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС–1 – Таврическая
	ВЛ 500 кВ ЕЭК – Иртышская
	ВЛ 500 кВ Аврора – Таврическая
	ВЛ 220 кВ Степная – Южная
	ВЛ 220 кВ Кинельская – Уральская с отпайкой на ПС Южная
	ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская



Энергосистемы	Электросетевой объект
	ВЛ 220 кВ Аврора – Макушино
	ВЛ 220 кВ Новотроицкая – Ульке
	ВЛ 220 кВ Орская – Актюбинская
	ВЛ 220 кВ Орская – Кимперсай
	ВЛ 220 кВ Мынкуль – Иртышская (224)
	ВЛ 220 кВ Валиханово – Иртышская (225)
	ВЛ 220 кВ Урожай – Мынкуль (222)
	ВЛ 220 кВ Районная – Валиханово (223)
	ВЛ 110 кВ Озинки – Семиглавый Мар
	ВЛ 110 кВ Литейная – Петухово-Т с отпайкой на ПС Горбуново-Т
	ВЛ 110 кВ Мамлютка – Петухово-Т с отпайкой на ПС Горбуново-Т
	ВЛ 110 кВ Железное – Большое Приютное
	ВЛ 110 кВ Акбулакская – Яйсан
	ВЛ 110 кВ Илекская – Месторождение
	ВЛ 110 кВ Киембай – Щербаковская с отпайкой на ПС Союзная
	ВЛ 110 кВ Соль-Илецкая – Чингирлау
	ВЛ 110 кВ Бускуль-т – Саламат-т
	ВЛ 110 кВ Магнай-т – Саламат-т
	ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Еманкино-т
	ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Магнай-т
	ВЛ 110 кВ Юбилейная – Булаево 1ц с отпайкой на ПП Юнино
	ВЛ 110 кВ Юбилейная – Булаево 2ц с отпайкой на ПП Юнино
	ВЛ 110 кВ Маралды – Кулунда (Л–125)
	ВЛ 110 кВ Щербакты – Кулунда (Л–126/1)
	ВЛ 110 кВ Павлодарская – Кулунда (в габаритах 220 кВ)
	ВЛ 110 кВ Горняк – Жезкент № 1
	ВЛ 110 кВ Горняк – Жезкент № 2
	ВЛ 110 кВ Кайсацкая – Джаныбек с отпайками
	ВЛ 110 кВ Верхний Баскунчак – Сайхин
	ВЛ 110 кВ Верхний Баскунчак – Суюндук
	ВЛ 110 кВ Бзанская – Чертомбай с отпайками на ПС ГНСВ
	ВЛ 110 кВ Бузанская – ГНСВ
ЕЭС России – Финляндия	ВЛ 400 кВ Выборгская – Кюми (ЛЛн–1)
	ВЛ 400 кВ Выборгская – Юлликяля (ЛЛн–2)
	ВЛ 400 кВ Выборгская – Юлликяля (ЛЛн–3)
	ВЛ 110 кВ Светогорская ГЭС – Иматра (ВЛ 110 кВ Иматра–1)
	ВЛ 110 кВ Кайтакоски ГЭС-4 – Ивайло (Л–82)
ЕЭС России – Норвегия	ВЛ 150 кВ Борисоглебская ГЭС – Киркенес (Л–225)
ЕЭС России – Монголия	ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан I цепь (СД–257)
	ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан II цепь (СД–258)
	ВЛ 110 кВ Хандагайты – Улангом I цепь (С–457) (в габаритах 220 кВ)
	ВЛ 110 кВ Хандагайты – Улангом II цепь (С–458) (в габаритах 220 кВ)
ЕЭС России – КНР	ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ
	ВЛ 220 кВ Благовещенская – Айгунь I цепь
	ВЛ 220 кВ Благовещенская – Айгунь II цепь
	ВЛ 110 кВ Благовещенская – Хэйхэ (в габаритах 220 кВ)

## 1.2 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 01.01.2022 составила 246590,9 МВт, в том числе: АЭС – 29543,0 МВт, ГЭС – 48614,8 МВт, ГАЭС – 1340,0 МВт, ТЭС – 163097,1 МВт, ВЭС – 2035,4 МВт, СЭС – 1960,6 МВт.

Структура и изменения установленной мощности электростанций ЕЭС России и синхронных зон с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), выводу из эксплуатации за 2021 год, приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций ЕЭС России и синхронных зон, МВт

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
ЕЭС России, всего	245313,2	2716,1	1896,8	231,4	227,0	246590,9
АЭС	29354,8	1188,1	1000,0	–	–	29543,0
ГЭС	48572,0	–	–	42,8	–	48614,8
ГАЭС	1340,0	–	–	–	–	1340,0
ТЭС	163292,2	286,2	896,8	188,6	227,0	163097,1
ВЭС	1027,5	1008,9	–	–	–	2035,4
СЭС	1726,7	232,9	–	–	–	1960,6
в том числе:						
1-я синхронная зона	234197,2	2556,1	1886,8	231,4	227,0	235324,8
АЭС	29354,8	1188,1	1000,0	–	–	29543,0
ГЭС	43954,5	–	–	42,8	–	43997,3
ГАЭС	1340,0	–	–	–	–	1340,0
ТЭС	156793,6	126,2	886,8	188,6	227,0	156448,5
ВЭС	1027,5	1008,9	–	–	–	2035,4
СЭС	1726,7	232,9	–	–	–	1960,6
2-я синхронная зона	11116,1	160,0	10,0	–	–	11266,1
АЭС	–	–	–	–	–	–
ГЭС	4617,5	–	–	–	–	4617,5
ГАЭС	–	–	–	–	–	–
ТЭС	6498,6	160,0	10,0	–	–	6648,6
ВЭС	–	–	–	–	–	–
СЭС	–	–	–	–	–	–

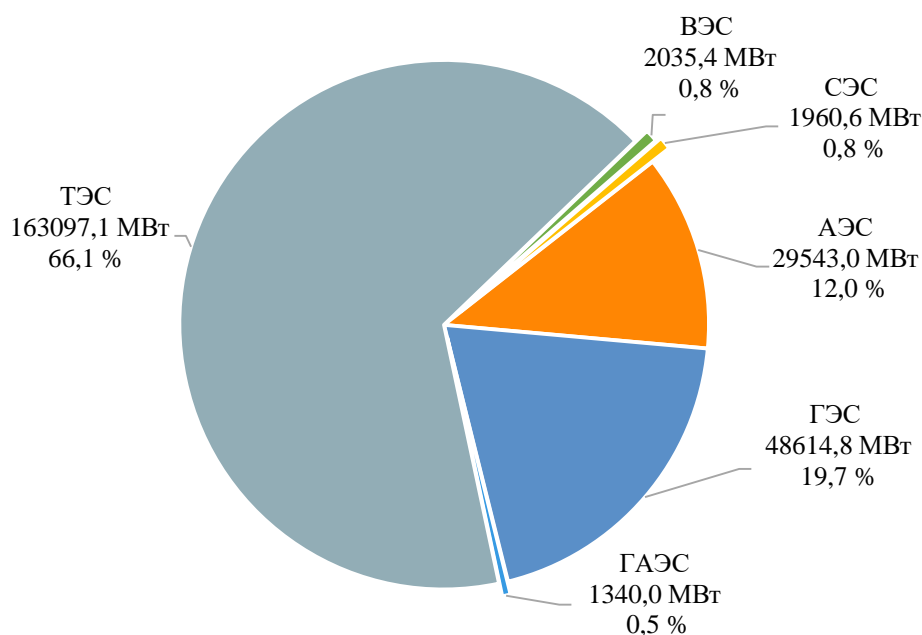


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России по состоянию на 01.01.2022

### 1.3 Фактический объем производства электрической энергии электростанциями ЕЭС России в ретроспективный период на 5 лет

Производство электрической энергии в ЕЭС России в 2021 году составило 1114548,0 млн кВт·ч, в том числе на АЭС – 222244,8 млн кВт·ч, ГЭС, ГАЭС – 209519,8 млн кВт·ч, ТЭС – 676908,0 млн кВт·ч, ВЭС – 3621,7 млн кВт·ч, СЭС – 2253,8 млн кВт·ч.

За период 2017–2021 годов производство электрической энергии в ЕЭС России увеличилось на 66,1 млрд кВт·ч (6,3 % к 2016 году).

Структура производства электрической энергии за период 2017–2021 годов по ЕЭС России и синхронным зонам приведена в таблице 3 и на рисунке 2.

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях ЕЭС России и синхронных зон за период 2017–2021 годов, млн кВт·ч

Показатель	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Производство электрической энергии ЕЭС России, всего	1053861,9	1070922,2	1080555,4	1047031,5	1114548,0
АЭС	202917,0	204356,9	208773,3	215682,1	222244,8
ГЭС, ГАЭС	178901,6	183759,8	190295,4	207416,3	209519,8
ТЭС	671349,4	681829,3	679881,0	620566,8	676908,0
ВЭС	131,0	217,8	320,8	1384,1	3621,7
СЭС	563,0	758,4	1284,9	1982,3	2253,8
в том числе:					
Производство электрической энергии 1-й синхронной зоны, всего	1017007,8	1033277,4	1036736,2	1003132,2	1067605,0
АЭС	202917,0	204356,9	208773,3	215682,1	222244,8
ГЭС, ГАЭС	166629,3	171830,4	173707,1	190456,9	190284,4
ТЭС	646767,5	656113,9	652650,1	593626,8	649200,3
ВЭС	131,0	217,8	320,8	1384,1	3621,7
СЭС	563,0	758,4	1284,9	1982,3	2253,8

Показатель	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Производство электрической энергии 2-й синхронной зоны, всего	36854,2	37644,7	43819,3	43899,4	46943,1
АЭС	–	–	–	–	–
ГЭС, ГАЭС	12272,3	11929,4	16588,3	16959,4	19235,4
ТЭС	24581,9	25715,4	27231,0	26940,0	27707,6
ВЭС	–	–	–	–	–
СЭС	–	–	–	–	–

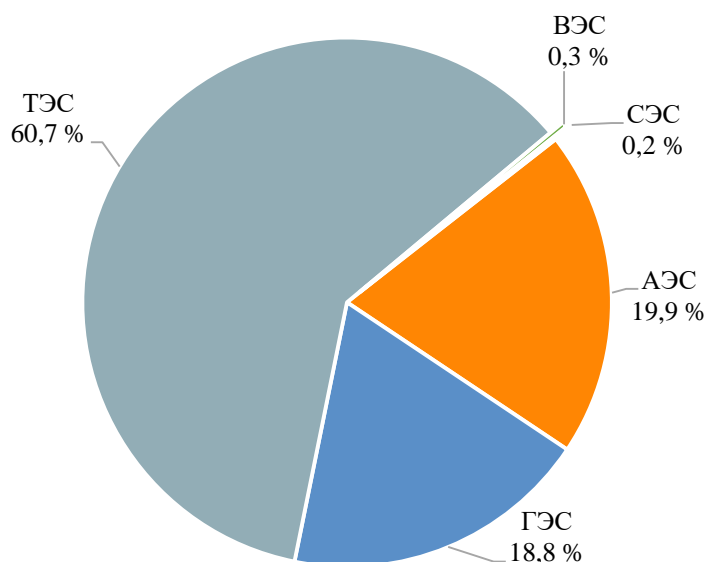


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии ЕЭС России в 2021 году

#### 1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности в ЕЭС России за ретроспективный период на 5 лет

Объем потребления электрической энергии ЕЭС России за период 2017–2021 годов увеличился на 63581 млн кВт·ч и составил в 2021 году 1090437 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,21 %. Наибольший годовой прирост составил 5,49 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2020 году и составило -2,42 %.

За рассматриваемый период потребление электрической энергии ЕЭС России характеризуется тенденциями, отражающими особенности социально-экономического развития регионов России. Отрицательная динамика потребления в 2020 году обусловлена введенными ограничительными мерами в результате сложившейся эпидемиологической ситуации и падением мирового спроса на энергоресурсы. Существенный прирост потребления электрической энергии в 2021 году связан с начавшимся восстановительным ростом экономики после отмены пандемийных ограничений.

За период с января по октябрь 2022 года потребление электрической энергии по ЕЭС России составило 899296 млн кВт·ч, превысив уровень потребления за соответствующий период 2021 года на 1,55 %.

За прошедший период 2022 года (до 15.11) максимум потребления мощности ЕЭС России зафиксирован 13 января при среднесуточной температуре наружного воздуха по территории ЕЭС России -14,5 °С и составил 158864 МВт, что ниже фактического значения 2021 года на 2554 МВт или на 1,6 %. Среднесуточная температура на день прохождения годового максимума потребления мощности ЕЭС в 2022 году была выше на 1,2 °С. Основным фактором снижения значения максимума потребления мощности по ЕЭС России в целом является температурный режим в период прохождения максимума потребления мощности.

Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности ЕЭС России за период 2017–2021 годов, а также максимумы потребления мощности в осенне-зимний период (далее – ОЗП) приведены в таблице 4 и на рисунках 3, 4.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности ЕЭС России

Показатель	Год					
	2017	2018	2019	2020	2021	
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1039880	1055559	1059362	1033718	1090437	
Годовой темп прироста, %	1,27	1,51	0,36	-2,42	5,49	
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме	1037112	1052853	1056769	1031082	1087774	
Годовой темп прироста, %	1,26	1,52	0,37	-2,43	5,50	
Максимум потребления мощности, МВт	151171	151877	151661	150436	161418	
Годовой темп прироста, %	0,07	0,47	-0,14	-0,81	7,30	
Число часов использования максимума потребления мощности (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме)	6861	6932	6970	6854	6739	
Дата и время прохождения максимума потребления мощности, дд.мм/чч:мм	09.01 17:00	24.12 17:00	24.01 10:00	25.11 17:00	24.12 11:00	
Среднесуточная ТНВ, °С	-17,9	-15,5	-15,3	-13,1	-15,7	
ОЗП	2016–2017	2017–2018	2018–2019	2019–2020	2020–2021	2021–2022
Максимум потребления мощности ОЗП, МВт	151170	151615	151877	148078	155273	161418
Прирост к прошлому ОЗП, %	1,29	0,29	0,17	-2,50	4,86	3,96
Дата и время прохождения максимума потребления мощности, дд.мм/чч:мм	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 ТНВ, °С	-17,9	-17,2	-15,5	-8,8	-17,2	-15,7

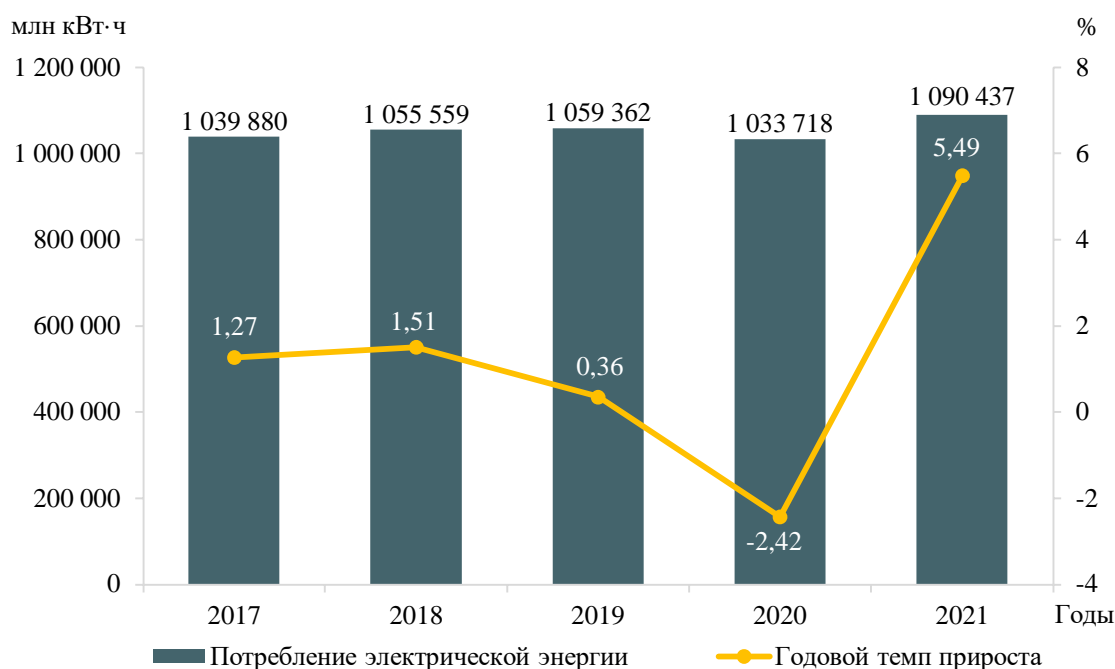


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии ЕЭС России и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

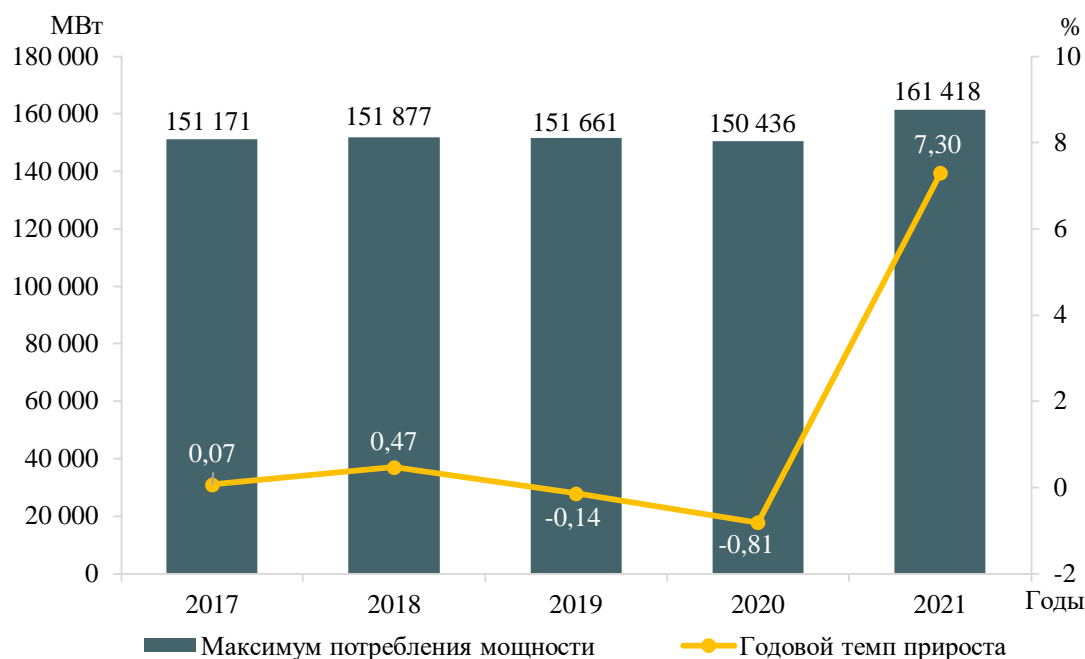


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности ЕЭС России и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности ЕЭС России вырос на 10348 МВт и составил 161418 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,33 %. Максимум потребления мощности ЕЭС России в рассматриваемый отчетный период наблюдался как в утренние, так и в вечерние часы. Наибольший годовой прирост мощности был зафиксирован в 2021 году и составил 7,30 %. Наибольшее снижение максимума потребления мощности наблюдалось в 2020 году и составило -0,81 %.

Основными причинами увеличения потребления электрической энергии и максимума потребления мощности ЕЭС России в 2021 году явились отмена карантинных ограничений и новые соглашения ОПЕК+ в части добычи нефти. Снижение этих показателей в 2020 году обусловлено уменьшением потребления нефте- и газодобывающими предприятиями, а также на крупных предприятиях машиностроения и химической промышленности.

Одним из основных факторов изменения значения максимума потребления мощности по ЕЭС России также является температурный режим в зимний период.

На рисунке 5 представлена динамика изменения среднесуточных температур наружного воздуха и суточного максимального потребления мощности ЕЭС России за январь, февраль, ноябрь 2018–2022 годов и декабрь 2018–2021 годов. Как видно из рисунка 5, наиболее низким температурам наружного воздуха соответствуют более высокие значения максимумов потребления мощности. 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.

Максимум потребления мощности ЕЭС России в рассматриваемый отчетный период наблюдался в утренние часы, за исключением 2020 года, когда максимум был зафиксирован в вечернее время.

Динамика потребления электрической энергии и мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России за период 2017–2021 годов представлена в таблице 5. Потребление электрической энергии представлено с учетом и без учета потребления электрической энергии на производственные нужды гидроаккумулирующих электрических станций (далее – ГАЭС) в насосном режиме ГАЭС.

Таблица 5 – Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1006643	1021362	1019053	993024	1047583
Годовой темп прироста, %	1,30	1,46	-0,23	-2,55	5,49
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме	1003875	1018655	1016461	990388	1044920
Годовой темп прироста, %	1,29	1,47	-0,22	-2,57	5,51
Максимум потребления мощности, МВт	146632	146954	145885	144304	154152
Годовой темп прироста, %	0,11	0,22	-0,73	-1,08	6,82
Число часов использования максимума потребления мощности без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме	6846	6932	6968	6863	6778

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии 1-й синхронной зоны ЕЭС России увеличилось на 53904 млн кВт·ч и составило в 2021 году 1047583 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,06 %. Наибольший годовой прирост составил 5,49 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2020 году и составило -2,55 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России вырос на 7686 МВт и составил 154152 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,03 %. Наибольший годовой прирост мощности был зафиксирован в 2021 году и составил 5,51 %. Наибольшее снижение максимума потребления мощности наблюдалось в 2020 году и составило -2,57 %.

Динамика потребления электрической энергии и мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России за период 2017–2021 годов представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	33237	34197	40308	40695	42854
Годовой темп прироста, %	0,18	2,89	17,87	0,96	5,31
Максимум потребления мощности, МВт	5506	5623	6709	6701	7499
Годовой темп прироста, %	2,19	2,13	19,32	-0,11	11,90
Число часов использования максимума потребления мощности	6037	6082	6008	6072	5715

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии 2-й синхронной зоны ЕЭС России увеличилось на 9676 млн кВт·ч и составило в 2021 году 42854 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 5,25 %. Наибольший годовой прирост составил 17,87 % в 2019 году, наименьший прирост зафиксирован в 2017 году и составил 0,18 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности 2-й синхронной зоны вырос на 2111 МВт и составил 7499 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 6,84 %. Наибольший годовой прирост мощности был зафиксирован в 2019 году и составил 19,32 %, что обусловлено, главным образом, присоединением Центрального и Западного энергорайонов Республики Саха (Якутия) к ЕЭС России. Наибольшее снижение максимума потребления мощности наблюдалось в 2020 году и составило -0,11 %. В сопоставимых территориальных границах (без учета присоединения Центрального и Западного энергорайонов Якутии) максимальное потребление мощности 2-й синхронной зоны увеличилось бы на 1149 МВт и составило 6537 МВт при среднегодовых темпах прироста потребления мощности 3,94 %.



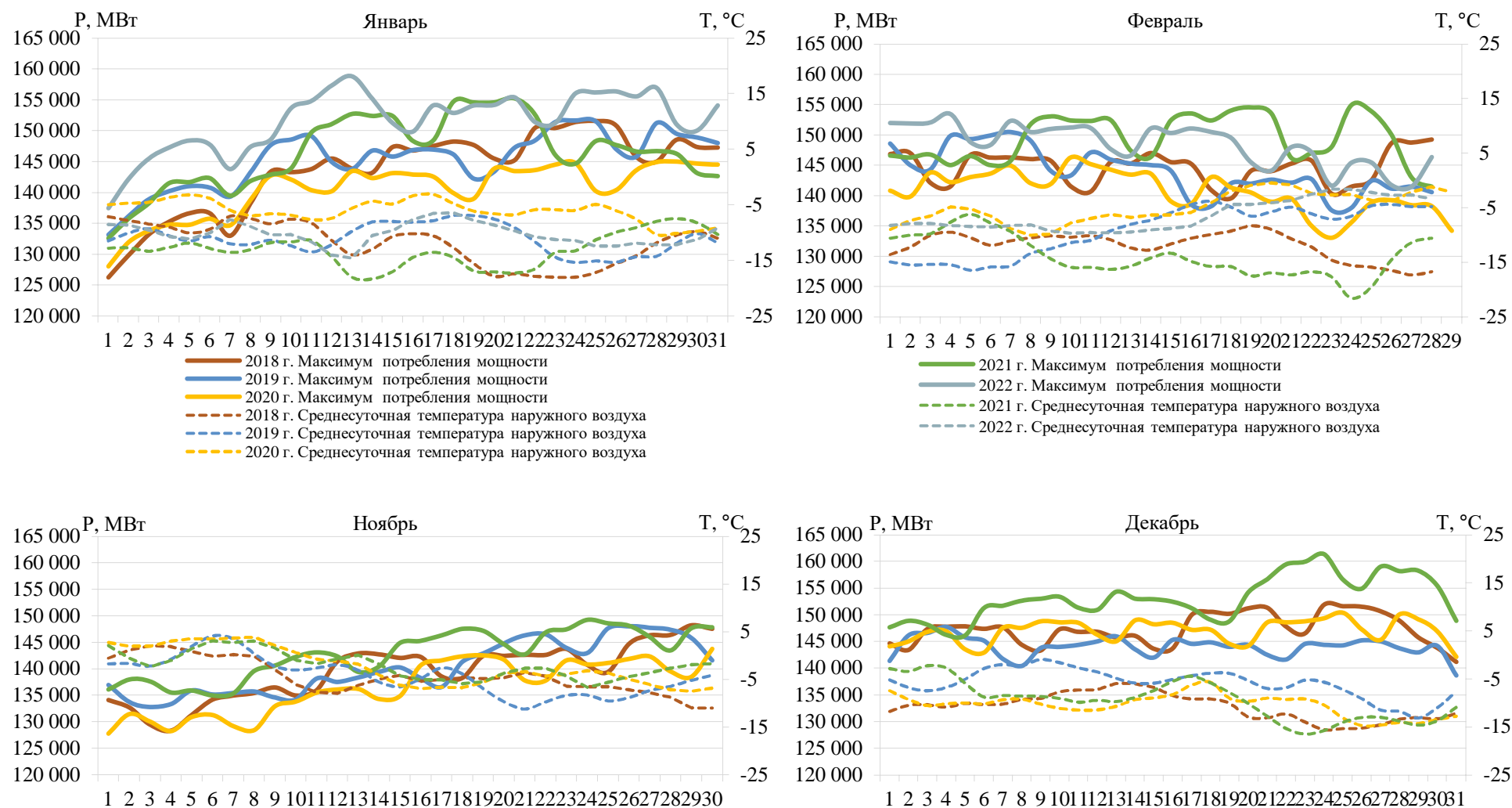


Рисунок 5 – Динамика изменения среднесуточных температур наружного воздуха и суточного максимального потребления мощности ЕЭС России

Годовой режим потребления электрической энергии ЕЭС России характеризуется высокой плотностью. За рассматриваемый ретроспективный период число часов использования максимума потребления мощности находилось в диапазоне 6739–6970 часов.

На рисунке 6 представлены годовые графики месячного максимума потребления мощности ЕЭС России за период 2017–2021 годов.

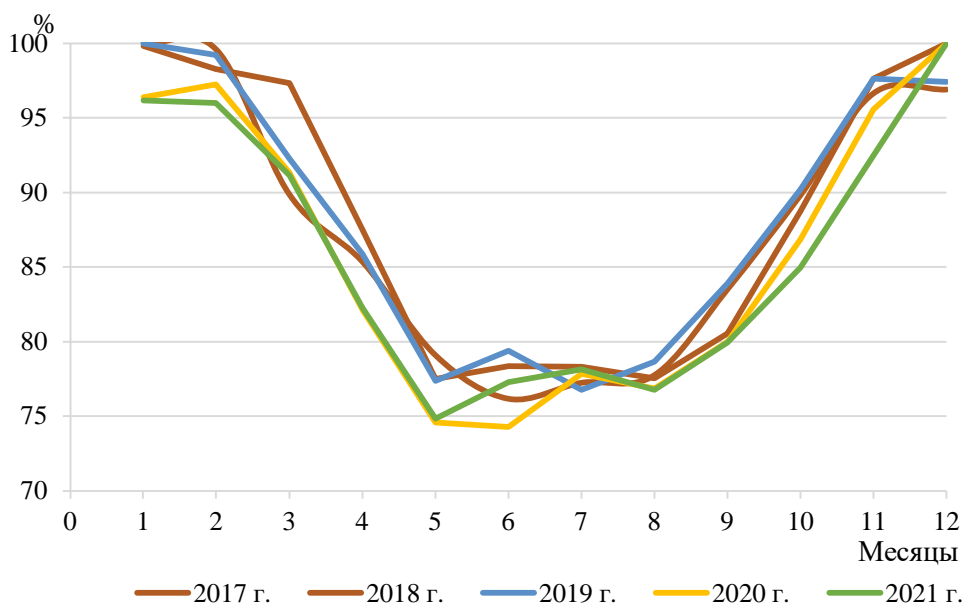


Рисунок 6 – Годовые графики месячного потребления мощности ЕЭС России за период 2017–2021 годов

Коэффициент годовой неравномерности за период 2018–2021 годов изменялся в диапазоне с 0,74–0,78 о. е. Как видно из рисунка 6 наибольшая неравномерность за рассматриваемый отчетный период зафиксирована в 2020 году. Наиболее плотный годовой режим наблюдается в 2017 году с коэффициентом неравномерности 0,78 о. е.

Территориальное распределение потребления электрической энергии и мощности по синхронным зонам ЕЭС России характеризуется преобладанием первой синхронной зоны, доля которой в 2021 году составила 96,07 % от общего объема потребления электрической энергии ЕЭС России и 95,50 % от общего максимума потребления мощности (рисунок 7).



Рисунок 7 – Территориальная структура потребления электрической энергии и мощности за 2021 год, %

### 1.5 Фактические вводы, демонтажи генерирующего оборудования, ЛЭП и трансформаторов 220 кВ и выше в ЕЭС России в ретроспективном периоде на 5 лет

За период 2017–2021 годов на электростанциях ЕЭС России было выведено из эксплуатации 10282,0 МВт устаревшего генерирующего оборудования, в том числе: на АЭС – 3000,0 МВт, ГЭС – 30,3 МВт, ТЭС – 7246,1 МВт, на ВИЭ – 5,6 МВт.

На атомных электростанциях за период 2017–2021 годов было выведено из эксплуатации 3000 МВт (энергоблоки № 1 и № 2 установленной мощностью 1000 МВт каждый на Ленинградской АЭС; энергоблок № 1 установленной мощностью 1000 МВт на Курской АЭС).

Объемы и структура вывода из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях синхронных зон, ЕЭС России за период 2017–2021 годов приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России и синхронных зон за период 2017–2021 годов, МВт

Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Всего за 2017–2021 гг.
ЕЭС России, всего	1435,3	1950,4	1746,0	3253,5	1896,8	10282,0
АЭС	–	1000,0	–	1000,0	1000,0	3000,0
ГЭС и ГАЭС	–	–	2,0	28,3	–	30,3
ТЭС	1434,8	945,3	1744,0	2225,2	896,8	7246,1
ВИЭ – всего	0,5	5,1	–	–	–	5,6
ВЭС	0,5	5,1	–	–	–	5,6
СЭС	–	–	–	–	–	–
в том числе:						
1-я синхронная зона	1435,8	1950,4	1578,0	3169,6	1886,8	10014,5
АЭС	–	1000,0	–	1000,0	1000,0	3000,0
ГЭС и ГАЭС	–	–	2,0	28,3	–	30,3
ТЭС	1434,8	945,3	1576,0	2141,3	886,8	6984,2

Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Всего за 2017–2021 гг.
ВИЭ – всего	0,5	5,1	–	–	–	5,6
ВЭС	0,5	5,1	–	–	–	–
СЭС	–	–	–	–	–	–
2-я синхронная зона	–	–	168,0	83,9	10,0	261,9
АЭС	–	–	–	–	–	–
ГЭС и ГАЭС	–	–	–	–	–	–
ТЭС	–	–	168,0	83,9	10,0	261,9
ВИЭ – всего	–	–	–	–	–	–
ВЭС	–	–	–	–	–	–
СЭС	–	–	–	–	–	–

За период 2017–2021 годов на электростанциях ЕЭС России было введено в эксплуатацию 15950,8 МВт генерирующих мощностей, в том числе: на АЭС – 4587,0 МВт, на ГЭС – 686,9 МВт, на ТЭС – 7150,1 МВт, ВЭС и СЭС – 3526,8 МВт.

Структура вводов генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России в период 2017–2021 годов приведена в таблице 8.

Таблица 8 – Вводы генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России в период 2017–2021 годов, МВт

Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Всего за 2017–2021 гг.
ЕЭС России, всего	3607,5	4792,1	2969,9	1865,2	2716,1	15950,8
АЭС	–	2217,9	1180,98	–	1188,1	4587,0
ГЭС и ГАЭС	320,0	–	346,0	20,8	–	686,9
ТЭС	3093,5	2219,1	914,4	636,97	286,1	7150,1
ВИЭ – всего	194,0	355,1	528,5	1207,4	1241,8	3526,8
ВЭС	35,0	55,1	–	843,4	1008,9	1942,4
СЭС	159,0	300,0	528,5	364,0	232,9	1584,4
в том числе:						
1-я синхронная зона	3287,5	4652,6	2969,9	1734,2	2556,1	15200,3
АЭС	–	2217,9	1181,0	–	1188,2	4587,0
ГЭС и ГАЭС	–	–	346,0	20,9	–	366,9
ТЭС	3093,5	2079,6	914,4	506,0	126,1	6719,6
ВИЭ – всего	194,0	355,1	528,5	1207,4	1241,8	3526,8
ВЭС	35,0	55,1	–	843,4	1008,9	1942,4
СЭС	159,0	300,0	528,5	364,0	232,9	1584,4
2-я синхронная зона	320,0	139,5	–	131,0	160,0	750,5
АЭС	–	–	–	–	–	–
ГЭС и ГАЭС	320,0	–	–	–	–	320,0
ТЭС	–	139,5	–	131,0	160,0	430,5
ВИЭ – всего	–	–	–	–	–	–
ВЭС	–	–	–	–	–	–
СЭС	–	–	–	–	–	–

Вводы генерирующих мощностей за период 2017–2021 годов на АЭС осуществлялись на площадках:

– Ленинградской АЭС – введены в эксплуатацию: энергоблок № 5 типа ВВЭР–1200 установленной мощностью 1187,6 МВт и энергоблок № 6 типа ВВЭР–1200 мощностью 1188,2 МВт в 2018 году и 2021 году соответственно;

– Ростовской АЭС – введен в эксплуатацию энергоблок № 4 типа ВВЭР–1000 мощностью 1030,3 МВт в 2018 году в Ростовской области;

– Нововоронежской АЭС – введен в эксплуатацию энергоблок № 7 типа ВВЭР–1200 мощностью 1181 МВт в 2019 году.

Вводы генерирующих мощностей на ГЭС за период 2017–2021 годов составили 686,9 МВт, в том числе: 320 МВт на Нижнебурейской ГЭС в Амурской области в 2017 году и 346 МВт на Зарамагской ГЭС в Республике Северная Осетия – Алания в 2019 году. На малых ГЭС в период 2017–2021 годов введено в эксплуатацию генерирующее оборудование в объеме 20,8 МВт.

Развитие возобновляемых источников энергии в период 2017–2021 годов осуществлялось за счет строительства ВЭС в объеме 1942,4 МВт и СЭС – 1584,4 МВт.

Наиболее крупные вводы генерирующих мощностей на ТЭС (180 МВт и более) представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Наиболее крупные вводы генерирующего оборудования ТЭС ЕЭС России (180 МВт и более) за период 2017–2021 годов

Субъект РФ	Электростанция	Год ввода	Станционный номер	Марка и тип оборудования	Установленная мощность, МВт
Ярославская область	Ярославская ТЭС	2017	№ 1	ПГУ (2×ГТЭ-160 ЛМЗ; LN-150-7.6-0.84)	463,9
Республика Татарстан	Казанская ТЭЦ-3	2017	№ 7	9НА.01	394,4
Свердловская область	Верхнетагильская ГРЭС	2017	№ 12	ПГУ (SGT5-4000F; K-130-12,8)	447,2
Пермский край	Пермская ГРЭС	2017	№ 4	ПГУ (2×SGT5-4000F; SST5-5000)	861
Челябинская область	Челябинская ТЭЦ-4	2017	№ 3	ПГУ (GT13E2; DKZEI-1N33)	247,5
Республика Башкортостан	Затонская ТЭЦ	2018	№ 1	ПГУ (ГТЭ-160; Т-60/73-7,8/0,04)	198,1
		2018	№ 2	ПГУ (ГТЭ-160; Т-60/73-7,8/0,04)	220
Чеченская Республика	Грозненская ТЭС	2018	№ 1	SGT5–PFC 2000E	180
Республика Крым	Таврическая ТЭС	2018	№ 1	ПГУ (ТПЭ-180; K-80-74)	249,6
г. Севастополь	Балаклавская ТЭС	2018	№ 2	ПГУ (ТПЭ-180; K-80-74)	249,6

Субъект РФ	Электростанция	Год ввода	Станционный номер	Марка и тип оборудования	Установленная мощность, МВт
Чеченская Республика	Грозненская ТЭС	2019	№2	SGT5-PFC 2000E	184
Республика Крым	Таврическая ТЭС	2019	№ 2	ПГУ (ТПЭ-180; К-80-74)	244,7
г. Севастополь	Балаклавская ТЭС	2019	№ 1	ПГУ (ТПЭ-180; К-80-74)	251,5

За период 2017–2021 годов в ЕЭС России было введено 12460,6 км линий электропередач напряжением 220 кВ и выше, в том числе: в первой синхронной зоне 9711,5 км, во второй синхронной зоне 2749,2 км. Вводы трансформаторной мощности на подстанциях 220 кВ и выше составили 42844,3 МВА, в том числе: в 1-ой синхронной зоне 40910 МВА, во 2-ой синхронной зоне – 1934,3 МВА.

Объемы вводов электросетевых объектов (ЛЭП и ПС) напряжением 220 кВ и выше за период 2017–2021 годов в ЕЭС России, а также с детализацией по первой и второй синхронным зонам приведены в таблицах 10, 11.

Таблица 10 – Вводы линий электропередач по ЕЭС России в период 2017–2021 годов, км

Класс напряжения	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Всего за 2017–2021 гг.
ЕЭС России, всего	2132,50	4324,15	3244,97	500,99	2258,02	12460,64
750 кВ	–	472,90	–	–	–	472,90
500 кВ	34,97	796,98	359,15	–	5,90	1197,00
330 кВ	357,96	475,01	82,34	177,77	929,21	2022,28
220 кВ	1739,57	2579,27	2803,48	323,22	1322,91	8768,46
в том числе:						
1-я синхронная зона, всего	1896,59	2714,06	2875,01	225,77	2000,04	9711,48
750 кВ	–	472,90	–	–	–	472,90
500 кВ	34,97	796,98	359,15	–	5,90	1192,90
330 кВ	357,96	475,01	82,34	177,77	929,21	2022,28
220 кВ	1503,66	969,18	2433,52	48,00	1064,93	6019,30
2-я синхронная зона, всего	235,91	1610,09	369,96	275,22	257,98	2749,16
750 кВ	–	–	–	–	–	–
500 кВ	–	–	–	–	–	–
330 кВ	–	–	–	–	–	–
220 кВ	235,91	1610,09	369,96	275,22	257,98	2749,16

Таблица 11 – Вводы трансформаторной мощности по ЕЭС России в период 2017–2021 годов, МВА

Класс напряжения	Тип изменений	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Всего за 2017–2021 гг.
ЕЭС России, всего	Ввод мощности	8273	9699	8440	5788	10644,3	42844,3
	Прирост мощности	7182	7401	5277	3433	6969	30262
750 кВ	Ввод мощности	–	–	–	–	1251	1251
	Прирост мощности	–	–	–	–	1251	1251
500 кВ	Ввод мощности	2853	3755	1117	1269	2501	11495
	Прирост мощности	2853	3305	597	1002	2501	10258
330 кВ	Ввод мощности	405	1200	250	1150	125	3130
	Прирост мощности	280	1000	250	525	–	2055
220 кВ	Ввод мощности	5015	4744	7073	3369	6767,3	26968,3
	Прирост мощности	4049	3096	4430	1906	3217	16698
в том числе:							
1-я синхронная зона, всего	Ввод мощности	8183	9302	7856	5768	9801	40910
	Прирост мощности	7002	7401	5262	3428	6949	30042
750 кВ	Ввод мощности	–	–	–	–	1251	1251
	Прирост мощности	–	–	–	–	1251	1251
500 кВ	Ввод мощности	2853	3755	1117	1269	2501	11495
	Прирост мощности	2853	3305	597	1002	2501	10258
330 кВ	Ввод мощности	405	1200	250	1150	125	3130
	Прирост мощности	280	1000	250	525	–	2055
220 кВ	Ввод мощности	4925	4347	6489	3349	5924	25034
	Прирост мощности	3869	3096	4415	1901	3197	16478
2-я синхронная зона, всего	Ввод мощности	90	397	584	20	843,3	1934,3
	Прирост мощности	180	–	15	5	20	220
750 кВ	Ввод мощности	–	–	–	–	–	–
	Прирост мощности	–	–	–	–	–	–
500 кВ	Ввод мощности	–	–	–	–	–	–
	Прирост мощности	–	–	–	–	–	–
330 кВ	Ввод мощности	–	–	–	–	–	–
	Прирост мощности	–	–	–	–	–	–
220 кВ	Ввод мощности	90	397	584	20	843,3	1934,3
	Прирост мощности	180	–	15	5	20	220

Наиболее крупные вводы электросетевых объектов за период 2017–2021 годов представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Наиболее крупные вводы электросетевых объектов по ЕЭС России за период 2017–2021 годов

Энергосистема	Электросетевой объект	Год ввода
Псковской области, Смоленской области	Введена межсистемная линия связи ВЛ 330 кВ Новосокольники – Талашкино, 261,48 км	2017
Ростовской области	Реконструкция ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Шахты с увеличением длины ВЛ на 1,833 км	2017
Иркутской области, Республики Саха (Якутия)	Введена межсистемная линия связи ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1, № 2, 462,14 км	2017
Белгородской области	Введен АТ-5 500/110 кВ мощностью 250 МВА на ПС 500 кВ Старый Оскол	2017

Энергосистема	Электросетевой объект	Год ввода
Брянской области	Введена в работу ПС 500 кВ Белобережская с установкой автотрансформаторов 500/220 кВ мощностью 501 МВА каждый с заходами ВЛ 500 кВ Новобрянская – Елецкая и образованием новых ВЛ 500 кВ Новобрянская – Белобережская и ВЛ 500 кВ Белобережская – Елецкая 4,1 км, строительством ВЛ 220 кВ Белобережская– Машзавод 57,2 км, КВЛ 220 кВ Белобережская – Цементная 51,5 км, ВЛ 220 кВ Белобережская – Брянская 71,9 км	2017–2021
г. Москвы и Московской области	Введены Т-7 и Т-8 220/20 кВ мощностью 100 МВА каждый на ПС 500 кВ Чагино	2017
Пермского края	Введены 2АТ 500/220 кВ, 801 МВА, 4Т-2, 4Т-3 напряжением 500 кВ по 400 МВА на Пермской ГРЭС и выполнена реконструкция ВЛ 220 кВ Пермская ГРЭС – Соболи I, II цепи с отпайкой на ПС Искра, 5,8 км и 5,66 км с образованием ВЛ 220 кВ Пермская ГРЭС – Соболи I, II цепи и ВЛ 220 кВ Пермская ГРЭС – Искра I, II цепи для повышения надежности выдачи мощности энергоблока № 4 ПГУ 800 МВт Пермской ГРЭС	2017
Иркутской области	Введен первый автотрансформатор 500/220 кВ (АТ-3) 501 МВА и трансформатор 220/35 кВ, 63 МВА на ПС 500 кВ Озерная	2017
г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, Вологодской области	Введена межсистемная линия связи ВЛ 750 кВ Белозерская – Ленинградская, 472,9 км	2018
Псковской области, Ленинградской области	Введена ВЛ 330 кВ Псков – Лужская, 161,24 км	2018
г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Введена КВЛ 330 кВ Копорская – Пулковская, 95,18 км	2018
г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Введена КЛ 330 кВ Южная – Пулковская № 2, 16 км	2018
Ростовской области	Введена ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Ростовская, 285,824 км – для выдачи мощности блока № 4 (1100 МВт) Ростовской АЭС	2018
Ростовской области, Республики Адыгея и Краснодарского края	Введена ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань, 498,67 км	2018
Республики Крым и г. Севастополь	Введены заходы ВЛ 330 кВ Севастополь – Западно-Крымская на Балаклавскую ТЭС, 14,929 км – для выдачи мощности Балаклавской ТЭС	2018
Республики Крым и г. Севастополь	Введены заходы ВЛ 330 кВ Джанкой – Симферопольская на Таврическую ТЭС, 3,71 км (2,12 и 1,59 км) – для выдачи мощности Таврической ТЭС	2018
Республики Крым и г. Севастополь	Введены заходы ВЛ 330 кВ Севастополь – Симферопольская на Балаклавскую ТЭС, 13,894 км (6,337 и 7,557 км) – для выдачи мощности Балаклавской ТЭС	2018
Тюменской области, ХМАО, ЯНАО	Выполнено строительство РУ 500 кВ № 1 ПП 500 кВ Тобол с заходами ВЛ 500 кВ Иртыш – Демьянская, 0,36 и 0,45 км	2018
Республики Адыгея и Краснодарского края	Введен АТ-3 500/220 кВ мощностью 501 МВА на ПС 500 кВ Тамань	2018



Энергосистема	Электросетевой объект	Год ввода
Республики Крым и г. Севастополь	Введен АТ-1 330/110 кВ мощностью 200 МВА на Таврической ТЭС	2018
Нижегородской области	Введен АТ 500/110 кВ мощностью 250 МВА на ПС 500 кВ Луч	2018
Тюменской области, ХМАО, ЯНАО	Введена в работу ПС 500 кВ ЗапСиб с установкой АТ 500/110/35 кВ мощностью 4×250 МВА со строительством ВЛ 500 кВ Тобол – ЗапСиб I, II, III, IV цепь, 2×2,696 км и 2×2,69 км	2018
Пермского края	Реконструкция с заменой 3АТГ 450 МВА на автотрансформатор 500/220/13,8 кВ мощностью 501 МВА на Воткинской ГЭС	2018
Иркутской области	Введен АТ-1 500/220 кВ мощностью 501 МВА на ПС 500 кВ Усть-Кут	2018
Воронежской области, Белгородской области	Введена ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 2, 102,6 км	2019
Республики Северная Осетия – Алания	Введена ВЛ 500 кВ Невинномысск – Алания, 253,2 км	2019
Республики Северная Осетия – Алания	Выполнен заход ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 на Мизурскую ГЭС (Зарамагскую ГЭС-1) протяженностью 2×37 км с образованием ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС – Нальчик, 137,4 км и ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС – Владикавказ-2, 80,9 км – для обеспечения выдачи мощности Мизурской ГЭС (2×173 МВт)	2019
Иркутской области, Республики Саха (Якутия)	Введена межсистемная линия связи ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1, № 2, 261,87 км и 261,99 км	2019
г. Москвы и Московской области	Введены АТ-3 и АТ-4 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый на ПС 500 кВ Пахра	2019
г. Москвы и Московской области	Введен АТ-6 220/110 кВ мощностью 250 МВА на ПС 500 кВ Чагино	2019
Оренбургской области	Введена в работу ПС 500 кВ Преображенская с установкой АТГ мощностью 501 МВА (3×167 МВА) со строительством заходов ВЛ 500 кВ Красноармейская – Газовая с образованием ВЛ 500 кВ Красноармейская – Преображенская и ВЛ 500 кВ Газовая – Преображенская, 1,75 км и 1,6 км, а также со строительством заходов ВЛ 220 кВ Бузулукская – Сорочинская на ПС 500 кВ Преображенская с образованием ВЛ 220 кВ Преображенская – Бузулукская и ВЛ 220 кВ Преображенская – Сорочинская, 1,16 км и 1,179 км	2019
Пермского края	Реконструкция с заменой 2АТГ 405 МВА на автотрансформатор 500/220/13,8 кВ мощностью 501 МВА на Воткинской ГЭС	2019
Амурской области	Введен АТ 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на Свободненской ТЭС	2019
Ставропольского края	Введена в работу ПС 330 кВ Барсуки, 2×125 МВА, с двумя питающими ВЛ 330 кВ Невинномысск – Барсуки I и II цепь протяженностью 0,537 км – для обеспечения выдачи мощности Кочубеевской ВЭС (210 МВт)	2020
Республики Дагестан	Ведена ВЛ 330 кВ Артем – Дербент протяженностью 171,7 км	2020
Иркутской области	Введен АТ-2 500/220 кВ мощностью 501 МВА на ПС 500 кВ Озерная	2020

Энергосистема	Электросетевой объект	Год ввода
Республики Адыгея и Краснодарского края	Выполнен заход ВЛ 500 кВ Центральная – Ингури ГЭС (ВЛ 500 кВ Кавказиони) на ПС 500 кВ Джвари с образованием двух ЛЭП: ВЛ 500 кВ Центральная – Джвари (ВЛ 500 кВ Кавказиони) и ВЛ 500 кВ Ингури ГЭС – Джвари (ВЛ 500 кВ Лиан). Протяженность нового участка ВЛ 500 кВ Центральная – Джвари (ВЛ 500 кВ Кавказиони) составила 5,9 км,	2021
Челябинской области	Введена в работу ПС 220 кВ Медная с установкой трансформаторной мощности 200 МВА со строительством заходов ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол с отпайкой на ПС Исаково в РУ 220 кВ ПС 220 кВ Медная с образованием новых ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Медная и ВЛ 220 кВ Шагол – Медная с отпайкой на ПС Исаково, 3,148 км и 3,229 км	2020
г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Введена КВЛ 330 кВ Копорская – Ленинградская АЭС, 3,91 км	2021
Республики Карелия	Введена ВЛ 330 кВ Борей – Лоухи № 2, 170,33 км	2021
Республики Карелия	Введена ВЛ 330 кВ Борей – Каменный Бор № 2, 129,996 км	2021
Республики Карелия	Введена ВЛ 330 кВ Каменный Бор – Петрозаводск, 287,11 км	2021
Республики Карелия	Введена ВЛ 330 кВ Петрозаводск – Тихвин-Литейный, 331,47 км	2021
Республики Коми	Введена ВЛ 220 кВ Печорская ГРЭС – Ухта, 289,27 км	2021
г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Введен АТ-4 750/330 кВ мощностью 1251 МВА на Ленинградской АЭС	2021
Республики Карелия	Введен РП 330 кВ Борей с установкой реактора мощностью 110,5 Мвар	2021
Республики Карелия	Введен РП 330 кВ Каменный Бор с установкой УШР мощностью 180 Мвар	2021
г. Москвы и Московской области	Введены АТ-1, АТ-2 500/220/10 кВ мощностью 500 МВА каждый, Т-5 и Т-6 220/10 кВ мощностью 100 МВА каждый на ПС 500 кВ Пахра	2021
г. Москвы и Московской области	Введены АТ-1 и АТ-2 500/220/10 кВ мощностью 500 МВА каждый на ПС 500 кВ Ногинск	2021
Ставропольского края	Реконструкция с заменой АТ 330/110 кВ мощностью 125 МВА на новый мощностью 125 МВА на ГЭС-4	2021
Пермского края	Выполнена реконструкция с заменой 4Т 250 МВА на трансформатор 220/13,8 кВ мощностью 300 МВА На Воткинской ГЭС	2021
Амурской области	Введены АТ-2, АТ-3, АТ-4 220/110/10 кВ мощностью по 125 МВА каждый на Свободненской ТЭС	2021

**2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода ГАО, для которых по результатам технико-экономического обоснования определена необходимость реализации мероприятий по строительству, реконструкции генерирующего оборудования или развитию электрической сети 220 кВ и выше**

В таблице 13 представлен перечень энергорайонов, характеризующихся рисками ввода ГАО с указанием режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО.

Таблица 13 – Энергорайоны, характеризующихся рисками ввода ГАО с указанием режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект РФ / Операционная зона РДУ	Наименование энергосистемы	Энергорайон	Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
ОЭС Северо-Запада	Архангельская область / Архангельское РДУ	Энергосистема Архангельской области и Ненецкого АО	Энергорайон энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, ограниченный контролируемыми сечениями Вологда – Архангельск, Плесецк – Няндомы и Микунь – Урдома	<p>В летнем режиме максимальных нагрузок при <math>T_{НВ} + 17^{\circ}\text{C}</math> в случае аварийного отключения ВЛ 220 кВ Микунь – Урдома в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Вологодская – Харовская (Тяговая) с отпайкой на ПС Сокол с учетом СРМ (изменение активной мощности генерирующего оборудования электростанций Архангельского ЭР энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа с целью увеличения перетока в КС Плесецк – Няндомы до величины МДП (75 МВт); перевод нагрузки ПС 220 кВ Урдома, ПС 110 кВ Лена и ПС 110 кВ Яренск (9 МВт) на электроснабжение от энергосистемы Республики Коми; перевод нагрузки ПС 110 кВ Савватия и ПС 110 кВ Сусоловка (1 МВт) на электроснабжение от энергосистемы Кировской области) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит превышение МДП в КС «Вологда – Архангельск».</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 20 МВт</p>	Двойная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения в двойной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения МДП в аварийной схеме	Расчетный переток в КС «Вологда – Архангельск» составляет 81 МВт (121 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 66 МВт	Отсутствуют	<p>Создание УПАСК ВЛ 220 кВ Коноша – Вельск для передачи команд ОН от АОПО ВЛ 220 кВ Вологодская – Явенга (Тяговая) с отпайками (и АОПО ВЛ 220 кВ Вологодская – Харовская (Тяговая) с отпайкой на ПС Сокол) на ПС 500 кВ Вологодская с ПС 220 кВ Коноша на ПС 220 кВ Вельск.</p> <p>Организация передачи команд ОН от АОПО ВЛ 220 кВ Вологодская – Явенга (Тяговая) с отпайками (и АОПО ВЛ 220 кВ Вологодская – Харовская (Тяговая) с отпайкой на ПС Сокол) на ПС 500 кВ Вологодская с ПС 220 кВ Вельск на ПС 220 кВ Шангалы, ПС 220 кВ Кизема, ПС 220 кВ Заовражье по существующему каналу связи.</p> <p>Реализация УВ от АОПО ВЛ 220 кВ Вологодская – Явенга (Тяговая) с отпайками (и АОПО ВЛ 220 кВ Вологодская – Харовская (Тяговая) с отпайкой на ПС Сокол) на ПС 500 кВ Вологодская на ОН присоединений 10–35 кВ ПС 220 кВ Вельск, ПС 220 кВ Шангалы, ПС 220 кВ Кизема, ПС 220 кВ Заовражье, подключённых под действие АЧР.</p> <p>Объём УВ на ОН на ПС 220 кВ Вельск, ПС 220 кВ Шангалы, ПС 220 кВ Кизема, ПС 220 кВ Заовражье для рассматриваемой режимно-балансовой ситуации с учётом коэффициента эффективности составит 35 МВт и увеличит МДП в КС Вологда – Архангельск с 66 МВт до 90 МВт (при этом МДП будет определяться критерием обеспечения 8%-го коэффициента запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в ПАР при возникновении аварийного небаланса активной мощности <math>(180 - P_{нб1}, \text{ где } P_{нб1} = 90 \text{ МВт})</math>)</p>	Отсутствуют	Да
ОЭС Северо-Запада	Мурманская область / Кольское РДУ	Энергосистема Мурманской области	Энергорайон № 1, севернее контролируемого сечения Мончегорск – Оленегорск	<p>В зимнем режиме максимальных нагрузок при <math>T_{НВ} - 26^{\circ}\text{C}</math> в нормальной схеме с учетом СРМ (загрузка генераторов Верхне-Териберской ГЭС-18 и Нижне-Териберской ГЭС-19 до полной располагаемой мощности 154,9 МВт (аварийный резерв мощности в зимний период)) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит превышение МДП без ПА в КС «Мончегорск – Оленегорск»</p>	Нормальная схема / Отсутствие превышения МДП в нормальной схеме	Расчетный переток в КС «Мончегорск – Оленегорск» составляет 409 МВт (110 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 371 МВт	Отсутствуют	Подключение ВЛ 330 кВ Мончегорск – Выходной (Л-406) в собственные ячейки на ПС 330 кВ Мончегорск и ПС 330 кВ Выходной – организация второй цепи 330 кВ в КС «Мончегорск – Оленегорск» и «Оленегорск – Мурманск»	Отсутствуют	Да

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект РФ / Операционная зона РДУ	Наименование энергосистемы	Энергорайон	Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
				Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГВО в объеме до 38 МВт						
ОЭС Северо-Запада	Мурманская область / Кольское РДУ	Энергосистема Мурманская области	Энергорайон № 2, севернее контролируемого сечения Кольская АЭС – Апатиты – Мончегорск	В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +16,8 °С в двойной ремонтной схеме ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Мончегорск № 1 и ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Мончегорск № 2 с учетом СРМ (загрузка генераторов Верхне-Териберской ГЭС-18 и Нижне-Териберской ГЭС-19 до полной располагаемой мощности 154,9 МВт (аварийный резерв мощности в зимний период) и аварийная разгрузка Кольской АЭС на 160 МВт для снижения перетока активной мощности в КС «Борей – Онда» ниже величины МДП 740 МВт) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит превышение МДП в КС «Кольская АЭС – Апатиты – Мончегорск». Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГВО в объеме до 65,85 МВт	Двойная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения МДП в двойной ремонтной схеме	Расчетный переток в КС «Кольская АЭС – Апатиты – Мончегорск» составляет 391 МВт (121 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 324,15 МВт	Отсутствуют	Реализация АОПО Л-207 и АОПО Л-208 с воздействием на ОН в энергорайонах г. Мончегорска, г. Апатиты и севернее в объеме не менее 65,85 МВт	Отсутствуют	Да
ОЭС Северо-Запада	Республика Карелия / Карельское РДУ	Энергосистема Республики Карелия	Петрозаводский энергоузел	В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +17 °С в случае аварийного отключения несекционированной СШ-220 кВ ПС 220 кВ Древлянка в нормальной схеме в период полного останова Петрозаводской ТЭЦ (с учетом СРМ в нормальной схеме – обеспечение замкнутого состояние всех связей 110–220 кВ энергоузла; перевод электроснабжении потребителей ПС 110 кВ Олонец (ПС 41), ПС 110 кВ Коткозеро (ПС 40) – от энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области (перенос точки разрыва транзита с ВС-110 ПС 110 кВ Олонец (ПС 41) на ВЛ-125 ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39)); загрузка Каскада Сунских ГЭС (Кондопожской ГЭС (ГЭС-1) и Пальеозерской ГЭС (ГЭС-2)) под располагаемую мощность с максимально возможным составом генерирующего оборудования (с учётом ограничений по водно-энергетическому режиму с контролем ДДТН ВЛ 110 кВ Суна – КОЗ (Л-120)) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит нарушение статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки (напряжение в сети 110 кВ ниже АДН), токовая нагрузка связей энергоузла превышает АДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 63 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетный уровень напряжения на шинах Петрозаводской ТЭЦ (контрольный пункт по напряжению) составляет 57,8 кВ (62 % от АДН). <i>Допустимые параметры:</i> 93 кВ	Отсутствуют	Реконструкция ПС 220 кВ Древлянка с разделением несекционированной системы шин 220 кВ	Отсутствуют	Да
ОЭС Северо-Запада	Республика Коми / РДУ Коми	Энергосистема Республики Коми	Энергорайон «Зеленоборск – Печора	В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +16 °С в случае аварийного отключения АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Зеленоборск в схеме ремонта АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Печора с учетом СРМ (повышение напряжения на шинах Печорской ГРЭС до 251,5 кВ, перевод РПН АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Зеленоборск из 18-го в 23-е положение; включение ОСВ-110 ПС 220 кВ Зеленоборск и СМВ-110 ПС 110 кВ Каджером) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает АДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 18 МВт	Нормативное возмущение в двойной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в двойной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Зеленоборск составляет 144 А (ВН) (150 % от АДТН) / 273 А (СН) (133 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 96,4 А (ВН)/ 205,2 А (СН)	Отсутствуют	Реализация АОПО АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Зеленоборск с действием на ОН в объеме не менее 18 МВт	Отсутствуют	Да
ОЭС Центра	Белгородская область / Курское РДУ	Энергосистема Белгородской области	Юго-Западный	Летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +20 °С. В случае вывода в ремонт ВЛ 330 кВ Белгород – Лебеди (ВЛ 330 кВ Южная – Фрунзенская) фактический переток активной	Единичная ремонтная схема (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие	Фактический переток в сечении «Юго-Западное» составляет 498 МВт при МДП в сечении 205,7 МВт.	При наличии возможности:	Строительство ПП 330 кВ Мирный.	–	Да

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект РФ / Операционная зона РДУ	Наименование энергосистемы	Энергорайон	Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
				мощности превышает МДП в сечениях «Юго-Западное», «Ржава» энергосистемы Белгородской. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 293 МВт	превышения МДП в единичной ремонтной схеме	Фактический переток в сечении «Ржава» составляет 74 МВт при МДП в сечении -95 МВт.  Фактический переток в сечении «Голофеевка» составляет 31,3 МВт при МДП в сечении -70 МВт	перевод максимального объема потребителей из Юго-Западного энергорайона энергосистемы Белгородской области на Восточный и Северный энергорайоны (при наличии возможности порядка 10 МВт);  загрузку станций Юго-Западного энергорайона энергосистемы Белгородской области по активной мощности до максимума	Реконструкция ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Сумы Северная с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Мирный и ВЛ 330 кВ Мирный – Сумы Северная.  Строительство ВЛ 330 кВ Белгород – Мирный		
ОЭС Центра	Белгородская область / Курское РДУ	Энергосистема Белгородской области	Юго-Западный	Летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +20 °С. В случае вывода в ремонт ВЛ 330 кВ Белгород – Лебеди и ВЛ 330 кВ Белгород – Мирный фактический переток активной мощности превышает МДП в сечениях «Юго-Западное», «Ржава» энергосистемы Белгородской области. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 293 МВт	Двойная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в ремонтной схеме)	Фактический переток в сечении «Юго-Западное» составляет 498 МВт при МДП в сечении 205,7 МВт.  Фактический переток в сечении «Ржава» составляет 74 МВт при МДП в сечении -98 МВт.  Фактический переток в сечении «Голофеевка» составляет 31,3 МВт при МДП в сечении -74 МВт.	При наличии возможности:  перевод максимального объема потребителей из Юго-Западного энергорайона энергосистемы Белгородской области на Восточный и Северный энергорайоны (при наличии возможности порядка 10 МВт);  загрузку станций Юго-Западного энергорайона энергосистемы Белгородской области по активной мощности до максимума	Создание противоаварийной автоматики (АПНУ) ПС 330 кВ Белгород	–	Да
ОЭС Юга	Краснодарский край / Кубанское РДУ	Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края	Тихорецкий энергоузел	Летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С. В случае аварийного отключения АТ-5(6) на ПС 500 кВ Тихорецк в нормальной схеме (с переходом в единичную ремонтную схему), с учетом проведения СРМ (отключение ВЛ 220 кВ Тихорецк – Крыловская) расчетная токовая нагрузка обмотки среднего напряжения АТ-6(5) на ПС 500 кВ Тихорецк превышает ДДТН на величину до 17 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 170 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в единичной ремонтной схеме	Расчетная токовая нагрузка АТ-5(6) ПС 500 кВ Тихорецк составляет 1639 А (117 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 1402 А (обмотка СН)	Отсутствуют	Завершение 3 этапа реконструкции ПС 500 кВ Тихорецк с вводом в работу АТ-2 (330/220/6 кВ), АТ-3 (330/220/35 кВ) и АТ-7 (220/110/10 кВ) на ПС 500 кВ Тихорецк. Установка третьей группы АТГ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Тихорецк мощностью 3×167 МВА	–	Да
ОЭС Юга	Краснодарский край / Кубанское РДУ	Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края	Армавирский энергоузел	Летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С. В случае аварийного отключения АТ-1 с АТ-2 и 2 СШ-330 на ПС 330 кВ Армавир (с переходом в единичную ремонтную схему АТ-1 и АТ-2) с учетом выполнения схемно-режимных мероприятий по делению сети 110 кВ между ПС 330 кВ Армавир и ПС 330 кВ Кропоткин, ПС 330 кВ Армавир и ПС 500 кВ Центральная расчетная токовая нагрузка обмотки среднего напряжения АТ-5 на ПС 330 кВ Армавир превышает ДДТН на величину до 23 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 80 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в единичной ремонтной схеме	Расчетная токовая нагрузка АТ-5 ПС 330 кВ Армавир составляет 1068 А (123 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 868 А (обмотка СН)	Отсутствуют	Разделение АТ-1, АТ-2 на ПС 330 кВ Армавир с установкой дополнительной ячейки 110 кВ АТ-2	–	Да
ОЭС Юга	Краснодарский край / Кубанское РДУ	Энергосистема Республики Адыгея и	Армавирский энергоузел	Летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С. В случае аварийного отключения 2 СШ-330 с АТ-1 и АТ-2 и 2 СШ-330 на	Единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут	Расчетная токовая нагрузка АТ-5 ПС 330 кВ Армавир составляет	Отсутствуют	Разделение АТ-1, АТ-2 на ПС 330 кВ Армавир с	–	Да

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект РФ / Операционная зона РДУ	Наименование энергосистемы	Энергорайон	Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
		Краснодарского края		ПС 330 кВ Армавир (с переходом в единичную ремонтную схему 2 СШ-330) с учетом выполнения схемно-режимных мероприятий по делению сети 110 кВ между ПС 330 кВ Армавир и ПС 330 кВ Кропоткин, ПС 330 кВ Армавир и ПС 500 кВ Центральная с учетом разделения АТ-1, АТ-2 на ПС 330 кВ Армавир с установкой дополнительной ячейки 110 кВ АТ-2 расчетная токовая нагрузка обмотки среднего напряжения АТ-5 на ПС 330 кВ Армавир превышает ДДТН на величину до 23 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 80 МВт	после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в единичной ремонтной схеме	1068 А (123 % от ДДТН). Допустимые параметры: 868 А (обмотка СН)		установкой дополнительной ячейки 110 кВ АТ-2.  Подключение АТ-1 на ПС 330 кВ Армавир к 1 СШ-330		
ОЭС Юга	Краснодарский край / Кубанское РДУ	Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края	Армавирский энергоузел	Летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С. В случае аварийного отключения 1 СШ-330 с АТ-1 и АТ-5 на ПС 330 кВ Армавир (с переходом в единичную ремонтную схему 1 СШ-330) с учетом выполнения схемно-режимных мероприятий по делению сети 110 кВ между ПС 330 кВ Армавир и ПС 330 кВ Кропоткин, ПС 330 кВ Армавир и ПС 500 кВ Центральная с учетом разделения АТ-1, АТ-2 на ПС 330 кВ Армавир с установкой дополнительной ячейки 110 кВ АТ-2 и подключения АТ-1 на ПС 330 кВ Армавир к 1 СШ-330 расчетная токовая нагрузка обмотки среднего напряжения АТ-2 на ПС 330 кВ Армавир превышает ДДТН на величину до 73 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 170 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в единичной ремонтной схеме	Расчетная токовая нагрузка АТ-2 ПС 330 кВ Армавир составляет 936 А (173 % от ДДТН). Допустимые параметры: 541 А (обмотка СН)	Отсутствуют	Разделение АТ-1, АТ-2 на ПС 330 кВ Армавир с установкой дополнительной ячейки 110 кВ АТ-2.  Подключение АТ-1 на ПС 330 кВ Армавир к 1 СШ-330.  Переподключение АТ-5 по стороне 330 кВ в полуторную цепочку 330 кВ совместно с ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – Армавир с установкой нового выключателя	–	Да
ОЭС Юга	Краснодарский край / Кубанское РДУ	Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края	Армавирский энергоузел	Летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С. В случае аварийного отключения АТ-5 на ПС 330 кВ Армавир в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Успенская НПС – Заветная (Л-51) с учетом реализации разделения АТ-1, АТ-2 на ПС 330 кВ Армавир с установкой дополнительной ячейки 110 кВ АТ-2, подключения АТ-1 на ПС 330 кВ Армавир к 1 СШ-330, переподключения АТ-5 по стороне 330 кВ в полуторную цепочку 330 кВ совместно с ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – Армавир с установкой нового выключателя 330 кВ и превентивного отключения ВЛ 110 кВ Армавир – Шовгеновская со стороны ПС 330 кВ Армавир (до 20 минут после нормативного возмущения) расчетная токовая нагрузка обмотки среднего напряжения АТ-1 на ПС 330 кВ Армавир превышает АДТН на величину до 13 %, АТ-2 на ПС 330 кВ Армавир превышает АДТН на величину до 11 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 50 МВт	Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения)/ Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка АТ-1 ПС 330 кВ Армавир составляет 778 А (113 % от АДТН), АТ-2 ПС 330 кВ Армавир составляет 762 А (111 % от АДТН). Допустимые параметры: 688 А (обмотка СН)	Отсутствуют	Установка АОПО АТ-1 и АТ-2 с действием на деление сети и ОН	–	Да
ОЭС Юга	Краснодарский край / Кубанское РДУ	Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края	Армавирский энергоузел	Летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С. В случае аварийного отключения АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Армавир в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) с учетом реализации разделения АТ-1, АТ-2 на ПС 330 кВ Армавир с установкой дополнительной ячейки 110 кВ АТ-2, подключения АТ-1 на ПС 330 кВ Армавир к 1 СШ-330, переподключения АТ-5 по стороне 330 кВ в полуторную цепочку 330 кВ совместно с ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – Армавир с установкой нового выключателя 330 кВ и превентивного отключения ВЛ 110 кВ Армавир – Шовгеновская со стороны ПС 330 кВ Армавир и превентивного отключения ВЛ 110 кВ Армавир – Шовгеновская со стороны ПС 330 кВ Армавир (до 20 минут после нормативного возмущения)	Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения)/ Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка АТ-5 ПС 330 кВ Армавир составляет 1220 А (111 % от АДТН). Допустимые параметры: 1101 А (обмотка СН)	Отсутствуют	Установка АОПО АТ-5 с действием на деление сети и ОН	–	Да

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект РФ / Операционная зона РДУ	Наименование энергосистемы	Энергорайон	Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуация, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
				расчетная токовая нагрузка обмотки среднего напряжения АТ-5 на ПС 330 кВ Армавир превышает АДТН на величину до 11 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 35 МВт						
ОЭС Юга	Краснодарский край / Кубанское РДУ	Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский энергоузел Центрального энергорайона	Летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С. В случае аварийного отключения АТ-1(2) на ПС 220 кВ Витаминкомбинат в нормальной схеме (с переходом в единичную ремонтную схему) с учетом СРМ (размыкание транзитов 110 кВ Восточная промзона – РИП – Витаминкомбинат на ПС 110 кВ РИП, Краснодарская ТЭЦ – ОБД – Восточная промзона и Краснодарская ТЭЦ – Восточная промзона с отпайками со стороны ПС 220 кВ Восточная промзона, Яблоновская – Западная-2 на ПС 110 кВ Западная-2) расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Лорис превышает АДТН на величину до 16 %, расчетная токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Восточная промзона с отпайкой на ПС Ангарская превышает ДДТН на величину 5 %. Для ликвидации недопустимой перегрузки ЛЭП в, том числе действием АОПО, требуется размыкание транзита 110 кВ Восточная промзона – Лорис – Витаминкомбинат отключением КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Лорис на ПС 110 кВ Лорис, размыкание КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Восточная промзона с отпайкой на ПС Ангарская со стороны ПС 220 кВ Витаминкомбинат Размыкание вышеуказанных транзитов 110 кВ между ПС 220 кВ Восточная промзона и ПС 220 кВ Витаминкомбинат с учетом проведения дополнительных схемно-режимных мероприятий по переводу нагрузки ПС 110 кВ Ангарская на питание от КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Восточная промзона с отпайкой на ПС Ангарская, переносу точки разрыва транзита 110 кВ Восточная промзона – РИП – Витаминкомбинат на ПС 220 кВ Витаминкомбинат, отключения КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Нововеличковская и ВЛ 110 кВ ВНИИРис – Новомышастовская приводит к увеличению токовой нагрузки оставшегося в работе АТ на ПС 220 кВ Витаминкомбинат на величину до 45 % свыше ДДТН и на величину 61 % свыше номинальных значений при допустимой величине аварийной перегрузки в течение 8 часов не более 15 % от номинальных значений Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 85 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме). / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в нормальной и в единичной ремонтной схемах	Расчетная токовая нагрузка АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Витаминкомбинат составляет 1541 А (145 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 1064 А	Отсутствуют	Ввод в работу ПС 220 кВ Елизаветинская (Новая) с заходами ВЛ 220 кВ Яблоновская – Елизаветинская (Новая).  Ввод в работу КВЛ 110 кВ Елизаветинская (Новая) – Западная-2 I цепь с отпайкой на ПС Тургеневская.  Ввод в работу КВЛ 110 кВ Елизаветинская (Новая) – Западная-2 II цепь с отпайками	–	Да
ОЭС Юга	Краснодарский край / Кубанское РДУ	Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края	Тимашевский энергоузел Центрального энергорайона	Летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С. В случае аварийного отключения АТ-1 на ПС 220 кВ Брюховецкая (с переходом в единичную ремонтную схему), происходит превышение ДДТН АТ-2 на ПС 220 кВ Брюховецкая на величину до 36 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 60 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в единичной ремонтной схеме	Расчетная токовая нагрузка АТ-2 на ПС 220 кВ Брюховецкая 427 А (136 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 314 А (обмотка ВН АТ-2)	Отсутствуют	Установка АТ-3 мощностью 125 МВА на ПС 220 кВ Брюховецкая	–	Да
ОЭС Юга	Краснодарский край / Кубанское РДУ	Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края	Контролируемое сечение «Юго-Запад» Юго-Западного энергорайона	Летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С. В случае аварийного отключения ВЛ 500 кВ Кубанская – Центральная с учетом включения ГТУ-1 на Мобильной ГТЭС ПС 220 кВ Кирилловская в нормальной схеме (с переходом в единичную ремонтную схему),	Единичная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие	Расчетный переток в КС «Юго-Запад» составляет 1781 МВт (на 11 МВт выше МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 1770 МВт	Отсутствуют	Строительство Ударной ТЭС с включением одного блока	–	Да



Наименование объединенной энергосистемы	Субъект РФ / Операционная зона РДУ	Наименование энергосистемы	Энергорайон	Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
				расчетный переток в КС «Юго-Запад» превышает МДП на 11 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 15 МВт	превышения МДП в единичной ремонтной схеме					
ОЭС Юга	Краснодарский край / Кубанское РДУ	Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края	Контролируемое сечение «Юго-Запад» Юго-Западного энергорайона	Летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С с учетом фактического максимального потребления ПС 220 кВ Киевская, ПС 220 кВ Чекон, зафиксированного в ПЭВТ 2021 года величиной 38 МВт. В случае аварийного отключения ВЛ 220 кВ Тамань – Виноградная в нормальной схеме (с переходом в единичную ремонтную схему) расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Кирилловская – Раевская превышает ДДТН на величину до 6 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 10 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в единичной ремонтной схеме	Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Кирилловская – Раевская составляет 419 А (106 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 396 А	Отсутствуют	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Киевская – Чекон и ВЛ 220 кВ Тамань – Славянская на Ударную ТЭС	–	Да
ОЭС Юга	Республика Крым / Черноморское РДУ	Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя	Северо-Западный энергорайон Республики Крым	Летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +23 °С. В случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Сакская ТЭЦ – Холодильник с отпайкой на ПС Кристалл в ремонтной схеме ВЛ 220 кВ Красноперекоск – Донузлав нагрузка ВЛ 110 кВ Донузлав – Зимино превышает ДДТН на величину до 18 %, напряжения на ПС 110 кВ Холодильник, ПС 110 кВ Мойнаки, ПС 110 кВ Евпатория снижаются ниже МДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 9 МВт	Двойная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше ДДН в двойной ремонтной схеме	Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Донузлав – Зимино составляет 541 А (118 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 459 А (провод ВЛ).  Напряжение на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Мойнаки – 88,3 кВ, ПС 110 кВ Евпатория – 87,8 кВ, ПС 110 кВ Холодильник – 87,7 кВ. <i>Допустимые параметры:</i> 88,6 кВ	Отсутствуют	Установка БСК мощностью 25 Мвар на ПС 220 кВ Донузлав	–	В инвестиционную программу АО «Крымэнерго» на 2021–2022 годы включено мероприятие «Строительство на ПС 220 кВ Донузлав источников реактивной мощности 25 Мвар» со сроком окончания в 2022 году
ОЭС Юга	г. Севастополь / Черноморское РДУ	Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя	Севастопольский энергорайон	Летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +23 °С. в случае аварийного отключения КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №1 (2) в единичной ремонтной схеме КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №2 (1) (с учетом СРМ по переводу РПН АТ-1 ПС 330 кВ Севастополь в 14 положение и выполнения оперативного перевода нагрузки на ПС 110 кВ Петровские Высоты с 2С 110 кВ на 1С 110 кВ), расчетная токовая нагрузка АТ-1 ПС 330 кВ Севастополь превышает ДДТН на величину до 7 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 11 МВт	Двойная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше ДДН в двойной ремонтной схеме	Расчетная токовая нагрузка АТ-1 ПС 330 кВ Севастополь составляет 398 А (107 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 372 А (обмотка ВН АТ-1 ПС 330 кВ Севастополь)	Отсутствуют	Строительство ПС 330 кВ Нахимовская с установкой одного автотрансформатора 330/110 кВ мощностью 200 МВА и строительство заходов от КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская на ПС 330 кВ Нахимовская с образованием КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Нахимовская и КВЛ 330 кВ Нахимовская – Западно-Крымская и переподключением ЛЭП 110 кВ и 35 кВ с Севастопольской ТЭЦ на ПС 330 кВ Нахимовская	–	В проект инвестиционной программы АО «Крымэнерго» на 2020–2022 годы включено мероприятие «Строительство ПС 330/110 кВ «Нахимовская» со сроком окончания в 2025 году
ОЭС Урала	Челябинская область / Челябинское РДУ	Энергосистема Челябинской области	Златоустовско-Миасский энергорайон	В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +19 °С в случае аварийного отключение ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская в ремонтной схеме ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная превышает ДДТН на величину до 19 %, ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная превышает ДДТН на величину до 35 %, ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная превышает ДДТН на величину до 28 %, ВЛ 110 кВ Таганай – Горная превышает ДДТН на величину до 2 %, ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная превышает ДДТН на величину до 4 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 91 МВт	Двойная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в двойной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в двойной ремонтной схеме	Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная составляет 561 А (119 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 473 А (ошиновка на ПС 110 кВ Тургояк).  Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная составляет 726 А (135 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 536 А (ошиновка на ПС 220 кВ Чебаркуль).  Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная составляет 697 А (128 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i>	Отсутствуют	Реконструкция ПС 110 кВ Сатка с переводом на напряжение 220 кВ со строительством РУ 220 кВ и установкой одного автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 200 МВА.  Строительство ЛЭП 220 кВ Чебаркуль – Сатка ориентировочной протяженностью 110 км	–	Нет

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект РФ / Операционная зона РДУ	Наименование энергосистемы	Энергорайон	Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
						<p>546 А (провод ЛЭП, ошиновка ПС 110 кВ Миасс, ошиновка ПС 110 кВ Курортная).</p> <p>Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Таганай – Горная составляет 555 А (102 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 546 А (провод ЛЭП, ошиновка ПС 110 кВ Таганай).</p> <p>Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная составляет 555 А (104 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 536 А (провод ЛЭП, ошиновка ПС 220 кВ Чебаркуль)</p>				
ОЭС Сибири	Иркутская область / Иркутское РДУ	Энергосистема Иркутской области	Транзит 110 кВ Тайшет – Тулун	В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -36 °С в случае отключения АТ-1(2) на ПС 500 кВ Тулун с учетом применения СРМ (отключение выключателей присоединений на ПС 500 кВ Тулун и Ново-Зиминской ТЭЦ, отключение БСК-(1)2 10 кВ ПС 500 кВ Тулун) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает ДДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима с учетом СРМ в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 36 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в единичной ремонтной схеме	<p>Расчетная токовая нагрузка В и Р в ячейке 110 кВ АТ-1 на ПС 500 кВ Тулун составляет 685 А (114 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 600 А.</p> <p>Расчетная токовая нагрузка В и Р в ячейке 110 кВ АТ-2 на ПС 500 кВ Тулун составляет 692 А (115 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 600 А.</p> <p>Расчетная токовая нагрузка АТ-2 на ПС 500 кВ Тулун составляет 692 А (121 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 573 А</p>	Отсутствуют	<p>Замена АТ-2 мощностью 120 МВА ПС 500 кВ Тулун на АТ с ДДТН не менее 692 А при ТНВ -36 °С.</p> <p>Замена коммутационного оборудования ячейки 110 кВ АТ-2 (выключатель, разъединители) на коммутационное оборудование с ДДТН не менее 692 А при ТНВ -36 °С.</p> <p>Замена коммутационного оборудования ячейки 110 кВ АТ-1 (выключатель, разъединители) на коммутационное оборудование с ДДТН не менее 685 А при ТНВ -36 °С</p>	Отсутствуют	Да
ОЭС Сибири	Иркутская область / Иркутское РДУ	Энергосистема Иркутской области	Транзит 110 кВ Тайшет – Тулун	В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +18 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками (ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха (ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками) с учетом применения СРМ (включение БСК на ПС 500 кВ Тулун и ПС 110 кВ Водопад, нагрузка по реактивной мощности Ново-Зиминской ТЭЦ и СК-2 на ПС 500 кВ Ново-Зиминская) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит нарушение статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки (напряжение в сети 110 кВ ниже АДН). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 58 МВт	Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	<p>Расчетный уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ Силикатная составляет 78,48 кВ (93 % от АДН). <i>Допустимые параметры:</i> 84,7 кВ</p>	Отсутствуют	<p>Замена АТ-2 мощностью 120 МВА ПС 500 кВ Тулун на АТ большей мощности.</p> <p>Строительство новой ВЛ 110 кВ СЗамзор – Тайшет № 2.</p> <p>Установка БСК мощностью 25 Мвар на ПС 110 кВ Нижнеудинск</p>	Отсутствуют	Да
ОЭС Сибири	Иркутская область / Иркутское РДУ	Энергосистема Иркутской области	Энергорайон ПС 500 кВ Тайшет	В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -36 °С в случае отключения 2АТ (1АТ) ПС 500 кВ Тайшет с учетом применения СРМ (отключение на ПС 110 кВ Замзор В-110 вв Водопад, отключение выключателей присоединений на ПС 500 кВ Тайшет, перевод	Единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН,	Расчетная токовая нагрузка 1АТ (2АТ) ПС 500 кВ Тайшет составляет 411 А (114 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 361 А	Отсутствуют	Установка третьего АТ на ПС 500 кВ Тайшет	Отсутствуют	Да

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект РФ / Операционная зона РДУ	Наименование энергосистемы	Энергорайон	Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
				нагрузки на ПС 110 кВ Бирюса) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит превышение ДДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 70 МВт	напряжение выше МДН в единичной ремонтной схеме					
ОЭС Сибири	Иркутская область / Иркутское РДУ	Энергосистема Иркутской области	Район Восточные электрические сети	В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -36 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса с учетом применения СРМ (загрузка по реактивной мощности Иркутской ТЭЦ-9, Иркутской ТЭЦ-10, Ново-Иркутской ТЭЦ, Иркутской ГЭС, загрузка СК на ПС 500 кВ Иркутская, перевод РПН АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Правобережная в 11-ое положение) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит нарушение статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки (напряжение в сети 110 кВ ниже АДН). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 35 МВт	Нормативное возмущение в нормальной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС энергорайона ниже АДН, режим не балансируется	Отсутствуют	Отсоединение отпайки на ПС 110 кВ Оса от ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками и подключение её в отдельную ячейку на ПС 220 кВ Черемхово с образованием ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса.  Установка СКРМ мощностью 54 Мвар на ПС 110 кВ Оса и СКРМ мощностью 40 Мвар на ПС 110 кВ Новая Уда	Отсутствуют	Да
ОЭС Сибири	Иркутская область / Иркутское РДУ	Энергосистема Иркутской области	Район Восточные электрические сети	В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -36 °С в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I (II) цепь с отпайками параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает ДДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 5 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения МДП в единичной ремонтной схеме	Расчетная токовая нагрузка ВЧЗ ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I (II) цепь с отпайками на ПС 220 кВ Правобережная составляет 667 А (106 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 630 А	Отсутствуют	Реконструкция РЗА ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск и включение по нормальной схеме В-110 ТЭЦ-10 Б на ПС 110 кВ Урик.  Замена на ПС 220 кВ Правобережная ВЧЗ ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I (II) цепь с отпайками на ВЧЗ с ДДТН не менее 667 А при ТНВ -36 °С	Отсутствуют	Да
ОЭС Сибири	Иркутская область / Иркутское РДУ	Энергосистема Иркутской области	Район Восточные электрические сети	В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -36 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I (II) цепь с отпайками в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает АДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 36 МВт	Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II (I) цепь с отпайками на участке от ПС 220 кВ Правобережная до отпайки на ПС 110 кВ Карлук составляет 898 А (119 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 756 А  Расчетная токовая нагрузка ошиновки в ячейке ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II (I) цепь с отпайками на ПС 220 кВ Правобережная составляет 898 А (115 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 783 А  Расчетная токовая нагрузка ВЧЗ ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II (I) цепь с отпайками на ПС 220 кВ Правобережная составляет 898 А (119 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 756 А	Отсутствуют	Реконструкция РЗА ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск и включение по нормальной схеме В-110 ТЭЦ-10 Б на ПС 110 кВ Урик.  Создание устройств АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь, ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь на ПС 220 кВ Правобережная с действием на ОН в объеме не менее 36 МВт	Отсутствуют	Да
ОЭС Сибири	Иркутская область / Иркутское РДУ	Энергосистема Иркутской области	Район Восточные электрические сети	В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -36 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I (II) цепь с	Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме (до 20 минут после	Расчетная токовая нагрузка провода ВЛ 110 кВ Правобережная –	Отсутствуют	Реконструкция устройств РЗА ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС	Отсутствуют	Да

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект РФ / Операционная зона РДУ	Наименование энергосистемы	Энергорайон	Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
				отпайками в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает АДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 50 МВт	нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Урик II (I) цепь с отпайками на участке от ПС 220 кВ Правобережная до отпайки на ПС 110 кВ Карлук составляет 948 А (125 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 756 А  Расчетная токовая нагрузка провода ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II (I) цепь с отпайками на участке от отпайки на ПС 110 кВ Карлук до отпайки на ПС 110 кВ Хомутово составляет 789 А (104 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 756 А  Расчетная токовая нагрузка ошиновки в ячейке ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II (I) цепь с отпайками на ПС 220 кВ Правобережная составляет 948 А (121 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 783 А  Расчетная токовая нагрузка ВЧЗ ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II (I) цепь с отпайками на ПС 220 кВ Правобережная составляет 948 А (125 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 756 А  Расчетная токовая нагрузка ВЧЗ ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь на Иркутской ТЭЦ-10 составляет 818 А (108 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 756 А  Расчетная токовая нагрузка ВЧЗ ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь на ПС 10 кВ Урик составляет 820 А (109 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 756 А  Расчетная токовая нагрузка ТТ в ячейке ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь на ПС 10 кВ Урик составляет 820 А (109 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 756 А		Никольск и включение по нормальной схеме В-110 ТЭЦ-10 Б на ПС 110 кВ Урик.  Создание устройств АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь, ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь на ПС 220 кВ Правобережная с действием на ОН в объеме не менее 36 МВт.  Создание устройств АОПО Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь на ПС 110 кВ Урик с действием на ОН в объеме не менее 14 МВт		
ОЭС Сибири	Иркутская область / Иркутское РДУ	Энергосистема Иркутской области	Транзит 110 кВ Шелехово – Слюдянка	В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +18 °С в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Шелехово – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка (с АТ2 ПС 220 кВ Слюдянка) или ВЛ 220 кВ Ключи – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка и	Двойная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного	Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг составляет 692 А (165 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i>	Отсутствуют	Замена участков ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг, выполненных проводом марки АС-120/19, на	Отсутствуют	Да

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект РФ / Операционная зона РДУ	Наименование энергосистемы	Энергорайон	Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
				ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг (ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха) с учетом применения СРМ (деление сети и перевод РПН АТ на ПС 220 кВ Шелехово) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает ДДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 30 МВт	возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в двойной ремонтной схеме	419 А.  Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная составляет 640 А (152 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 419 А.  Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха составляет 684 А (163 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 419 А.  Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная составляет 480 А (115 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 419 А		провод с пропускной способностью не менее 692 А при ТНВ +18 °С.  Замена провода марки АС-120/19 ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная и ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная на провод с ДДТН не менее 480 А и 640 А соответственно при ТНВ +18 °С.  Замена шинного, обходного разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха, шинного, линейного, обходного разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг на ПС 220 кВ Шелехово на разъединители с ДДТН не менее 692 А при ТНВ +18 °С.  Замена на ПС 110 кВ Рассоха провода ошиновки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и провода ошиновки секционного выключателя марки АС-120/19 на провод с ДДТН не менее 692 А при ТНВ +18 °С, провод ошиновки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная марки АС-120/19 на провод с ДДТН не менее 480 А при ТНВ +18 °С.  Замена секционного выключателя на ПС 110 кВ Рассоха на выключатель с ДДТН не менее 692 А при ТНВ +18 °С.  Замена трансформатора тока ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с длительно допустимым током 630 А на ПС 110 кВ Рассоха на трансформатор тока с длительно допустимым током не менее 694 А при ТНВ +18 °С.  Замена провода ошиновки на ПС 110 кВ Большой Луг марки М-120 на провод с ДДТН не менее 692 А при ТНВ +18 °С.  Замена ТТ в ячейках ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг, ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная на ПС 110 кВ Большой Луг с длительно допустимым током 630 А на ТТ с ДДТН не менее 692 А при ТНВ +18 °С.  Замена провода ошиновки ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная на ПС 110 кВ Подкаменная (а также СШ 110 кВ или их участков с учетом потокораспределения мощности по присоединениям) марки АС-185 на провод с		

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект РФ / Операционная зона РДУ	Наименование энергосистемы	Энергорайон	Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
								ДДТН не менее не менее 640 А при ТНВ +18 °С.  Замена ТТ в ячейке ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная на ПС 110 кВ Подкаменная с длительно допустимым током 600 А на ТТ с ДДТН не менее 640 А при ТНВ +18 °С		
ОЭС Сибири	Иркутская область / Иркутское РДУ	Энергосистема Иркутской области	Транзит 220 кВ Киренга – Северобайкальск	В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +18 °С в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1 (ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 2) и ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30) (ВЛ 220 кВ Киренга – Куерма (КК-31)) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит превышение МДП в КС «Киренга – Северобайкальск + Усть-Кут – НПС-6». Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 53 МВт	Двойная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения МДП в двойной ремонтной схеме	Расчетная нагрузка КС «Киренга – Северобайкальск + Усть-Кут – НПС-6» составляет 271 МВт (127 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 214 МВт	Отсутствуют	Создание устройств АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан(КУ-30), ВЛ 220 кВ Киренга – Куерма (КК-31) с действием на ОН в объеме не менее 20 МВт	Отсутствуют	Да
ОЭС Сибири	Иркутская область / Иркутское РДУ	Энергосистема Иркутской области	Транзит 110 кВ Ново-Зиминская – Черемхово	В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -36 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Белореченская в схеме ремонта АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Черемхово с учетом применения СРМ (перенос точки деления транзита 110 кВ ПС 500 кВ Ново-Зиминская – ПС 110 кВ Головинская, отключение выключателя МВ-110 «Забитуй» (МВ-110 «Кутулик») на ПС 220 кВ Черемхово) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает АДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 65 МВт	Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка ТТ в ячейке 110 кВ АТ-1 (АТ-2) на ПС 220 кВ Черемхово составляет 705 А (112 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 630 А	Отсутствуют	Создание устройств АОПО АТ-1, АТ-2 на ПС 220 кВ Черемхово с действием на ОН в объеме 38 МВт	Замена ТТ 110 кВ в ячейках АТ-1, АТ-2 на ПС 220 кВ Черемхово на ТТ с АДТН не менее 705 А при ТНВ -36 °С	Да
ОЭС Сибири	Кемеровская область – Кузбасс / Кемеровское РДУ	Энергосистема Кемеровской области	Энергорайон ПС 500 кВ Ново-Анжерская – ПС 110 кВ Ачинск тяговая	ТНВ +19 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками и участка ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кротово тяговая (участок от ПС 110 кВ Ачинск тяговая до отпайки на ПС Кротово тяговая) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает АДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 66 МВт	Нормативное возмущение в двойной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в двойной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка провода ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка составляет 1109 А (147 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 754 А  Расчетная токовая нагрузка провода ВЛ 110 кВ Яйская – Иверка с отпайками составляет 1039 А (138 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 754 А	Отсутствуют	Создание устройств АОПО на участке сети 110 кВ от ПС 500 кВ Ново-Анжерская до ПС 110 кВ Мариинск (АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками, ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка на ПС 500 кВ Ново-Анжерская, АОПО ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками, ВЛ 110 кВ Иверка – Антибесская с отпайкой на ПС Беркульская на ПС 110 кВ Иверка) с действием на ОН в объеме до 66 МВт (при установленных СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Мариинск и СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Каштан тяговая)	Отсутствуют	Да
ОЭС Сибири	Кемеровская область – Кузбасс / Кемеровское РДУ	Энергосистема Кемеровской области	Энергорайон ПС 500 кВ Ново-Анжерская – ПС 110 кВ Ачинск тяговая	В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +19 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками и участка ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кротово тяговая (участок от ПС 110 кВ Ачинск тяговая до отпайки на ПС Кротово тяговая) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает АДТН.	Нормативное возмущение в двойной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в двойной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка провода ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками составляет 1116 А (148 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 754 А	Отсутствуют	Создание устройств АОПО на участке сети 110 кВ от ПС 500 кВ Ново-Анжерская до ПС 110 кВ Мариинск (АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками, ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка на ПС 500 кВ Ново-Анжерская, АОПО ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками, ВЛ 110 кВ Иверка – Антибесская с отпайкой на ПС	Отсутствуют	Да

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект РФ / Операционная зона РДУ	Наименование энергосистемы	Энергорайон	Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
				Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 66 МВт				Берикульская на ПС 110 кВ Иверка) с действием на ОН в объеме до 66 МВт (при установленных СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Мариинск и СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Каштан тяговая)		
ОЭС Сибири	Кемеровская область – Кузбасс / Кемеровское РДУ	Энергосистема Кемеровской области	Энергорайон ПС 500 кВ Ново-Анжерская – ПС 110 кВ Ачинск тяговая	В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +19 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Иверка – Антибесская с отпайкой на ПС Берикульская в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками и участка ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кротово тяговая (участок от ПС 110 кВ Ачинск тяговая до отпайки на ПС Кротово тяговая) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает АДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 66 МВт	Нормативное возмущение в двойной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в двойной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка провода ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками составляет 926 А (122 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 754 А  Расчетная токовая нагрузка ТТ, В, Р в ячейке ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками на ПС 110 кВ Мариинск составляет 887 А (148 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 600 А  Расчетная токовая нагрузка В и ТТ в ячейке ШСВ-110 на ПС 110 кВ Мариинск составляет 623 А (104 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 600 А	Отсутствуют	Создание устройств АОПО на участке сети 110 кВ от ПС 500 кВ Ново-Анжерская до ПС 110 кВ Мариинск (АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками, ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка на ПС 500 кВ Ново-Анжерская, АОПО ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками, ВЛ 110 кВ Иверка – Антибесская с отпайкой на ПС Берикульская на ПС 110 кВ Иверка) с действием на ОН в объеме до 66 МВт (при установленных СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Мариинск и СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Каштан тяговая)	Отсутствуют	Да
ОЭС Сибири	Кемеровская область – Кузбасс / Кемеровское РДУ	Энергосистема Кемеровской области	Энергорайон ПС 500 кВ Ново-Анжерская – ПС 110 кВ Ачинск тяговая	В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +19 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками и участка ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кротово тяговая (участок от ПС 110 кВ Ачинск тяговая до отпайки на ПС Кротово тяговая) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает АДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 66 МВт	Нормативное возмущение в двойной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в двойной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка провода ВЛ 110 кВ Иверка – Антибесская с отпайками составляет 927 А (123 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 754 А  Расчетная токовая нагрузка провода Антибесская – Мариинск с отпайкой на ПС 3704 км составляет 874 А (116 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 754 А  Расчетная токовая нагрузка ТТ в ячейке ВЛ 110 кВ Иверка – Антибесская с отпайками на ПС 110 кВ Антибесская составляет 888 А (141 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 630 А  Расчетная токовая нагрузка В в ячейке СВ-110 на ПС 110 кВ Антибесская составляет 888 А (141 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 630 А  Расчетная токовая нагрузка ТТ, Р в ячейке ВЛ 110 кВ Антибесская – Мариинск с отпайками на ПС 110 кВ Мариинск составляет 855 А (143 % от АДТН).	Отсутствуют	Создание устройств АОПО на участке сети 110 кВ от ПС 500 кВ Ново-Анжерская до ПС 110 кВ Мариинск (АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками, ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка на ПС 500 кВ Ново-Анжерская, АОПО ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками, ВЛ 110 кВ Иверка – Антибесская с отпайкой на ПС Берикульская на ПС 110 кВ Иверка) с действием на ОН в объеме до 66 МВт (при установленных СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Мариинск и СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Каштан тяговая)	Отсутствуют	Да

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект РФ / Операционная зона РДУ	Наименование энергосистемы	Энергорайон	Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
						<i>Допустимые параметры:</i> 600 А				
ОЭС Сибири	Кемеровская область – Кузбасс / Кемеровское РДУ	Энергосистема Кемеровской области	Энергорайон ПС 220 кВ Краснополянская – ПС 110 кВ Барышевская	В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +19 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Барышевская – Буготак с отпайками в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Барышевская – Горная с отпайками с стороны ПС 110 кВ Барышевская параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит превышение МДП. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 41 МВт	Двойная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в двойной ремонтной схеме	Расчетный переток в КС «Краснополянская – Торсьма» составляет 126 МВт (149 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 85 МВт	Отсутствуют	Создание устройств АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Контрольный с отпайками, ВЛ 110 кВ Краснополянская – Непрерывка с отпайками на ПС 220 кВ Краснополянская с действием на ОН в объеме до 41 МВт при ТНВ +19 °С	Отсутствуют	Да
ОЭС Сибири	Красноярский край / Красноярское РДУ	Энергосистема Красноярского края и Республики Тыва	Энергоузел участка сети 110 кВ Ачинский НПЗ – Ачинск тяговая	В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -38 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Ачинский НПЗ I цепь с отпайкой на ПС Северная (С-701) (ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Ачинский НПЗ II цепь с отпайкой на ПС Северная (С-702)) в схеме ремонта 2АТ-А, 2АТ-Б Назаровской ГРЭС параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит превышение МДП в КС «Ачинское». Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 40 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения МДП в единичной ремонтной схеме	Расчетный переток в КС составляет 196 МВт (117 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 168 МВт	Отсутствуют	Разукрупнение 2АТ-А, 2АТ-Б Назаровской ГРЭС	Отсутствуют	Да
ОЭС Сибири	Алтайский край / Новосибирское РДУ	Энергосистема Республики Алтай и Алтайского края	Энергоузел ПС 220 кВ Бийская – ПС 110 кВ Майминская – ПС 110 кВ Предгорная	В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -5 °С в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Смоленская – Предгорная с отпайками (ВЛ СП-189) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит превышение МДП в КС «Бийская – Заречная». Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 25 МВт	Единичная ремонтная схема (до 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетный переток в КС «Бийская – Заречная» составляет 148,4 МВт (118 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 126 МВт	Отсутствуют	Создание устройств АОПО ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная I цепь с отпайкой на ПС Угреньевская (ВЛ БЗ-165), ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная II цепь с отпайкой на ПС Угреньевская (ВЛ БЗ-166) на ПС 220 кВ Бийская с действием на ОН в объеме не менее 25 МВт при ТНВ -5 °С	Отсутствуют	Нет
ОЭС Востока	Амурская область / Амурское РДУ	Энергосистема Амурской области	Транзит 220 кВ Магдагачи – Сковородино – Ерофей Павлович/т – Могоча	В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -37 °С в случае аварийного отключения КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 1 с отказом выключателя на ПС 220 кВ Сковородино (отключены КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 1 (с обеих сторон), ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т, ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сковородино с отпайкой на ПС Талдан (со стороны ПС 220 кВ Сковородино)) режим не балансируется (напряжение на шинах 220 кВ ПС 220 кВ транзита Магдагачи – Сковородино – Ерофей Павлович/т – Могоча ниже АДН). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 25 МВт	Нормативное возмущение в нормальной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Уровень напряжения на шинах 220 кВ ПС 220 кВ БАМ/т ниже АДН. <i>Допустимые параметры:</i> значение АДН на шинах 220 кВ ПС 220 кВ БАМ/т составляет 169,4 кВ	Отсутствуют	Реконструкция ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т с установкой ИРМ 220 кВ мощностью не менее 81 Мвар	Отсутствуют	–
ОЭС Востока	Амурская область / Амурское РДУ	Энергосистема Амурской области	Транзит 220 кВ Магдагачи – Сковородино – Ерофей Павлович/т – Могоча	В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -37 °С в случае аварийного отключения КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 2 в схеме ремонта 1С-220 кВ на ПС 220 кВ Сковородино (ремонт ШР-220 1С ОВ; выполнен перенос точки раздела ОЭС Сибири – ОЭС Востока на ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т, ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка в ремонтной схеме) с учетом установки ИРМ на ПС 220 кВ Ерофей Павлович режим не балансируется (напряжение на шинах 220 кВ ПС 220 кВ транзита Магдагачи – Сковородино – Ерофей Павлович/т – Могоча ниже АДН). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 23,8 МВт	Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме или в схеме с отключенным состоянием одной единицы генерирующего оборудования (до 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Уровень напряжения на шинах 220 кВ ПС 220 кВ БАМ/т ниже АДН. <i>Допустимые параметры:</i> значение АДН на шинах 220 кВ ПС 220 кВ БАМ/т составляет 169,4 кВ	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ БАМ/т устройства АОСН с действием на ОН в объеме до 23,8 МВт <sup>1)</sup>	Отсутствуют	–



Наименование объединенной энергосистемы	Субъект РФ / Операционная зона РДУ	Наименование энергосистемы	Энергорайон	Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуация, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
ОЭС Востока	Амурская область / Амурское РДУ	Энергосистема Амурской области	Западная часть энергосистемы Амурской области	В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ –37 °С в единичной ремонтной схеме 2С-220 кВ ПС 220 кВ Магдагачи (отключены ВЛ 220 кВ Ключевая – Магдагачи, ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи, ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т) переток по контролируемому сечению «ОЭС – Запад Амурэнерго» превышает МДП. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 217 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения МДП в единичной ремонтной схеме	Расчетный переток в КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» составляет 312 МВт (328 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 95 МВт (КС «ОЭС – Запад Амурэнерго»).  С учетом переноса точки раздела ОЭС Сибири – ОЭС Востока на ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т, ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка расчетный переток в КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» составляет 229 МВт (269 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 85 МВт (КС «ОЭС – Запад Амурэнерго»).	Перенос точки раздела ОЭС Сибири – ОЭС Востока на ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т, ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка в ремонтной схеме. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 144 МВт	Модернизация ЛАПНУ Зейской ГЭС, реализующей управляющие воздействия на отключение нагрузки в энергорайоне № 2 и ЭС Республики (Саха) Якутия при отключении ЛЭП и электросетевого оборудования на транзите 220 кВ Ключевая – Сулус/т – Магдагачи. Объем УВ должен составлять не менее 144 МВт	Отсутствуют	Да
ОЭС Востока	Амурская область / Амурское РДУ	Энергосистема Амурской области	Западная часть энергосистемы Амурской области	В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ –37 °С в единичной ремонтной схеме Блока 3 Нерюнгринской ГРЭС переток по контролируемому сечению «ОЭС – Запад Амурэнерго» превышает МДП. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 63 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения МДП в единичной ремонтной схеме	Расчетный переток в КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» составляет 453 МВт (116 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 390 МВт (КС «ОЭС – Запад Амурэнерго»).  С учетом переноса точки раздела ОЭС Сибири – ОЭС Востока на ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т, ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка расчетный переток в КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» составляет 367 МВт (105 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 350 МВт (КС «ОЭС – Запад Амурэнерго»)	Перенос точки раздела ОЭС Сибири – ОЭС Востока на ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т, ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка в ремонтной схеме. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 17 МВт	Модернизация ЛАПНУ Зейской ГЭС, реализующей управляющие воздействия на отключение нагрузки в энергорайоне № 2 и ЭС Республики (Саха) Якутия при отключении 2С 220 ПС 220 кВ Тьнда. Объем УВ должен составлять не менее 17 МВт	Отсутствуют	Да
ОЭС Востока	Амурская область / Амурское РДУ	Энергосистема Амурской области	Западная часть энергосистемы Амурской области	В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ –37 °С в единичной ремонтной схеме одной ВЛ на транзите Магдагачи – Сковородино переток по контролируемому сечению «ОЭС – Запад Амурэнерго» превышает МДП. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 166 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения МДП в единичной ремонтной схеме	Расчетный переток в КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» составляет 321 МВт (207 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 155 МВт (КС «ОЭС – Запад Амурэнерго»).  С учетом переноса точки раздела ОЭС Сибири – ОЭС Востока на ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т, ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка расчетный переток в КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» составляет 234 МВт (161 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 145 МВт (КС «ОЭС – Запад Амурэнерго»)	Перенос точки раздела ОЭС Сибири – ОЭС Востока на ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т, ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка в ремонтной схеме. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 89 МВт	Модернизация ЛАПНУ Зейской ГЭС, реализующей управляющие воздействия на отключение нагрузки в энергорайоне № 2 и ЭС Республики (Саха) Якутия при отключении ЛЭП и электросетевого оборудования на транзите 220 кВ Магдагачи – Сковородино. Объем УВ должен составлять не менее 89 МВт	Отсутствуют	Да
ОЭС Востока	Амурская область / Амурское РДУ	Энергосистема Амурской области	Западная часть энергосистемы Амурской области	В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +20 °С в двойной ремонтной схеме одной ВЛ 220 кВ на транзите Магдагачи – Сковородино и Блока 3 Нерюнгринской ГРЭС	Двойная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше	Расчетный переток в КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» составляет 236 МВт (148 % от МДП).	Перенос точки раздела ОЭС Сибири – ОЭС Востока на ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т –	Модернизация ЛАПНУ Зейской ГЭС, реализующей управляющие воздействия на отключение нагрузки в	Отсутствуют	Да

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект РФ / Операционная зона РДУ	Наименование энергосистемы	Энергорайон	Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуация, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
				переток по контролируемому сечению «ОЭС – Запад Амурэнерго» превышает МДП. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 76 МВт	20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения МДП в двойной ремонтной схеме	<i>Допустимые параметры:</i> 160 МВт (КС «ОЭС – Запад Амурэнерго»).  С учетом переноса точки раздела ОЭС Сибири – ОЭС Востока на ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т, ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка расчетный переток в КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» составляет 175 МВт (117 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 150 МВт (КС «ОЭС – Запад Амурэнерго»)	Аячи/т, ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка в ремонтной схеме.  Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 25 МВт	энергорайоне № 2 и ЭС Республики (Саха) Якутия при отключении ЛЭП и электросетевого оборудования на транзите 220 кВ Магдагачи – Сковородино. Объем УВ должен составлять не менее 25 МВт		
ОЭС Востока	Амурская область / Амурское РДУ	Энергосистема Амурской области	Западная часть энергосистемы Амурской области	В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +20 °С в двойной ремонтной схеме 2С-220 кВ на ПС 220 кВ Магдагачи и Блока 3 Нерюнгринской ГРЭС переток по контролируемому сечению «ОЭС – Запад Амурэнерго» превышает МДП. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 94 МВт	Двойная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения МДП в двойной ремонтной схеме	Расчетный переток в КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» составляет 234 МВт (167 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 140 МВт (КС «ОЭС – Запад Амурэнерго»).  С учетом переноса точки раздела ОЭС Сибири – ОЭС Востока на ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т, ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка расчетный переток в КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» составляет 171 МВт (132 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 130 МВт (КС «ОЭС – Запад Амурэнерго»)	Перенос точки раздела ОЭС Сибири – ОЭС Востока на ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т, ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка в ремонтной схеме.  Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 41 МВт	Модернизация ЛАПНУ Зейской ГЭС, реализующей управляющие воздействия на отключение нагрузки в энергорайоне № 2 и ЭС Республики (Саха) Якутия при отключении ЛЭП и электросетевого оборудования на транзите 220 кВ Ключевая – Сулус/т – Магдагачи. Объем УВ должен составлять не менее 41 МВт	Отсутствуют	Да
ОЭС Востока	Амурская область / Амурское РДУ	Энергосистема Амурской области	Западная часть энергосистемы Амурской области	В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +20 °С в двойной ремонтной схеме ВЛ 220 кВ с разрывом транзита Магдагачи – Сковородино переток по контролируемому сечению «ОЭС – Запад Амурэнерго» превышает МДП. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 73 МВт	Двойная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН, перетоки мощности по КС ниже МДП в двойной ремонтной схеме	Расчетный переток в КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» составляет 153 МВт (191 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 80 МВт (КС «ОЭС – Запад Амурэнерго»).  С учетом переноса точки раздела ОЭС Сибири – ОЭС Востока на ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т, ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка расчетный переток в КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» составляет 90 МВт (129 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 70 МВт (КС «ОЭС – Запад Амурэнерго»)	Перенос точки раздела ОЭС Сибири – ОЭС Востока на ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т, ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка в ремонтной схеме.  Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 20 МВт	Модернизация ЛАПНУ Зейской ГЭС, реализующей управляющие воздействия на отключение нагрузки в энергорайоне № 2 и ЭС Республики (Саха) Якутия при отключении ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская. Объем УВ должен составлять не менее 20 МВт	Отсутствуют	Да
ОЭС Востока	Приморский край / Приморское РДУ	Энергосистема Приморского края	Артемовская ТЭЦ – ПС 220 кВ Уссурийск-2 – ПС 110 кВ ХФЗ	В зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -21 °С в случае аварийного отключения АТ-1 (АТ-2, АТ-3) ПС 220 кВ Уссурийск-2 в единичной ремонтной схеме АТ-2 (АТ-1, АТ-3) ПС 220 кВ Уссурийск-2 (с учетом СРМ в ремонтной схеме – отключение ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Междуречье) расчетная токовая нагрузка АТ-3 (АТ-1, АТ-2) ПС 220 кВ	Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка АТ-1 ПС 220 кВ Уссурийск-2 составляет 907 А (113 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 802 А (обмотка СН АТ-1 ПС 220 кВ Уссурийск-2).	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Уссурийск-2 АОПО АТ-1 с действием на ОН на ПС 220 кВ Уссурийск-2 в объеме не менее 41 МВт в зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -21 °С.	Отсутствуют	Да

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект РФ / Операционная зона РДУ	Наименование энергосистемы	Энергорайон	Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуация, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
				Уссурийск-2 превышает АДТН на величину до 13 % (39 %, 13 %). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 121 МВт		Расчетная токовая нагрузка АТ-2 ПС 220 кВ Уссурийск-2 составляет 874 А (139 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 630 А (ТТ обмотки СН АТ-2 ПС 220 кВ Уссурийск-2).  Расчетная токовая нагрузка АТ-3 ПС 220 кВ Уссурийск-2 составляет 908 А (113 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 802 А (обмотка СН АТ-3 ПС 220 кВ Уссурийск-2)		Создание на ПС 220 кВ Уссурийск-2 АОПО АТ-2 с действием на ОН на ПС 220 кВ Уссурийск-2 в объеме не менее 121 МВт в зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -21 °С.  Создание на ПС 220 кВ Уссурийск-2 АОПО АТ-3 с действием на ОН на ПС 220 кВ Уссурийск-2 в объеме не менее 41 МВт в зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -21 °С		
ОЭС Востока	Приморский край / Приморское РДУ	Энергосистема Приморского края	Артемовская ТЭЦ – ПС 220 кВ Уссурийск-2 – ПС 110 кВ ХФЗ	В зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -21 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1 (2) в единичной ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта-7 (с учетом применения СРМ – снижение активной мощности генерирующего оборудования Артемовской ТЭЦ в единичной ремонтной схеме) расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 2 (1) превышает АДТН на величину до 34 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 75 МВт	Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 2 (№ 1) составляет 804 А (134 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 600 А (оборудование ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 2 (№ 1))	Отсутствуют	Установка АОПО на Артемовской ТЭЦ по ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1 и № 2 с реализацией ОН на ПС 110 кВ Западная (включая ПС 110 кВ Казармы) в объеме не менее 75 МВт	Отсутствуют	Да
ОЭС Востока	Приморский край / Приморское РДУ	Энергосистема Приморского края	Артемовская ТЭЦ – ПС 220 кВ Уссурийск-2 – ПС 110 кВ ХФЗ	В летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +20 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т в двойной ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1 (2) и ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта-7 расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 2 (1) превышает АДТН на величину до 27 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 46 МВт (с учетом СРМ – отключение ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка – в объеме до 40 МВт)	Нормативное возмущение в двойной ремонтной схеме, в том числе в схеме после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 2 (1) составляет 696 А (127 % от АДТН). Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 2 (1) (с учетом СРМ – отключение ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка) составляет 680 А (124 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 550 А (АДТН ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 2 (1))	Отсутствуют	Установка устройства АОПО ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1 (2) на Артемовской ТЭЦ с реализацией ОН на ПС 110 кВ Западная в объеме не менее 40 МВт в летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +20 °С	Отсутствуют	Да
ОЭС Востока	Приморский край / Приморское РДУ	Энергосистема Приморского края	Артемовская ТЭЦ – ПС 220 кВ Уссурийск-2 – ПС 110 кВ ХФЗ	В летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +20 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1 (2) в двойной ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта-7 расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т превышает АДТН на величину до 16 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 21 МВт	Нормативное возмущение в двойной ремонтной схеме, в том числе в схеме после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т составляет 469 А (116 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 405 А (ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т)	Отсутствуют	Установка устройства АОПО ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т на ПС 220 кВ Уссурийск-2 с реализацией ОН на ПС 110 кВ Западная в объеме не менее 21 МВт в летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +20 °С	Отсутствуют	Да
ОЭС Востока	Приморский край / Приморское РДУ	Энергосистема Приморского края	Артемовская ТЭЦ – ПС 220 кВ Уссурийск-2 – ПС 110 кВ ХФЗ	Во всех режимно-балансовых ситуациях в нормальной схеме, а также в случае вывода в ремонт ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная (работа транзита 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т – Надеждинская/т в радиальном режиме) токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т превышает АДТН на величину до 111 %	Нормальная схема. Единичная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме). / Отсутствие превышения АДТН, напряжение	Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т составляет до 698 А (211 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 330 А (ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т)	Отсутствуют	Строительство новой ЛЭП 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т.  Реконструкция ПС 220 кВ Уссурийск-2 с расширением РУ 110 кВ для присоединения	Отсутствуют	Да (АО «ДРСК», ПАО «Россети»)

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект РФ / Операционная зона РДУ	Наименование энергосистемы	Энергорайон	Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
				(превышение возникает по причине несимметричного характера нагрузки электроподвижного состава ОАО «РЖД»). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 40,1 МВт (заданный объем ГВО на ПС 110 кВ Уссурийск/т и ПС 110 кВ Надеждинская/т)	выше МДН в нормальной и единичной ремонтной схеме			ЛЭП 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т <sup>1)</sup> .  Реконструкция ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т с демонтажем участка ВЛ 110 кВ от места ответвления ВЛ 110 кВ в сторону ПС 110 кВ Кожзавод до ПС 110 кВ Уссурийск/т с образованием ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод.  Замена ошиновки и шин на ПС 110 кВ Уссурийск/т		
ОЭС Востока	Республика Саха (Якутия) / Якутское РДУ	Энергосистема Республики Саха (Якутия)	Айхало – Удачныйнский	В зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -52 °С в случае аварийного отключения ВЛ 220 кВ Л-204 (КВГЭС – Айхал) и ВЛ 220 кВ Л-203 (КВГЭС – Айхал) режим не балансируется (напряжение на шинах ПС 220 кВ Айхало-Удачныйнского энергорайона ниже АДН). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 94 МВт	Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Режим не балансируется. Расчетный уровень напряжения на шинах 110 кВ ПС 220 кВ ГПП-6 и ПС 220 кВ Айхал не превышает АДН. <i>Допустимые параметры:</i> 94,1 кВ (шины 110 кВ ПС 220 кВ ГПП-6); 88,6 кВ (шины 110 кВ ПС 220 кВ Айхал)	Превентивно в нормальной схеме:  увеличение нагрузки генерирующего оборудования Каскада Вилюйских ГЭС 1, 2 и Светлинской ГЭС по реактивной мощности с целью повышения напряжения до уровня наибольших рабочих значений;  увеличение нагрузки по реактивной мощности СК-1, 2, 4 на ПС 220 кВ Айхал;  одностороннее включение ВЛ 220 кВ Л-205 (Айхал – ГПП-6) со стороны ПС 220 кВ Айхал.  Режим не балансируется. Расчетный уровень напряжения на шинах 110 кВ ПС 220 кВ ГПП-6 и ПС 220 кВ Айхал не превышает АДН.  Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 65 МВт	Установка устройства АОСН на ПС 220 кВ ГПП-6, реализующего УВ на ОН в объеме не менее 65 МВт	Отсутствуют	Да
ОЭС Востока	Республика Саха (Якутия) / Якутское РДУ	Энергосистема Республики Саха (Якутия)	Энергорайон расположения ПС 220 кВ Сунтар	Во всех режимно-балансовых ситуациях в случае аварийного отключения 1 С 220 ПС 220 кВ Сунтар происходит отключение потребителей, электроснабжение которых осуществляется от шин 110 кВ ПС 220 кВ Сунтар	Нормативное возмущение в нормальной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Отключение потребителей ПС 220 кВ Сунтар (в зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -52 °С объем отключаемой нагрузки достигает 114 МВт)	Превентивно в нормальной схеме:  включение ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная – Сунтар) или ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар на 2 С 220 ПС 220 кВ Сунтар через обходной выключатель ОВ-220 ПС 220 кВ Сунтар	Фиксация присоединений ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная – Сунтар) и ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар на разные секции шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар	Отсутствуют	Да
ОЭС Востока	Республика Саха (Якутия) / Якутское РДУ	Энергосистема Республики Саха (Якутия)	Энергорайон расположения ПС 220 кВ Сунтар	В зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -52 °С в случае аварийного отключения 1АТ (2АТ) ПС 220 кВ Сунтар расчетная токовая	Нормативное возмущение в нормальной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения) / Отсутствие	Расчетная токовая нагрузка 1АТ (2АТ) ПС 220 кВ Сунтар составляет 313 А (142 % от АДТН).	Отсутствуют	Установка на ПС 220 кВ Сунтар 3АТ 220/110/35 кВ мощностью не менее 63 МВА	Отсутствуют	Да

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект РФ / Операционная зона РДУ	Наименование энергосистемы	Энергорайон	Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуация, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
				загрузка 2АТ (1АТ) ПС 220 кВ Сунтар превышает АДТН на величину до 42 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 26 МВт	превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	<i>Допустимые параметры:</i> 221 А (обмотка ВН 1АТ, 2АТ на ПС 220 кВ Сунтар)				
				В зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -52 °С в случае вывода в ремонт 2АТ (1АТ) ПС 220 кВ Сунтар расчетная токовая нагрузка 1АТ (2АТ) ПС 220 кВ Сунтар превышает ДДТН на величину до 65 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 35 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка 1АТ (2АТ) ПС 220 кВ Сунтар составляет 313 А (165 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 190 А (ДДТН обмотки ВН 1АТ, 2АТ ПС 220 кВ Сунтар)				
ОЭС Востока	Республика Саха (Якутия) / Якутское РДУ	Энергосистема Республики Саха (Якутия)	Вилуйский энергорайон	В зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -52 °С в случае вывода в ремонт ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная – Сунтар) режим не балансируется (напряжение на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Вилуйского энергорайона ниже МДН). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 20 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в послеаварийной схеме	Режим не балансируется. Расчетный уровень напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Вилуйского энергорайона не превышает МДН. <i>Допустимые параметры:</i> 88,6 кВ (шины 110 кВ ПС 110 кВ Вилуйского энергорайона)	Превентивно в нормальной схеме:  увеличение загрузки генерирующего оборудования Каскада Вилуйских ГЭС 1, 2 и Светлинской ГЭС по реактивной мощности с целью повышения напряжения до уровня наибольших рабочих значений;  изменение коэффициента трансформации 1АТ, 2АТ ПС 220 кВ Сунтар для поддержания напряжения в допустимом диапазоне значений;  изменение эксплуатационного состояния и/или технологического режима работы УШР-1, УШР-2, Р ПС 220 кВ Олёкминск; УШР-1, УШР-2 ПС 220 кВ Городская; Р-2-220, УШР-1-220 ПС 220 кВ НПС-15; БСК 35 кВ ПС 110 кВ Вилуйск, БСК 35 кВ ПС 110 кВ Нюрба.  Режим не балансируется. (напряжение на шинах ПС 110 кВ Вилуйского энергорайона не превышает МДН).  Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 7 МВт	Установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 12 Мвар	Отсутствуют	Да
ОЭС Востока	Республика Саха (Якутия) / Якутское РДУ	Энергосистема Республики Саха (Якутия)	Энергорайон между КС «Районная – Олёкминск» и «НПС-15 – Олёкминск»	В зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -52 °С в случае вывода в ремонт 1 С 220 ПС 220 кВ Районная расчетный переток мощности в КС «Районная – Олёкминск» превышает МДП на величину до 143 %.	Единичная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие	Расчетный переток в КС «Районная – Олёкминск» составляет 90 МВт (243 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i>	Превентивно в нормальной схеме:  увеличение значений нижней границы графика напряжения на	Создание ЛАПНУ на ПС 220 кВ Районная с реализацией мероприятий по обеспечению сбора и обработки доаварийной информации, приема и передачи аварийных сигналов и	Отсутствуют	Да

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект РФ / Операционная зона РДУ	Наименование энергосистемы	Энергорайон	Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
				Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 53 МВт	превышения МДП в послеаварийной схеме	37 МВт (КС «Районная – Олёкминск»)	Каскаде Вилуйских ГЭС 1, 2 до 246 кВ.  Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 41 МВт	команд, команд реализации управляющих воздействий на отключение генераторов на Каскаде Вилуйских ГЭС 1, 2		
ОЭС Востока	Республика Саха (Якутия) / Якутское РДУ	Энергосистема Республики Саха (Якутия)	Энергорайон между КС «Районная – Олёкминск» и «НПС-15 – Олёкминск»	В зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -52 °С в случае вывода в ремонт 2 С 220 ПС 220 кВ Районная расчетный переток мощности составляет в КС «Районная – Олёкминск» превышает МДП на величину до 116 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 43 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения МДП в послеаварийной схеме	Расчетный переток в КС «Районная – Олёкминск» составляет 80 МВт (216 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 37 МВт (КС «Районная – Олёкминск»)	Превентивно в нормальной схеме:  увеличение значений нижней границы графика напряжения на Каскаде Вилуйских ГЭС 1, 2 до 246 кВ.  Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 31 МВт	Создание устройства АРПМ на ПС 220 кВ Олекминск	Отсутствуют	Да

### 3 Прогноз потребления электрической энергии и мощности по синхронным зонам ЕЭС России

#### 3.1 Основные социально-экономические показатели

Прогноз потребления электрической энергии по синхронным зонам ЕЭС России на 2023–2028 годы (среднегодовой темп прироста потребления электрической энергии ЕЭС России на прогнозный период 2023–2028 годов – 1,77 %) сформирован на основе базового варианта «Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на период 2024 и 2025 годов» (далее – Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации), разработанного Министерством экономического развития Российской Федерации (сентябрь 2022 года) с учетом внутренних и внешних тенденций предстоящего экономического развития.

При разработке прогноза потребления электрической энергии на 2023–2028 годы учтены предварительные итоги социально-экономического развития России за 9 месяцев 2022 года и приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Основные социально-экономические показатели России за январь-сентябрь 2022 года, в % к соответствующему периоду 2021 года<sup>1)</sup>

Наименование	январь-сентябрь 2022 г.	январь-сентябрь 2021 г.
ВВП <sup>2)</sup>	99,6	105,0
Инвестиции в основной капитал <sup>2)</sup>	107,8	107,8
Объем платных услуг населению	103,7	118,4
Оборот розничной торговли	94,5	109,0
Объем работ по виду экономической деятельности «Строительство»	105,2	105,8
Производство продукции сельского хозяйства	105,2	96,7
Промышленное производство, в том числе	100,4	105,8
Добыча полезных ископаемых	101,9	102,7
Обрабатывающие производства, из них:	99,5	107,2
производство химических веществ и химических продуктов	96,8	107,2
производство кокса и нефтепродуктов	99,4	101,9
производство прочей неметаллической минеральной продукции	102,8	108,9
металлургическое производство	100,4	100,8
производство электрического оборудования	95,9	107,4
производство машин и оборудования, не включенные в другие группировки	105,0	115,8
обработка древесины и производство отдельных видов изделий из дерева	90,4	112,9
производство бумаги и бумажных изделий	101,3	109,8
производство пищевых продуктов	100,4	103,3
Обеспечение электроэнергией, газом и паром, кондиционирование воздуха	100,3	107,9
Водоснабжение, водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	94,5	120,5

#### Примечания

1 <sup>1)</sup> Источник: Доклад Росстата «Социально-экономическое положение России за январь-сентябрь 2022 года».

2 <sup>2)</sup> За I полугодие.

Базовый вариант прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2025 года разработан с учетом основных тенденций Плана первоочередных действий по обеспечению развития российской экономики в условиях внешнего санкционного давления (далее – План первоочередных действий), принятым Правительственной комиссией по повышению устойчивости российской экономики в условиях санкций 15.03.2022.

План первоочередных действий предполагает выполнение более 100 мероприятий, направленных на обеспечение устойчивости российской экономики в условиях введенных санкционных ограничений и изменений внешнего и внутреннего спроса.

В основу прогноза социально-экономического развития заложен вектор ускоренной адаптации страны к изменившимся внешним условиям. Росту экономики будет способствовать импортозамещение, переориентации экспортных потоков, перестройка производственных и логистических цепочек и обеспечение технологического суверенитета.

На прогнозный период после 2025 года приняты параметры базового сценария долгосрочного «Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года» (утвержден Правительством Российской Федерации от 22.11.2018, (Протокол № 34, раздел II, пункт 2).

В таблице 15 приведен базовый прогноз основных макроэкономических параметров социально-экономического развития России на период до 2028 года.

Таблица 15 – Базовый прогноз основных макроэкономических параметров социально-экономического развития России до 2028 года, %

Наименование	Прогноз						
	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Валовый внутренний продукт	-2,9	-0,8	2,6	2,6	3,4	3,3	3,4
Объем промышленного производства	-1,8	-1,3	2,2	2,3	3,1	3,0	2,9
Объем продукции сельскохозяйственного производства	0,5	1,6	1,7	1,7	2,4	2,5	2,6
Инвестиции в основной капитал	-2,0	-1,0	3,9	3,7	4,7	4,2	3,7
Оборот розничной торговли	-6,1	2,7	3,7	3,1	2,8	2,8	2,9
Объем платных услуг населению	-1,0	1,9	2,5	2,5	3,0	3,1	3,1
Цена на нефть, долларов за баррель	80,0	70,1	67,5	65,0	52,5	52,0	52,0

Примечание – Источники: «Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов», опубликован Минэкономразвития России от 28.09.2022; «Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года», утвержденный Правительством России 22.11.2018 (Протокол № 34, раздел II, пункт 2).

Среднесрочный прогнозный период будет характеризоваться восстановлением положительных тенденций экономических показателей с 2023 года, по итогам 2024 года будут превышены докризисные значения экономических показателей. Увеличение объемов промышленного производства в



последующие годы продолжится за счет всех основных промышленных видов экономической деятельности, но разными темпами.

### **3.2 Сводная прогнозная информация по потреблению электрической энергии и мощности**

Прогнозные показатели потребления электрической энергии и максимумов потребления мощности ЕЭС России представлены в таблице 16.

В таблице 16 потребление электрической энергии приведено с учетом и без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме.

Таблица 16 – Прогноз потребления электрической энергии и максимума потребления мощности ЕЭС России

Наименование показателя	Факт	Оценка	Прогноз					
	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1090437	1106383	1124164	1176368	1196923	1215307	1224955	1233135
Годовой темп прироста, %	5,49	1,46	1,61	4,64	1,75	1,54	0,79	0,67
Потребление электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, млн кВт·ч	2663	2829	2829	4180	4180	4180	4180	4180
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, млн кВт·ч	1087774	1103554	1121335	1172188	1192743	1211127	1220775	1228955
Годовой темп прироста, %	5,50	1,45	1,61	4,54	1,75	1,54	0,80	0,67
Максимум потребления мощности, МВт	161418	158864	166846	172773	175355	177100	178131	178696
Годовой темп прироста, %	7,30	-1,58	5,02	3,55	1,49	1,00	0,58	0,32
Число часов использования максимума потребления мощности без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, час/год	6739	6947	6721	6785	6802	6839	6853	6877

Потребление электрической энергии ЕЭС России в 2023 году составит 1124164 млн кВт·ч. В 2028 году объем потребления электрической энергии оценивается в размере 1233135 млн кВт·ч, при среднегодовом темпе прироста потребления электрической энергии 1,77 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 52204 млн кВт·ч или 4,64 %.

Максимальное потребление мощности ЕЭС России в 2023 году составит 166846 МВт. В 2028 году максимальное потребление мощности прогнозируется на уровне 178696 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста максимума потребления мощности 1,46 %.

Наибольший годовой прирост потребления мощности в рассматриваемый прогнозный период ожидается в 2023 году и составит 5,02 %, что обусловлено планируемым вводом промышленных объектов.

Годовой режим потребления электрической энергии ЕЭС России в прогнозном периоде останется плотным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума потребления мощности в 2028 году прогнозируется на уровне 6877 час/год.

На рисунке 8 представлены фактические и прогнозные значения потребления электрической энергии и мощности ЕЭС России.

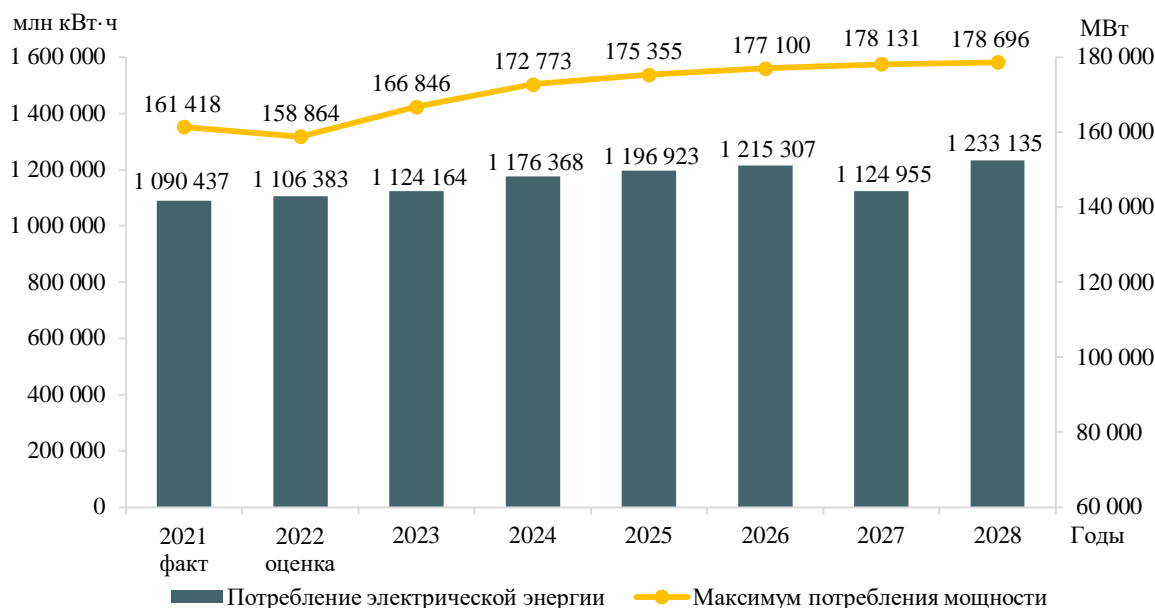


Рисунок 8 – Прогнозные значения показателей потребления электрической энергии и мощности ЕЭС России

Прогнозные показатели потребления электрической энергии и мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России представлены в таблице 17. Потребление электрической энергии приведено с учетом и без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме.

Таблица 17 – Прогноз потребления электрической энергии и максимума потребления мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России

Наименование показателя	Факт	Оценка	Прогноз					
	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1047583	1061873	1077594	1122699	1141015	1157063	1165588	1173120
Годовой темп прироста, %	5,49	1,36	1,48	4,19	1,63	1,41	0,74	0,65
Потребление электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, млн кВт·ч	2663	2829	2829	4180	4180	4180	4180	4180
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, млн кВт·ч	1044920	1059044	1074765	1118519	1136835	1152883	1161408	1168940
Годовой темп прироста, %	5,51	1,35	1,48	4,07	1,64	1,41	0,74	0,65
Максимум потребления мощности, МВт	154152	152002	159238	164126	166252	167923	168831	169353
Годовой темп прироста, %	6,83	-1,39	4,76	3,07	1,30	1,01	0,54	0,31
Число часов использования максимума потребления мощности без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, час/год	6779	6967	6749	6815	6838	6866	6879	6902

Потребление электрической энергии 1-й синхронной зоны ЕЭС России в 2023 году составит 1077594 млн кВт·ч. В 2028 году потребление электрической энергии оценивается в размере 1173120 млн кВт·ч., при среднегодовом темпе прироста потребления электрической энергии 1,63 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 45105 млн кВт·ч или 4,19 %.

Максимальное потребление мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России в 2023 году прогнозируется на уровне 159238 МВт. В 2028 году максимальное потребление мощности увеличится и составит 169353 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста максимума потребления мощности 1,56 %.

Наибольший годовой прирост потребления мощности в рассматриваемый прогнозный период ожидается в 2023 году и составит 4,76 %, что обусловлено планируемым вводом промышленных объектов.

Годовой режим потребления электрической энергии 1-й синхронной зоны в прогнозном периоде останется плотным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума потребления мощности к 2028 году прогнозируется на уровне 6902 час/год.

На рисунке 9 представлены фактические и прогнозные значения потребления электрической энергии и мощности.

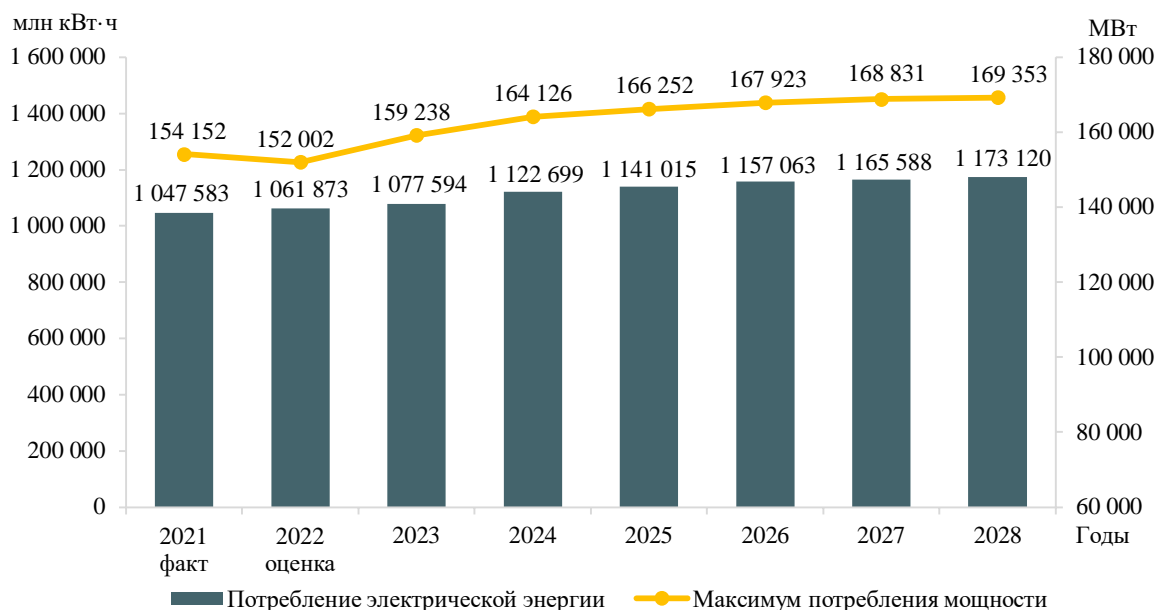


Рисунок 9 – Прогнозные значения показателей потребления электрической энергии и мощности 1-й синхронной зоны

Прогнозные показатели потребления электрической энергии и мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России представлены в таблице 18.

Потребление электрической энергии 2-й синхронной зоны ЕЭС России в 2023 году составит 46570 млн кВт·ч. В 2028 году потребление электрической энергии оценивается в размере 60015 млн кВт·ч, при среднегодовом темпе прироста потребления электрической энергии за период 2023–2028 годов 5,11 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 7099 млн кВт·ч или 15,24 %.

Максимальное потребление мощности 2-й синхронной зоны в 2023 году прогнозируется на уровне 7925 МВт. На перспективу ожидается существенное увеличение максимума потребления мощности и в 2028 году его значение составит 9732 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста 5,08 %.

Наибольший годовой прирост потребления мощности 2-й синхронной зоны в рассматриваемый прогнозный период ожидается в 2024 году и составит 13,65 %, что обусловлено реализацией развития второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД» и планируемым вводом промышленных объектов.

Годовой режим потребления электрической энергии 2-й синхронной зоны в прогнозном периоде останется достаточно разуплотненным, как и в отчетном периоде. Однако, в рассматриваемый прогнозный период прогнозируется тенденция к увеличению числа часов использования максимума потребления мощности и к 2028 году его значение составит 6167 час/год против 5876 час/год в 2023 году.

Таблица 18 – Прогноз потребления электрической энергии и максимума потребления мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России

Наименование показателя	Факт	Оценка	Прогноз					
	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	42854	44510	46570	53669	55908	58244	59367	60015
Годовой темп прироста, %	5,31	3,86	4,63	15,24	4,17	4,18	1,93	1,09
Максимум потребления мощности, МВт	7499	7231	7925	9007	9482	9559	9687	9732
Годовой темп прироста, %	11,91	-3,57	9,60	13,65	5,27	0,81	1,34	0,46
Число часов использования максимума потребления мощности, час/год	5715	6155	5876	5959	5896	6093	6129	6167

На рисунке 10 представлены фактические и прогнозные значения потребления электрической энергии и мощности.

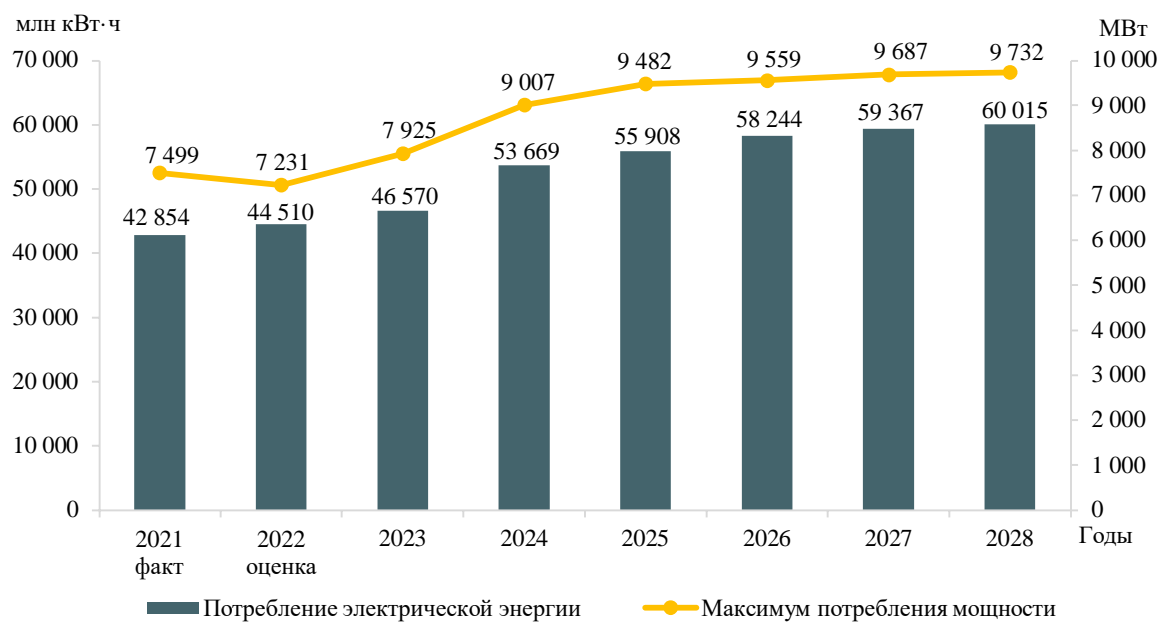


Рисунок 10 – Прогнозные значения показателей потребления электрической энергии 2-й синхронной зоны ЕЭС России



## **4 Показатели экспортных/импортных поставок электрической энергии и мощности**

### **4.1 Показатели экспортных/импортных поставок электрической энергии и мощности в ретроспективном периоде на 5 лет**

Объемы межгосударственных сальдо перетоков электрической мощности и энергии на выдачу из ЕЭС России за период 2017–2021 годов составили:

- в 2017 году – 950 МВт / 14035,5 млн кВт·ч;
- в 2018 году – 1713 МВт / 15526,2 млн кВт·ч;
- в 2019 году – 1847 МВт / 21193,8 млн кВт·ч;
- в 2020 году – 1528 МВт / 13311,5 млн кВт·ч;
- в 2021 году – 4222 МВт / 24111 млн кВт·ч.

Фактические объемы межгосударственных сальдо перетоков электрической мощности и энергии с указанием стран представлены в таблице 19.

Сальдо перетоков электрической мощности и энергии на выдачу из ЕЭС России за период 2017–2021 годов составило: в Финляндскую Республику (499–1310 МВт / 2617,7–8168,1 млн кВт·ч), Республику Монголия (18–126 МВт / 272,4–463,4 млн кВт·ч). Кроме того, осуществлялись экспортные поставки мощности и электрической энергии в рамках приграничной торговли с Финляндской Республикой (70–109 МВт / 346,8–1057,7 млн кВт·ч) и Королевством Норвегия (27 МВт/20,1–103,7 млн кВт·ч).

В период 2017–2019 годов объемы межгосударственных сальдо перетоков электрической мощности на выдачу из ЕЭС России в страны Балтии составили 65–318 МВт. В 2020–2021 годы сальдо перетоков мощности на прием в ЕЭС России составило 146–195 МВт. Объем межгосударственных сальдо перетоков электрической энергии в страны Балтии в период 2017–2021 годов составил 1299,7–4947 млн кВт·ч.

Сальдо перетоков электрической мощности и энергии в Республику Беларусь в период 2017–2021 годов составило 224–464 МВт / 426–2645 млн кВт·ч.

Передача мощности и электрической энергии в энергосистему Украины в период 2017–2021 годов составила 353–932 МВт/2863,9–5497,6 млн кВт·ч.

Фактические экспортные поставки мощности и электрической энергии в Республики: Абхазию составили 199–249 МВт / 28,2–807,4 млн кВт·ч, Грузию – 28,6–915,5 млн кВт·ч, Южную Осетию – 24–29 МВт / 145,3–153,7 млн кВт·ч.

Экспортные поставки мощности в Республику Казахстан составили 31 МВт в 2017 году и 555 МВт в 2021 году. Величина сальдо перетоков электрической мощности и энергии на прием составила 7–300 МВт в период 2018–2020 годов и 3484,4–4453,3 млн кВт·ч в 2017–2018 годы. Объемы межгосударственных сальдо перетоков электрической энергии на выдачу в период 2019–2021 годов составили 162,5–490,7 млн кВт·ч.

В Китайскую народную Республику фактический экспорт мощности и электрической энергии составил 118–865 МВт / 3060,3–3973,9 млн кВт·ч.

Таблица 19 – Фактические значения сальдо перетоков электрической мощности и энергии

Наименование	2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность
	млн кВт·ч	МВт	млн кВт·ч	МВт	млн кВт·ч	МВт	млн кВт·ч	МВт	млн кВт·ч	МВт
ЕЭС России	14035,5	950	15526,2	1713	21193,8	1847	13311,5	1528	24111	4222
Финляндия	5040,3	-5	6903	501	7023,4	499	2617,7	–	8168,1	1310
Финляндия (приграничный)	779	71	977,8	76	585,6	109	346,8	70	1057,7	75
Норвегия	103,7	27	20,1	–	92,6	–	31,9	–	31,0	–
Страны Балтии	2305,3	65	3966,4	318	4947	282	1672	-146	1299,7	-195
Беларусь	2301,8	269	568,6	-150	2,9	224	316,7	464	1255,6	263
Украина	3946,2	353	2863,9	606	4373,6	714	4141	741	5497,6	932
Грузия	28,6	–	85,5	–	239,9	–	268	–	915,5	–
Азербайджан	-53,9	-30	-45,2	3	-133,5	-76	-30,1	1	-3,2	12
Абхазия	218,8	–	28,2	–	230,7	–	306,4	199	807,4	249
Южная Осетия	152,4	24	145,3	26	146,2	25	145,9	28	153,7	29
Казахстан	-4453,3	31	-3484,4	-7	240,6	-197	162,5	-300	490,7	555
Монголия	347,4	29	388	18	345,6	20	272,4	123	463,4	126
Китай	3319,2	118	3108,9	323	3099,1	248	3060,3	348	3973,9	865

#### Примечания

1 Сальдо перетоков мощности приведено на час максимума потребления ЕЭС России.

2 Сальдо перетоков электрической мощности и энергии с превышением импорта приводится со знаком минус (-).

## 4.2 Показатели экспортных/импортных поставок электрической энергии и мощности

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 2023 году – 3490 МВт / 12882 млн кВт·ч;
- в 2024 году – 3490 МВт / 12388 млн кВт·ч;
- в 2025 году – 3440 МВт / 11246 млн кВт·ч;
- в 2026 году – 3140 МВт / 9426 млн кВт·ч;
- в 2027 году – 3140 МВт / 9428 млн кВт·ч;
- в 2028 году – 3140 МВт / 9431 млн кВт·ч;

По планам ПАО «Интер РАО» на период до 2028 года сохраняются традиционные направления экспортных поставок мощности и электрической энергии: в Финляндскую Республику (900 МВт/2942 млн кВт·ч), Республику Монголия (345 МВт/450 млн кВт·ч). Кроме того, осуществляются экспортные поставки мощности и электрической энергии в рамках приграничной торговли с Финляндской Республикой (75 МВт/1058 млн кВт·ч) и Королевством Норвегия (30 МВт / 30 млн кВт·ч).

Экспортные поставки мощности и электрической энергии в страны Балтии предусматриваются в объеме 300 МВт/1822–2428 млн кВт·ч в период 2023–2025 годов.

Экспортные поставки мощности и электрической энергии в Республику Беларусь предусматриваются в объеме 100 МВт/30 млн кВт·ч в период 2023–2028 годов.

Предусматриваются поставки мощности и электрической энергии в республики: Грузию в объеме 400 МВт/507 млн кВт·ч в период 2023–2028 годов, Южную Осетию – 40 МВт/147–154 млн кВт·ч в период 2023–2028 годов.

Экспортные поставки в Республику Казахстан в 2023–2028 годы планируются в объеме: 350 МВт/1246 млн кВт·ч в 2023–2024 годы, 300 МВт/960 млн кВт·ч в 2025–2028 годы.

В рассматриваемый период предусматривается экспорт мощности и электрической энергии в Китайскую Народную Республику в объеме 950 МВт/3300–4000 млн 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 20.

Таблица 20 – Прогноз экспорта электрической энергии и мощности по ЕЭС России (мощность на час максимума потребления мощности ЕЭС России)

Наименование	2023 г.		2024 г.		2025 г.		2026 г.		2027 г.		2028 г.	
	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность
	млн кВт·ч	МВт	млн кВт·ч	МВт	млн кВт·ч	МВт	млн кВт·ч	МВт	млн кВт·ч	МВт	млн кВт·ч	МВт
ЕЭС России	12882	3490	12388	3490	11246	3440	9426	3140	9428	3140	9431	3140
Финляндия <sup>1)</sup>	2942	900	2942	900	2942	900	2942	900	2942	900	2942	900
Финляндия (приграничный)	1058	75	1058	75	1058	75	1058	75	1058	75	1058	75
Норвегия	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Страны Балтии	2422	300	2428	300	1822	300	–	–	–	–	–	–
Беларусь	30	100	30	100	30	100	30	100	30	100	30	100
Грузия	507	400	507	400	507	400	507	400	507	400	507	400
Южная Осетия	147	40	147	40	147	40	149	40	151	40	154	40
Казахстан	1246	350	1246	350	960	300	960	300	960	300	960	300
Монголия	500	345	450	345	450	345	450	345	450	345	450	345
Китай	4000	950	3550	950	3300	950	3300	950	3300	950	3300	950

Примечание – <sup>1)</sup> Экспорт электрической энергии в Финляндскую Республику приведен без учета поставок в рамках обеспечения агентского договора с ПАО «ТГК-1».

## **5 Описание перспективного развития генерирующего оборудования на электростанциях**

### **5.1 Основные объемы и структура выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования**

При формировании объемов и структуры выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования учитываются следующие генерирующие объекты, которые соответствуют одному из условий:

- в отношении генерирующего оборудования уполномоченным органом принято решение о согласовании вывода его из эксплуатации или решение о приостановлении вывода генерирующего оборудования из эксплуатации и реализации мероприятий по проектированию, строительству, реконструкции, модернизации и (или) техническому перевооружению объектов электросетевого хозяйства и (или) объекта по производству электрической энергии (мощности), направленных на устранение причин, по которым вывод соответствующего генерирующего оборудования из эксплуатации невозможен;

- вывод из эксплуатации генерирующего оборудования предусмотрен в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций, и предполагает замещающий ввод генерирующей мощности с изменением местоположения единиц генерирующего оборудования, их количества или станционного номера;

- вывод из эксплуатации генерирующего оборудования обусловлен вводом замещающего генерирующего оборудования, предусмотренного решениями Правительства Российской Федерации (для неценовых зон оптового рынка);

- вывод из эксплуатации энергоблоков атомных электростанций, предусмотренный актуальной утвержденной генеральной схемой.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России в 2023–2028 годах составляют 5198,7 МВт. На атомных электростанциях (АЭС) планируется вывести из эксплуатации генерирующие мощности в объеме 1000,0 МВт: энергоблок № 2 на Курской АЭС; на тепловых электростанциях (ТЭС) планируется вывод генерирующих мощностей в объеме 4198,7 МВт.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по ЕЭС России и синхронным зонам представлены в таблице 21 и на рисунке 11.

Таблица 21 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России и синхронных зон, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
ЕЭС России	1025,1	1302,0	232,0	72,2	1610,4	957,0	5198,7
АЭС	–	1000,0	–	–	–	–	1000,0
ТЭС	1025,1	302,0	232,0	72,2	1610,4	957,0	4198,7
в том числе:							
1-я синхронная зона ЕЭС России, всего	989,1	1302,0	226,0	50,0	540,0	957,0	4064,1
АЭС	–	1000,0	–	–	–	–	1000,0
ТЭС	989,1	302,0	226,0	50,0	540,0	957,0	3064,1
2-я синхронная зона ЕЭС России, всего	36,0	–	6,0	22,2	1070,4	–	1134,6
АЭС	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	36,0	–	6,0	22,2	1070,4	–	1134,6

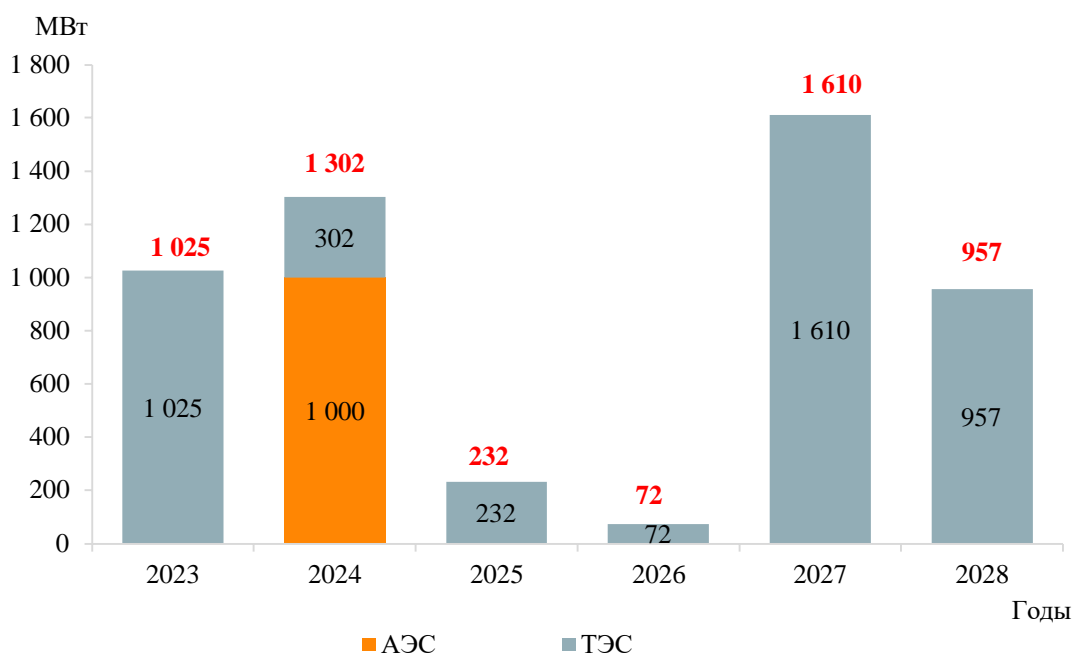


Рисунок 11 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России в 2023–2028 годы

Планируемые объемы и структура вывода из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России в период 2023–2028 годов приведены в приложении № 2.

## 5.2 Основные объемы и структура вводимого генерирующего оборудования на электростанциях

При формировании объемов и структуры ввода в эксплуатацию генерирующего оборудования учитываются следующие генерирующие объекты, которые соответствуют одному из условий:

- генерирующие объекты, которые предусмотрены актуальной утвержденной генеральной схемой (для энергоблоков атомных электростанций на период, на который к моменту разработки схемы и программы развития не проведен

долгосрочный конкурентный отбор мощности и не утверждена инвестиционная программа организации – собственника атомной электростанции);

- генерирующие объекты, которые предусмотрены в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций;

- генерирующие объекты, которые подтверждены результатами долгосрочных конкурентных отборов мощности, конкурентных отборов мощности генерирующих объектов, подлежащих строительству, долгосрочных конкурентных отборов мощности генерирующих объектов, временно замещающих генерирующие объекты, подлежащие строительству по итогам отбора мощности новых генерирующих объектов;

- генерирующие объекты, включенные в инвестиционные программы субъектов электроэнергетики (для объектов по производству электрической энергии, расположенных в ценовых зонах оптового рынка, – в части периода, на который к моменту разработки схемы и программы развития не проведен долгосрочный конкурентный отбор мощности; для объектов по производству электрической энергии, расположенных в неценовых зонах оптового рынка, – на весь среднесрочный период);

- генерирующие объекты, которые подтверждены обязательствами, принятыми производителями электрической энергии – субъектами оптового рынка по договорам о предоставлении мощности на оптовый рынок, а также по результатам конкурсных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии;

- генерирующие объекты, которые подтверждены наличием договорных обязательств по осуществлению технологического присоединения объекта по производству электрической энергии, которые принадлежат (будут принадлежать) на праве собственности или ином законом основании потребителям электрической энергии и технологическое присоединение которых в соответствии с утвержденными техническими условиями для технологического присоединения к электрическим сетям планируется осуществлять одновременно с принадлежащими таким потребителям энергопринимающими устройствами;

- генерирующие объекты, которые предусмотрены решениями Правительства Российской Федерации (для неценовых зон оптового рынка и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем).

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 15289,6 МВт, в том числе: на АЭС – 2700,0 МВт, на ГЭС – 268,4 МВт, на ГАЭС – 840,0 МВт, на ТЭС – 7613,9 МВт и на ВЭС, СЭС – 3867,2 МВт (уже определенные к реализации проекты строительства электростанций).

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по синхронным зонам и ЕЭС России в период 2023–2028 годов представлены в таблице 22 и на рисунке 12.

Таблица 22 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России и синхронных зон, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
ЕЭС России	2975,9	2530,0	2632,7	1854,9	3579,9	1716,2	15289,6
АЭС	–	–	1200,0	–	1500,0	–	2700,0
ГЭС	98,8	49,9	23,7	–	46,2	49,8	268,4
ГАЭС	–	840,0	–	–	–	–	840,0
ТЭС	1744,5	756,7	790,4	1236,9	1419,0	1666,4	7613,9
ВИЭ – всего	1132,6	883,3	618,6	618,0	614,7	–	3867,2
ВЭС	752,7	482,2	618,6	618,0	614,7	–	3086,1
СЭС	379,9	401,2	–	–	–	–	781,1
в том числе:							
1-я синхронная зона ЕЭС России, всего	2975,9	2530,0	2182,7	1494,9	2649,9	1166,2	12999,6
АЭС	–	–	1200,0	–	1500,0	–	2700,0
ГЭС	98,8	49,9	23,7	–	46,2	49,8	268,4
ГАЭС	–	840,0	–	–	–	–	840,0
ТЭС	1744,5	756,7	340,4	876,9	489,0	1116,4	5323,9
ВИЭ – всего	1132,6	883,3	618,6	618,0	614,7	–	3867,2
ВЭС	752,7	482,2	618,6	618,0	614,7	–	3086,1
СЭС	379,9	401,2	–	–	–	–	781,1
2-я синхронная зона ЕЭС России, всего	–	–	450,0	360,0	930,0	550,0	2290,0
АЭС	–	–	–	–	–	–	–
ГЭС	–	–	–	–	–	–	–
ГАЭС	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	–	–	450,0	360,0	930,0	550,0	2290,0
ВИЭ – всего	–	–	–	–	–	–	–
ВЭС	–	–	–	–	–	–	–
СЭС	–	–	–	–	–	–	–

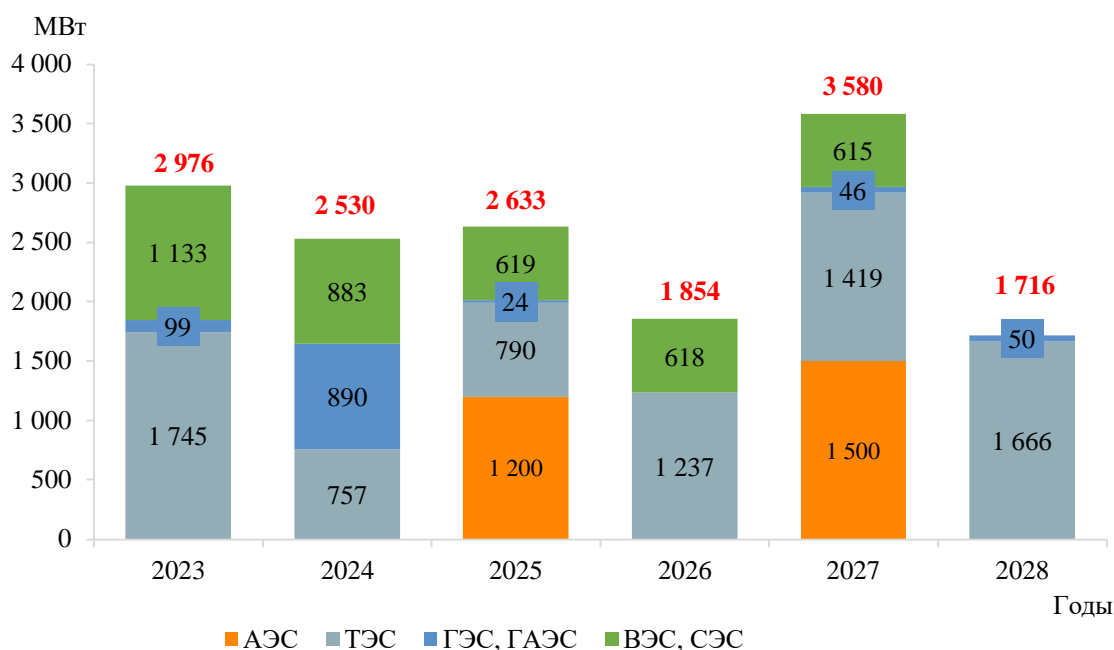


Рисунок 12 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России в период 2023–2028 годов

Развитие атомной энергетики в период 2023–2028 годов предусматривается:



– 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;

– на площадке АЭС Брест в Томской области планируется ввод в эксплуатацию энергоблока БРЕСТ-ОД-300 установленной мощностью 300 МВт в 2027 году.

Вводы генерирующих мощностей на ГЭС в ЕЭС России в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 268,4 МВт. В 2024 году планируется завершение строительства Загорской ГАЭС-2 установленной мощностью 840 МВт.

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

– на Ивановских ПГУ (ПГУ-325) в энергосистеме Ивановской области;

– на Каширской ГРЭС (2×ПГУ-450) в энергосистеме г. Москвы и Московской области;

– на Заинской ГРЭС (ПГУ-850) в энергосистеме Республики Татарстан;

– на Ударной ТЭС (2×ПГУ-225) в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края;

– на Новочеркасской ГРЭС (ПГУ-324) в энергосистеме Ростовской области.

В рамках реализации развития второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД» на Нерюнгринской ГРЭС в энергосистеме Республики Саха (Якутия) планируется строительство двух паросиловых энергоблоков (2×К–225–12,8) установленной мощностью 225 МВт каждый в 2025 году.

Развитие возобновляемых источников энергии (ВИЭ) предусматривает строительство на уже определенных площадках размещения ВЭС (3086,1 МВт) и СЭС (781,1 МВт). Всего в части развития ВИЭ до 2028 года планируется ввод в работу 3867,2 МВт ВЭС и СЭС по уже определенным проектам электростанций в рамках программы поддержки развития таких источников электрической энергии.

Планируемые объемы и структура ввода в эксплуатацию генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России в период 2023–2028 годов приведены в приложении № 2.

### **5.3 Основные объемы и структура реконструкции генерирующего оборудования на электростанциях**

При формировании объемов и структуры реконструкции (модернизации или перемаркировки) генерирующего оборудования учитываются следующие генерирующие объекты, которые соответствуют одному из условий:

– генерирующие объекты, которые предусмотрены в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций;

– генерирующие объекты, которые подтверждены результатами долгосрочных конкурентных отборов мощности, конкурентных отборов мощности генерирующих объектов, подлежащих строительству, долгосрочных конкурентных отборов мощности генерирующих объектов, временно замещающих генерирующие объекты, подлежащие строительству по итогам отбора мощности новых генерирующих объектов;

– генерирующие объекты, которые включены в инвестиционные программы субъектов электроэнергетики (для объектов по производству электрической энергии, расположенных в ценовых зонах оптового рынка, – в части периода, на который к моменту разработки схемы и программы развития не проведен долгосрочный конкурентный отбор мощности; для объектов по производству электрической энергии, расположенных в неценовых зонах оптового рынка, – на весь среднесрочный период);

– генерирующие объекты, которые подтверждены обязательствами, принятыми производителями электрической энергии – субъектами оптового рынка по договорам о предоставлении мощности на оптовый рынок, а также по результатам конкурсных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии;

– генерирующие объекты, которые предусмотрены решениями Правительства Российской Федерации (для неценовых зон оптового рынка и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем).

Прирост мощности на электростанциях ЕЭС России в результате проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования в период 2023–2028 годов планируется в объеме 1467,4 МВт.

Планируемые объемы реконструкции (модернизации) генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России в период 2023–2028 годов приведены в приложении № 2.

## **6 Прогнозные балансы электрической энергии и мощности по синхронным зонам ЕЭС России**

### **6.1 Баланс мощности с учетом основного объема вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации и реконструкции генерирующего оборудования**

Перспективные балансы мощности по ЕЭС России и синхронным зонам сформированы на час прохождения максимума потребления мощности. В сводном балансе мощности по ЕЭС России максимум потребления 2-ой синхронной зоны определен с учетом совмещения в максимуме потребления ЕЭС России.

При прогнозируемом максимуме потребления и заданных объемах экспорта мощности потребность в мощности по ЕЭС России увеличится со 170336 МВт в 2023 году до 181836 МВт в 2028 году.

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

- ограничения установленной мощности действующих АЭС, ТЭС и ГЭС в период зимнего максимума потребления;
- неучастие в покрытии максимума потребления мощности генерирующего 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 основного и вспомогательного оборудования, его конструктивными дефектами, несоответствием производительности отдельного оборудования (сооружений) его 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 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, в прогнозном периоде изменяется в диапазоне 23217,4–25420,6 МВт (9,3–9,8 % от установленной мощности электростанций ЕЭС России).

В результате в обеспечении балансов мощности может участвовать мощность электростанций ЕЭС России в объеме 226571,1 МВт в 2023 году и 234109,5 МВт в 2028 году, что превышает потребность в мощности на 50825–56235,1 МВт в рассматриваемый период.

В обеспечении балансов мощности 1-ой синхронной зоне в период до 2028 года может участвовать мощность электростанций в объеме 215725,6–221843,7 МВт, что превышает потребность в мощности на 49789–53947,6 МВт.

По 2-ой синхронной зоне в период до 2028 года мощность электростанций превышает потребность в мощности на 484,3–1970,5 МВт.

Сводные балансы мощности по ЕЭС России, а также по синхронным зонам представлены в таблицах 23–25.

Балансовые показатели по энергосистемам приведены в приложении № 1.  
Таблица 23 – Баланс мощности ЕЭС России

Наименование	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления	МВт	166846	172773	175355	177100	178131	178696
Экспорт мощности	МВт	3490	3490	3440	3140	3140	3140
Итого потребность в мощности	МВт	170336	176263	178795	180240	181271	181836
Установленная мощность	МВт	249788,4	251301,8	254051,8	256239,9	258516,5	259299,9
АЭС	МВт	29543	28543	29743	29743	31243	31243
ГЭС	МВт	50227,2	51160,5	51279,8	51424,1	51522,5	51584,5
ТЭС	МВт	164471,8	165168,5	165980,7	167406,5	167470	168191,4
ВЭС, СЭС	МВт	5546,5	6429,8	7048,4	7666,4	8281	8281
Ограничения мощности	МВт	22307,6	22991,5	23981,8	24522,5	25420,6	25190,3
Вводы мощности после прохождения максимума	МВт	909,8	236,6	450	280	–	–
Итого покрытие потребности	МВт	226571,1	228073,7	229620	231437,4	233095,8	234109,5
ИЗБЫТОК (+)/ ДЕФИЦИТ (-)	МВт	56235,1	51810,7	50825	51197,4	51824,8	52273,5

Таблица 24 – Баланс мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России

Наименование	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления	МВт	159238	164126	166252	167923	168831	169353
Экспорт мощности	МВт	2540	2540	2490	2190	2190	2190
Итого потребность в мощности	МВт	161778	166666	168742	170113	171021	171543
Установленная мощность	МВт	238542,6	239983,9	242289,9	244140,3	246520,1	246753,5
АЭС	МВт	29543	28543	29743	29743	31243	31243,0
ГЭС	МВт	45609,7	46543	46662,3	46806,6	46905	46967
ТЭС	МВт	157843,4	158468,1	158836,3	159924,4	160091,2	160262,6
ВЭС, СЭС	МВт	5546,5	6429,8	7048,4	7666,4	8281	8281
Ограничения мощности	МВт	21907,1	22705,5	23586,2	24238,2	24897,6	24909,8
Вводы мощности после прохождения максимума	МВт	909,8	236,6	–	–	–	–
Итого покрытие потребности	МВт	215725,6	217041,8	218703,7	219902	221622,5	221843,7
ИЗБЫТОК (+)/ ДЕФИЦИТ (-)	МВт	53947,6	50375,8	49961,7	49789	50601,5	50300,7

Таблица 25 – Баланс мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России

Наименование	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления	МВт	7925	9007	9482	9559	9687	9732
Экспорт мощности	МВт	950	950	950	950	950	950
Итого потребность в мощности	МВт	8875	9957	10432	10509	10637	10682
Установленная мощность	МВт	11245,9	11317,9	11761,9	12099,7	11996,3	12546,3
АЭС	МВт	–	–	–	–	–	–
ГЭС	МВт	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ТЭС	МВт	6628,4	6700,4	7144,4	7482,2	7378,8	7928,8
ВЭС, СЭС	МВт	–	–	–	–	–	–
Ограничения мощности	МВт	400,4	286,0	395,6	284,3	523	280,5
Вводы мощности после прохождения максимума	МВт	–	–	450	280	–	–
Итого покрытие потребности	МВт	10845,5	11031,9	10916,3	11535,3	11473,3	12265,8
ИЗБЫТОК (+)/ ДЕФИЦИТ (-)	МВт	1970,5	1074,9	484,3	1026,3	836,3	1583,8

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 энергорайонам относятся:

- Южная часть энергосистемы Приморского края;
- Юго-восточная часть Сибири;
- Западная часть ОЭС Юга.

Южная часть энергосистемы Приморского края.

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 нормальной схеме (156 МВт в 2025 году) и в единичных ремонтных схемах (после наиболее тяжелого нормативного возмущения в нормальной схеме от 211 МВт до 436 МВт) на всем периоде до момента завершения строительства ВЛ 500 кВ

Приморская ГРЭС – Варяг, предусмотренного в конце декабря 2025 года. 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 2026 году, и будет устранен после ввода в работу новых энергоблоков Артемовской ТЭЦ-2 и Партизанской ГРЭС.

Перспективный баланс мощности для зимнего максимума потребления мощности энергорайона на период 2023–2028 годов приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Перспективный баланс мощности энергорайона, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления энергосистемы	2751	2980	3143	3223	3315	3338
Потребление на севере Приморского края	120	120	120	120	120	120
Максимум потребления энергорайона	2631	2860	3023	3103	3195	3218
Установленная мощность электростанций	1332	1332	1332	1612	1689	1689
Артемовская ТЭЦ	400	400	400	400	–	–
Владивостокская ТЭЦ-2	537	537	537	537	574	574
Партизанская ГРЭС	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
Мини ТЭС Тернейлес	6	6	6	6	6	6
Восточная ТЭЦ	139,5	139,5	139,5	139,5	139,5	139,5
Артемовская ТЭЦ-2	–	–	–	–	440	440
Располагаемая мощность электростанций энергорайона	1326,9	1326,9	1326,9	1326,9	1683,9	1683,9
Артемовская ТЭЦ	400	400	400	400	–	–
Владивостокская ТЭЦ-2	537	537	537	537	574	574
Партизанская ГРЭС	199,7	199,7	199,7	199,7	199,7	199,7
Партизанская ГРЭС реконструкция	–	–	–	–	280	280
мини ТЭЦ о. Русский	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
Восточная ТЭЦ	139,5	139,5	139,5	139,5	139,5	139,5
Артемовская ТЭЦ-2	–	–	–	–	440	440
Ремонтное снижение электростанций за КС «ПримГРЭС – Юг»	166,5	–	–	–	240	–
Рабочая мощность электростанций энергорайона	1160,4	1326,9	1326,9	1326,9	1443,9	1683,9
МДП в КС «ПримГРЭС-Юг» в нормальной схеме	1540	1540	1540	2010	2070	2070
МДП в КС «ПримГРЭС-Юг» после наиболее тяжелого нормативного возмущения	1260	1260	1260	1720	1780	1780

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ИЗБЫТОК (+)/ДЕФИЦИТ (-) в нормальной схеме	69,4	6,9	-156,1	233,9	318,9	535,9
ИЗБЫТОК (+)/ДЕФИЦИТ (-) после наиболее тяжелого нормативного возмущения	-210,6	-273,1	-436,1	-56,1	28,9	245,9

До завершения строительства ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг, предусмотренного в конце декабря 2025 года, 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.

#### Юго-восточная часть ОЭС Сибири.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей в Иркутско-Черемховском и Тулуно-Зиминском энергорайонах энергосистемы Иркутской области, а также южной части Республики Бурятия и Забайкальского края (далее – юго-восточная часть ОЭС Сибири) выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за КС «Братск – Иркутск», включающем в себя ВЛ 500 кВ Братский ПП – Ново-Зиминская, ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун №1, ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун №2, а также с учетом пропускной способности по ВЛ 220 кВ Братский ПП – Опорная № 2 с отпайками, ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками, ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха.

При проведении анализа режимно-балансовой ситуации юго-восточной части ОЭС Сибири принимались следующие исходные данные:

- значение экспортного перетока мощности из энергосистемы Республики Бурятия в Монголию принято 345 МВт;
- проведение мероприятий по модернизации гидроагрегатов Иркутской ГЭС (ГА № 7, № 8) с увеличением установленной мощности каждого гидроагрегата с 82,8 МВт до 105,7 МВт;
- проведение мероприятий по модернизации генерирующего оборудования Гусиноозерской ГРЭС (турбоагрегата №2) с увеличением установленной мощности со 190 МВт до 210 МВт;
- ввод новой мощности на ВИЭ (СЭС) в объеме 100 МВт в энергосистеме Республики Бурятия и 316,2 МВт в энергосистеме Забайкальского края;
- в рассматриваемых энергорайонах Иркутской области, Республике Бурятия и Забайкальском крае весь состав генерирующего оборудования загружен до располагаемой мощности;
- отсутствие гарантии использования мощности солнечных электростанций в час максимума потребления мощности. Мощность существующих и перспективных солнечных электростанций (СЭС) в балансе мощности принята равной нулю.

Прогноз потребления юго-восточной части ОЭС Сибири определен с учетом прироста мощности различных групп перспективных потребителей:

- прирост мощности по тяговым транзитам ОАО «РЖД»;
- прирост мощности в соответствии с договорами ТП новых и существующих потребителей, в том числе центров обработки данных, горнодобывающих производств, тепличных комплексов.

Основные показатели баланса мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» на перспективу приведен в таблице 27.

Таблица 27 – Баланс мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск», МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления энергорайона	7511	8375	8412	8445	8459	8468
Иркутско-Черемховский и Тулуно-Зиминский энергорайоны	5259	5692	5730	5763	5777	5786
энергосистема Республики Бурятия (без учета БАМ)	960	1040	1040	1040	1040	1040
энергосистема Забайкальского края (без учета БАМ)	1291	1642	1642	1642	1642	1642
Экспорт в Монголию	345	345	345	345	345	345
Потребность в мощности	7856	8720	8757	8790	8804	8813
Установленная мощность электростанций	7105	7404	7404	7404	7404	7404
Иркутско-Черемховский и Тулуно-Зиминский энергорайоны	3727	3750	3750	3750	3750	3750
Энергосистема Республики Бурятия (без учета БАМ)	1624	1644	1644	1644	1644	1644
Энергосистема Забайкальского края (без учета БАМ)	1754	2010	2010	2010	2010	2010
Располагаемая мощность электростанций энергорайона	6246	6266	6266	6266	6266	6266
Иркутско-Черемховский и Тулуно-Зиминский энергорайоны	3388	3388	3388	3388	3388	3388
Энергосистема Республики Бурятия (без учета БАМ)	1393	1413	1413	1413	1413	1413
Энергосистема Забайкальского края (без учета БАМ)	1465	1465	1465	1465	1465	1465
Требуемый переток мощности	-1610	-2454	-2491	-2524	-2538	-2547
Переток из ОЭС Востока	64	64	64	64	64	64
Пропускная способность электропередачи Братск – Иркутск в нормальной схеме	2197	2197	2197	2197	2197	2197
Пропускная способность электропередачи Братск – Иркутск в ремонтной схеме	1792	1792	1792	1792	1792	1792
Дефицит (-)/профицит (+) в нормальной схеме	651	-193	-230	-263	-277	-286
Дефицит (-)/профицит (+) После наиболее тяжелого нормативного возмущения	246	-598	-635	-668	-682	-691



Анализ баланса мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности потребителей (ОАО «РЖД» и иных потребителей) прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и ремонтной схемах существующей сети 193–286 МВт и 598-691 МВт соответственно.

В целях исключения прогнозируемого непокрываемого дефицита мощности юго-восточной части ОЭС Сибири рассмотрены следующие варианты:

- увеличение пропускной способности электрической сети в КС «Братск – Иркутск» со строительством ВЛ 500 кВ Тулун – Ключи, ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун №3 и установкой ИРМ мощностью не менее 170 Мвар на ПС 500 кВ Иркутская (количество и мощность ШР (УШР), ИРМ уточнить при проектировании);

- строительство объектов генерации за КС «Братск – Иркутск» в объеме не менее 600 МВт.

Исходя из анализа перспективных режимов работы юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» с учетом:

- распределения и планов по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями в рамках действующих договоров ТП энергопринимающих устройств, учтенных при разработке прогноза потребления электрической мощности на рассматриваемый перспективный период;

- существующей динамики развития региона, роста ВРП и промышленного производства, появления новых точек роста экономики и соответствующего роста инвестиционного интереса к региону;

- исключения строительства линий электропередачи в особо охраняемых природных зонах озера Байкал и их параллельного прохождения в одном направлении.

- планируемого в 2028 году усиления межсистемных связей и реализации параллельной работы ОЭС Востока и ОЭС Сибири с возможностью покрытия дефицита электрической энергии ОЭС Востока средневодный и маловодный годы,

наиболее целесообразным является строительство объектов генерации мощностью не менее 690 МВт на территории энергосистем Забайкальского края и Республики Бурятия, в том числе:

- не менее 460 МВт в южной части энергосистемы Забайкальского края, ограниченной ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Чита, ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Бада, ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Тарбагатай, ВЛ 220 кВ Могоча – Амазар, ВЛ 220 кВ Семиозерный – Могоча (ВЛ-225), ВЛ 220 кВ Могоча – Даурия;

- не менее 230 МВт в южной части энергосистемы Республики Бурятия, ограниченной ВЛ 220 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Ключи, ВЛ 220 кВ Мысовая – Байкальск с отпайкой на ПС Переёмная, ВЛ 220 кВ Выдрино – БЦБК, ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Саган-Нур, ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Новоильинск, ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Кижа, ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Петровск-Забайкальская.

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.

#### Западная часть ОЭС Юга.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей западной части ОЭС Юга выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за КС «ОЭС-Кубань».

При проведении анализа режимно-балансовой ситуации западной части ОЭС Юга принимались следующие исходные данные:

- значение перетока мощности из энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края в Республику Крым и г. Севастополь принято на этапе 2028 года на уровне 499 МВт;

- проведение мероприятий по модернизации в 2024 год турбин Краснодарской ТЭЦ (№7 и №8) с увеличением установленной мощности каждого агрегата с 145 МВт до 150 МВт;

- ввод новой мощности в объеме 153 МВт ГТУ ТЭС ООО «РН-Туапсинский НПЗ» (ГТУ-1, ГТУ-4, ГТУ-5, ГТУ-6) в 2023 году;

- ввод новой мощности в объеме 560 МВт Ударной ТЭС (ПГУ-225, ПГУ-225, ГТЭ-110М) в 2023 году (в располагаемой мощности учтена с 2024 года);

- в рассматриваемых энергорайонах энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края весь состав генерирующего оборудования загружен до располагаемой мощности;

- отсутствие гарантии использования мощности солнечных электростанций в час максимума потребления мощности. Мощность существующих и перспективных солнечных и ветровых электростанций (СЭС, ВЭС) в балансе мощности принята равной нулю.

- прирост мощности учтен в соответствии с ТУ на ТП новых и существующих потребителей.

Тяжелые режимно-балансовые условия складываются в КС «ОЭС-Кубань», «Центр Север» и в КС «Юго-Восток».

Основные показатели баланса мощности западной части ОЭС Юга приведены для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий за КС «ОЭС-Кубань» на перспективу в таблице

Таблица 28 – Баланс мощности западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС-Кубань», МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление мощности за сечением «ОЭС – Кубань»	4866	5022	5214	5355	5430	5469
Прогнозируемое потребление энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края	5368	5536	5757	5917	5994	6029

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Прогнозируемое потребление мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края за сечением «ОЭС – Кубань»	4425	4564	4746	4877	4941	4970
Переток мощности в энергосистему Республики Крым и г. Севастополь	441	458	468	478	489	499
Переток мощности в энергосистему Грузии	–	–	–	–	–	–
Переток мощности в энергосистему Республики Абхазии	–	–	–	–	–	–
Доступная мощность электростанций в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, находящихся за сечением «ОЭС – Кубань»	1964	2482	2482	2482	2482	2482
Требуемый переток мощности в сечении «ОЭС – Кубань» в нормальной схеме, в том числе по частичным сечениям:	2902	2540	2732	2873	2948	2987
частичное сечение «Центр Север»	1277	1118	1202	1264	1297	1314
частичное сечение «Юго-Восток»	1074	940	1011	1063	1090	1105
МДП в нормальной схеме в сечении «ОЭС – Кубань»	3030	3420	3420	3420	3420	3420
МДП в нормальной схеме в сечении «Центр Север»	1285	1285	1285	1285	1285	1285
МДП в нормальной схеме в сечении «Юго-Восток»	1575	1575	1575	1575	1575	1575
Запас по пропускной способности в сечении «ОЭС – Кубань» в нормальной схеме	128	880	688	547	472	433
Запас по пропускной способности в сечении «Центр Север» в нормальной схеме	8	167	83	21	-12	-29
Запас по пропускной способности в сечении «Юго-Восток» в нормальной схеме	501	635	564	512	484	470
Требуемый переток мощности в сечении «ОЭС - Кубань» в ремонтной схеме, в том числе по частичным сечениям:	2902	2540	2732	2873	2948	2987
частичное сечение «Центр Север»	1741	1524	1639	1724	1769	1792
частичное сечение «Юго-Восток»	522	457	492	517	531	538
МДП в сечении «ОЭС - Кубань» в ремонтной схеме	2660	2864	2864	2864	2864	2864
МДП «Центр Север» в ремонтной схеме	1356	1356	1356	1356	1356	1356
МДП в сечении «Юго-Восток» в ремонтной схеме	387	387	387	387	387	387
Запас по пропускной способности в сечении «ОЭС - Кубань» в ремонтной схеме	-242	324	132	-9	-84	-123
Запас по пропускной способности в сечении «Центр Север» в ремонтной схеме	-385	-168	-283	-368	-413	-436

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Запас по пропускной способности в сечении «Юго-Восток» в ремонтной схеме	-135	-70	-105	-130	-144	-151

Анализ баланса мощности западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС–Кубань» показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности потребителей прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в ремонтной схеме в КС «ОЭС–Кубань» существующей сети на уровне 9–242 МВт, при этом в частичных сечениях «Центр-Север» и «Юго-Восток» дефицит мощности в ремонтной схеме прогнозируется на уровнях 168–436 МВт и 70–151 МВт соответственно.

В целях исключения перспективного дефицита мощности западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС–Кубань» рассмотрены следующие варианты:

- увеличение пропускной способности электрической сети в КС «ОЭС – Кубань» со строительством ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк с установкой двух ШР мощностью 180 МВА каждый;

- строительство объектов генерации за КС «ОЭС–Кубань» в объеме не менее 450 МВт.

Для определения наиболее экономичного варианта проведена оценка укрупненных капитальных затрат.

Укрупненные капитальные затраты составляют (в ценах 4 квартала 2022 года):

- на реализацию мероприятий по увеличению пропускной способности электрической сети в КС «ОЭС – Кубань» со строительством ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк с установкой двух ШР мощностью 180 МВА каждый – 11696 млн руб. без НДС;

- на строительство объектов генерации за КС «ОЭС – Кубань» в объеме не менее 450 МВт– 31963 млн руб. без НДС, что в 3 раза больше, чем капитальные затраты на строительство ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк с установкой двух ШР мощностью 180 МВА каждый.

В случае увеличения роста потребления в энергорайонах за сечением «ОЭС – Кубань» энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, подтвержденного действующими ДТП, итоговые решения о необходимости сооружения объектов генерации и (или) реализации иных мероприятий по увеличению пропускной способности электрической сети 110 кВ и выше должны быть определены в рамках отдельного технико-экономического обоснования.

## 6.2 Баланс электрической энергии с учетом основного объема вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации и реконструкции генерирующего оборудования при среднемноголетней величине выработки ГЭС

Балансы электрической энергии сформированы с учетом следующих расчетных условий:

- потребность в электрической энергии по ЕЭС России определяется прогнозируемой величиной потребления электрической энергии и объемов экспорта электрической энергии;

- выработка электрической энергии ГЭС учтена среднемноголетней величиной;

- выработка электрической энергии АЭС определена на основе установленной мощности и ожидаемого годового числа часов использования установленной мощности по информации АО «Концерн Росэнергоатом», но не выше статистической информации о фактическом среднем годовом числе часов использования установленной мощности за последние 5 лет;

- объем производства электрической энергии по строящимся и планируемым к вводу в эксплуатацию ВЭС и СЭС определен в соответствии с прогнозируемыми величинами производства электрической энергии, при отсутствии информации принималось, 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 определялась как минимальная из следующих величин:

- 1) минимальный объем производства электрической энергии за календарный год в течение срока эксплуатации с момента выхода на проектную мощность, но не более последних 7 лет;

- 2) объем производства электрической энергии, заявленный собственником.

Структура производства электрической энергии ЕЭС России и синхронным зонам приведена в таблице 29.

Производство электрической энергии электростанциями ЕЭС России относительно фактической величины 2021 года (1114548 млн кВт·ч) возрастет на 126864 млн кВт·ч (до 1241412 млн кВт·ч) в 2028 году.

Таблица 29 – Структура производства электрической энергии ЕЭС России и синхронным зонам

Наименование	Ед. измер.	2023 г.					2028 г.				
		АЭС	ГЭС	ТЭС	ВЭС, СЭС	Всего	АЭС	ГЭС	ТЭС	ВЭС, СЭС	Всего
1-синхронная зона	млн кВт·ч	214317	179583	682344	9483	1085727	224484	175341	757667	20494	1177986
	%	19,7	16,5	62,9	0,9	100	19,1	14,9	64,3	1,7	100
2-синхронная зона	млн кВт·ч	–	15648	35671	–	51319	–	16486	46939	–	63425
	%	–	30,5	69,5	–	100	–	26,0	74,0	–	100
ЕЭС России, всего	млн кВт·ч	214317	195231	718015	9483	1137046	224484	191827	804607	20494	1241412
	%	18,8	17,2	63,2	0,8	100	18,1	15,5	64,8	1,6	100

Сводный баланс электрической энергии по ЕЭС России приведен в таблице 30.

Таблица 30 – Баланс электрической энергии ЕЭС России

Наименование	Ед. измер.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1124164	1176368	1196923	1215307	1224955	1233135
Экспорт электрической энергии	млн кВт·ч	12882	12388	11246	9426	9428	9431
Итого потребность в электрической энергии	млн кВт·ч	1137046	1188756	1208169	1224733	1234383	1242566
Производство электрической энергии	млн кВт·ч	1137046	1185587	1204645	1223793	1232301	1241412
АЭС	млн кВт·ч	214317	208263	211123	208836	218821	224484
ГЭС	млн кВт·ч	195231	190356	191618	191632	191647	191827
ТЭС	млн кВт·ч	718015	775269	788206	807285	803410	804607
ВЭС, СЭС	млн кВт·ч	9483	11699	13698	16040	18423	20494
Установленная мощность	МВт	249788,4	251301,8	254051,8	256239,9	258516,5	259299,9
АЭС	МВт	29543	28543	29743	29743	31243	31243
ГЭС	МВт	50227,2	51160,5	51279,8	51424,1	51522,5	51584,5
ТЭС	МВт	164471,8	165168,5	165980,7	167406,5	167470	168191,4
ВЭС, СЭС	МВт	5546,5	6429,8	7048,4	7666,4	8281	8281
Число часов использования установленной мощности							
АЭС	час/год	7254	7296	7098	7021	7004	7185
ТЭС	час/год	4366	4694	4749	4822	4797	4784
ВЭС, СЭС	час/год	1710	1820	1944	2092	2225	2475

Годовая загрузка ТЭС ЕЭС России для обеспечения баланса электрической энергии характеризуется числом часов использования установленной мощности, которое в период до 2028 года изменяется в диапазоне 4366–4822 часов/год.

Баланс электрической энергии по 1-ой синхронной зоне приведен в таблице 31.

Таблица 31 – Баланс электрической энергии 1-й синхронной зоны ЕЭС России

Наименование	Ед. измер.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1077594	1122699	1141015	1157063	1165588	1173120
Экспорт электрической энергии	млн кВт·ч	8882	8838	7946	6126	6128	6131
Получение электрической энергии из ОЭС Востока	млн кВт·ч	749	1265	1265	1265	1265	2915
Итого потребность в электрической энергии	млн кВт·ч	1085727	1130272	1147696	1161924	1170451	1176336
Производство электрической энергии	млн кВт·ч	1085727	1130272	1147696	1161924	1170451	1176336

Наименование	Ед. измер.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
АЭС	млн кВт·ч	214317	208263	211123	208836	218821	224484
ГЭС	млн кВт·ч	179583	173870	175132	175146	175161	175341
ТЭС	млн кВт·ч	682344	736440	747743	761902	758046	756017
ВЭС, СЭС	млн кВт·ч	9483	11699	13698	16040	18423	20494
Дефицит (-) /Избыток (+) электрической энергии	млн кВт·ч	–	–	–	–	–	–

Перспективные балансы электрической энергии по ЕЭС России и по 1–ой синхронной зоне складываются без дефицита электрической энергии при среднесноголетней величине выработки ГЭС.

В связи с интенсивными планами по технологическому присоединению новых крупных потребителей и увеличением экспорта электрической энергии в Китайскую Народную Республику баланс электрической энергии 2–ой синхронной зоны (ОЭС Востока) складывается с дефицитом электрической энергии.

Дополнительно разработан баланс электрической энергии ОЭС Востока для условий маловодного года, учитывающий снижение относительно среднесноголетних значений выработки ГЭС ОЭС Востока, оцениваемое в 3203 млн кВт·ч. Это требует дополнительной выработки соответствующих объемов электрической энергии на тепловых электростанциях.

Балансы электрической энергии ОЭС Востока для условий средневодного и маловодного годов приведены в таблицах 32, 33.

Таблица 32 – Баланс электрической энергии 2–й синхронной зоны ЕЭС России (ОЭС Востока) для условий средневодного года

Наименование	Ед. измер.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	46570	53669	55908	58244	59367	60015
Экспорт электрической энергии	млн кВт·ч	4000	3550	3300	3300	3300	3300
Передача электрической энергии в ОЭС Сибири	млн кВт·ч	749	1265	1265	1265	1265	2915
Итого потребность в электрической энергии	млн кВт·ч	51319	58484	60473	62809	63932	66230
Производство электрической энергии	млн кВт·ч	51319	55315	56949	61869	61850	65075
АЭС	млн кВт·ч	–	–	–	–	–	–
ГЭС	млн кВт·ч	15648	16486	16486	16486	16486	16486
ТЭС	млн кВт·ч	35671	38829	40463	45383	45364	48589
ВЭС, СЭС	млн кВт·ч	–	–	–	–	–	–
Дефицит (-) /Избыток (+) электрической энергии	млн кВт·ч	–	-3169	-3524	-940	-2082	-1155

Таблица 33 – Баланс электрической энергии 2-й синхронной зоны ЕЭС России (ОЭС Востока) для условий маловодного года

Наименование	Ед. измер.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	46570	53669	55908	58244	59367	60015
Экспорт электрической энергии	млн кВт·ч	4000	3550	3300	3300	3300	3300
Передача электрической энергии в ОЭС Сибири	млн кВт·ч	749	1265	1265	1265	1265	2915
Итого потребность в электрической энергии	млн кВт·ч	51319	58484	60473	62809	63932	66230
Производство электрической энергии	млн кВт·ч	51319	52112	53746	58666	58647	61872
АЭС	млн кВт·ч	–	–	–	–	–	–
ГЭС	млн кВт·ч	15648	13283	13283	13283	13283	13283
ТЭС	млн кВт·ч	35671	38829	40463	45383	45364	48589
ВЭС, СЭС	млн кВт·ч	–	–	–	–	–	–
Дефицит (-) /Избыток (+) электрической энергии	млн кВт·ч	–	-6372	-6727	-4143	-5285	-4358

Для снижения прогнозируемого дефицита электрической энергии в ОЭС Востока в средневодный и маловодный годы (период 2024–2028 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 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.



## 7 Анализ изменения структуры генерации

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей (с учетом вводов мощности и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации генерирующего оборудования) установленная мощность электростанций ЕЭС России в 2023–2028 годы возрастет по сравнению с 2021 годом на 12709 МВт (5,1 %) и составит 259299,9 МВт, в том числе: АЭС – 31243,0 МВт, ГЭС – 49404,5 МВт, ГАЭС – 2180,0 МВт, ТЭС – 168191,4 МВт, ВИЭ – 8281 МВт.

В структуре установленной мощности доля АЭС сохранится на уровне 2021 года и составит 12,0 % в 2028 году. Доля ТЭС снизится относительно фактических 66,1 % в 2021 году до прогнозных 64,9 % в 2028 году, доля ГЭС, ГАЭС снизится с 20,3 % до 19,9 %, доля мощности ВИЭ (ВЭС, СЭС) возрастет с 1,6 % до 3,2 %.

В рамках обеспечения приоритетных направлений развития электроэнергетики (экологически чистых технологий) в период 2023–2028 годов предполагается ввод в работу 3867,2 МВт ВЭС и СЭС в рамках программы поддержки развития ВИЭ.

Величина установленной мощности по ЕЭС России и синхронным зонам ЕЭС России в период 2021–2028 годов представлена в таблице 34 и на рисунке 13. Структура установленной мощности по типам электростанций по ЕЭС России в период 2021–2028 годов показана на рисунке 14.

Таблица 34 – Установленная мощность электростанций по ЕЭС России и синхронным зонам ЕЭС России, МВт

Наименование	2021 г. факт	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ЕЭС России, всего	246590,9	249788,4	251301,8	254051,8	256239,9	258516,1	259299,9
АЭС	29543,0	29543,0	28543,0	29743,0	29743,0	31243,0	31243,0
ТЭС	163097,1	164471,8	165168,5	165980,7	167406,5	167470	168191,4
ГЭС	48614,8	48887,2	48980,5	49099,8	49244,1	49342,5	49404,5
ГАЭС	1340,0	1340,0	2180,0	2180,0	2180,0	2180,0	2180,0
ВИЭ – всего	3996,0	5546,5	6429,8	7048,4	7666,4	8281	8281
ВЭС	2035,4	3051	3533,2	4151,8	4769,7	5384,4	5384,4
СЭС	1960,6	2495,4	2896,6	2896,6	2896,6	2896,6	2896,6
в том числе:							
1–я синхронная зона ЕЭС России, всего	235324,8	238542,6	239983,9	242289,9	244140,3	246520,1	246753,5
АЭС	29543,0	29543,0	28543,0	29743,0	29743,0	31243,0	31243,0
ТЭС	156448,5	157843,4	158468,1	158836,3	159924,4	160091,2	160262,6
ГЭС	43997,3	44269,7	44363,0	44482,3	44626,6	44725,0	44787,0
ГАЭС	1340,0	1340,0	2180,0	2180,0	2180,0	2180,0	2180,0
ВИЭ – всего	3996,0	5546,5	6429,8	7048,4	7666,4	8281	8281
ВЭС	2035,4	3051	3533,2	4151,8	4769,7	5384,4	5384,4
СЭС	1960,6	2495,4	2896,6	2896,6	2896,6	2896,6	2896,6
2–я синхронная зона ЕЭС России, всего	11266,1	11245,9	11317,9	11761,9	12099,7	11996,3	12546,3
АЭС	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	6648,6	6628,4	6700,4	7144,4	7482,2	7378,8	7928,8
ГЭС	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5
ГАЭС	–	–	–	–	–	–	–
ВИЭ – всего	–	–	–	–	–	–	–
ВЭС	–	–	–	–	–	–	–
СЭС	–	–	–	–	–	–	–

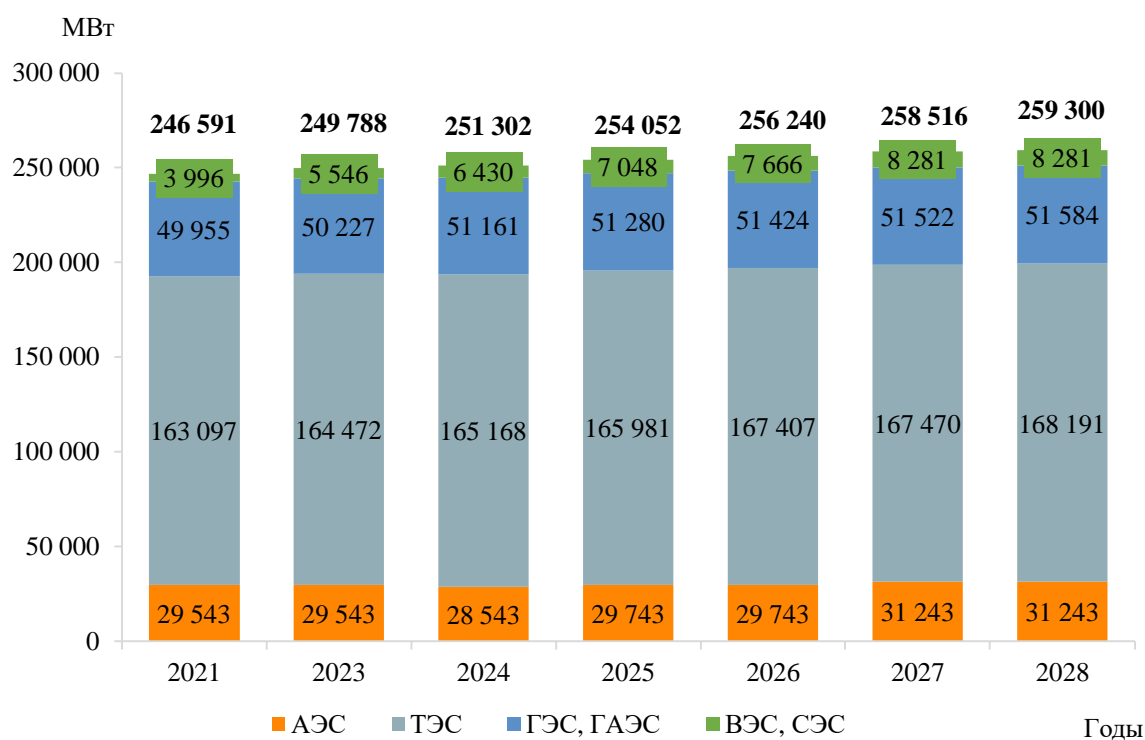


Рисунок 13 – Установленная мощность на электростанциях ЕЭС России

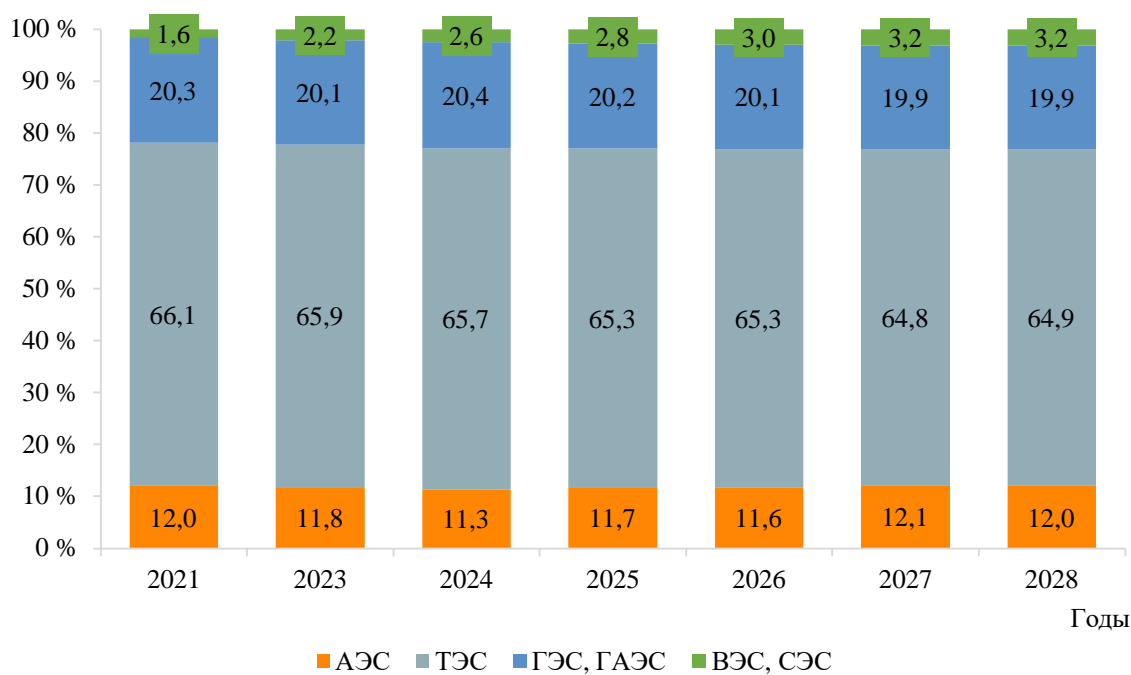


Рисунок 14 – Структура установленной мощности на электростанциях ЕЭС России

## 8 Прогноз потребности в топливе организаций электроэнергетики синхронных зон ЕЭС России, включающий потребность тепловых электростанций синхронных зон ЕЭС России в органическом топливе на перспективный период

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.

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 35).

Таблица 35 – Производство электрической энергии на ТЭС ЕЭС России в 2023–2028 годах, млн кВт·ч

Наименование	ПРОГНОЗ					
	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Выработка электрической энергии при средневодных условиях	718015	775269	788206	807285	803410	804607

Динамика потребности в органическом топливе ТЭС ЕЭС России для рассматриваемого варианта представлена в таблице 36.

Таблица 36 – Потребность ТЭС ЕЭС России в органическом топливе на период 2023–2028 годов

Наименование	ПРОГНОЗ					
	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребность ТЭС в топливе, тыс т у.т.	301201	320540	325291	331465	328954	328623
из них:						
газ	215985	226384	229119	233106	231716	232216
нефтьтопливо	1680	1729	1722	1732	1769	1767
уголь	69808	77328	79240	81301	80071	791345
прочее топливо	13636	15004	15115	15230	15302	15408
Потребность ТЭС в топливе, %	100	100	100	100	100	100
из них:						
газ	71,71	70,63	70,43	70,33	70,44	70,66
нефтьтопливо	0,55	0,54	0,53	0,52	0,54	0,54
уголь	23,18	24,12	24,36	24,53	24,34	24,08
прочее топливо	4,56	4,71	4,68	4,63	4,68	4,72

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

63,1 % до 66,0 %. Потребность в органическом топливе ТЭС возрастет с 301,2 млн т у.т. в 2023 году до 328,6 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 2023 году составит 308,0 г/кВт·ч, в 2028 году – 306,5 г/кВт·ч.

Структура используемого топлива в рассматриваемом периоде остается практически без изменений: на долю газа приходится 70,3–71,7 %, на долю угля – 23,1–24,5 %, на долю нефтетоплива и прочего топлива – порядка 5 %.

Прогноз потребности ТЭС в различных видах органического топлива по синхронным зонам ЕЭС России приведен в таблице 37.

Таблица 37 – Потребность ТЭС в органическом топливе по синхронным зонам ЕЭС России на период 2023–2028 годов, тыс т у.т.

Наименование	Годы	Расход условного топлива, всего	в том числе:			
			Газ	Уголь	Нефте-топливо	Прочее топливо
1–я синхронная зона ЕЭС России	2023	284945	209488	60167	1561	13636
	2024	303028	219222	67103	1603	15004
	2025	306991	221673	68495	1612	15115
	2026	311398	225121	69334	1618	15230
	2027	309799	223887	68857	1658	15302
	2028	308669	223614	67894	1656	15408
2–я синхронная зона ЕЭС России	2023	16257	6496	9641	119	–
	2024	17512	7162	10225	125	–
	2025	18301	7446	10745	109	–
	2026	20067	7985	11967	114	–
	2027	19154	7829	11214	111	–
	2028	19954	8602	11241	111	–

**9 Предложения по комплексным техническим решениям, направленным на повышение эффективности функционирования ЭЭС России и на ликвидацию потенциальных дефицитов электрической энергии и мощности, включающие общую характеристику проблем ЭЭС России, требующих комплексного подхода к разработке технических решений**

**9.1 Комплексное техническое решение по развитию сети и обеспечения технической возможности технологического присоединения новых потребителей на территории г. Москвы и Московской области**

Новая ПС 220/110/10 кВ.

В настоящее время ПАО «Россети Московский регион» для повышения надежности электроснабжения существующих потребителей выполнено проектирование и согласование трассы прохождения кабельных заходов ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Звенигород с образованием КВЛ 110 кВ Звенигород – Ивановская и КВЛ 110 кВ Кубинка – Звенигород с отпайками путем спетления ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками и кабельных заходов 110 кВ на ПС 110 кВ Звенигород. Реализация мероприятий планируется в 2023 году.

Согласно решениям Протокола совещания АО «СО ЕЭС», ПАО «Россети Московский регион» и Министерства энергетики Московской области по вопросу строительства заходов ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Звенигород и реконструкции ПС 110 кВ Звенигород от 21.10.2022 для реализации комплексного технического решения по развитию сети и обеспечения технической возможности технологического присоединения новых потребителей необходимо выполнить следующие мероприятия (2024 год):

- строительство Новой ПС 220/110 кВ с установкой двух автотрансформаторов напряжением 220/110/10 кВ мощностью не менее 200 МВА каждый, оснащенных устройством РПН. РУ 220 кВ предполагается выполнить по схеме «четыреугольник», рассчитанное на присоединение 2-х линий 220 кВ, 2-х автотрансформаторов, с возможностью дальнейшего расширения. РУ 110 кВ предполагается выполнить по схеме «две рабочие системы шин», рассчитанное на присоединение 4-х линий 110 кВ, 2-х автотрансформаторов и шиносоединительного выключателя;

- строительство заходов КВЛ 220 кВ Дорохово – Слобода I цепь (~ 2×1 км) на Новую ПС 220/110 кВ с образованием ЛЭП 220 кВ Дорохово – Новая ПС и ЛЭП 220 кВ Новая ПС – Слобода;

- строительство заходов на Новую ПС 220/110 кВ КВЛ 110 кВ Звенигород – Ивановская и ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская с отпайками (~ 4×0,5 км);

- строительство переключательного пункта 110 кВ (рассчитанного на присоединение 6-ти линий 110 кВ и шиносоединительного выключателя) в месте спетления ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками и кабельных заходов 110 кВ на ПС 110 кВ Звенигород с перезаводом в него КВЛ 110 кВ Звенигород – Ивановская, КВЛ 110 кВ Кубинка – Звенигород с отпайками и ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская с отпайками с образованием следующих ЛЭП 110 кВ:

- 1) ЛЭП 110 кВ Новая ПС – Ивановская I, II цепь;
- 2) ЛЭП 110 кВ Новая ПС – Новый ПП I, II цепь;

3) КЛ 110 кВ Новый ПП – Звенигород № 1, 2;

4) ВЛ 110 кВ Новый ПП – Кубинка I, II цепь с отпайками.

Кроме того, по оценке расчетов перспективных электроэнергетических режимов и уровней токов короткого замыкания дополнительно необходимо выполнить:

- реконструкцию ВЛ 35 кВ Голицыно – Успенская с переводом на номинальное напряжение 110 кВ;

- реконструкцию ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Голицыно с установкой дополнительной ячейки 110 кВ;

- реконструкцию ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Успенская с установкой дополнительной ячейки 110 кВ;

- реконструкцию ПС 110 кВ Усово в целях обеспечения возможности включения СМВ 110 кВ в нормальном режиме;

- реконструкцию ПС 110 кВ Манихино с заменой выключателей в присоединениях Т 1 и Т 2;

- реконструкцию ЛЭП 110 кВ Новая ПС – Новый ПП I, II цепь с увеличением пропускной способности до величины не менее 1098 А при ТНВ -26 °С путем реконструкции ЛЭП, выполненных проводом АС 120/19 и АС 150/24.

Пропускная способность новых КЛ 110 кВ Новый ПП – Звенигород № 1, 2 должна быть не менее 770 А при ТНВ 26 °С.

Вышеуказанные мероприятия по развитию сети должны быть уточнены в ходе выполнения ПИР в 2023 году.

Организация, ответственная за реализацию проекта, – ПАО «Россети Московский регион».

Срок реализации мероприятий – 2024 год.

Кабельные заходы ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Звенигород.

Согласно решениям Протокола совещания АО «СО ЕЭС», ПАО «Россети Московский регион» и Министерства энергетики Московской области по вопросу строительства заходов ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Звенигород и реконструкции ПС 110 кВ Звенигород от 21.10.2022 в целях повышения надежности электроснабжения потребителей г. Звенигород планируется строительство кабельных заходов ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Звенигород (~2×4 км, с пропускной способностью не менее 770 А при ТНВ -26 °С) с образованием КВЛ 110 кВ Звенигород – Ивановская и КВЛ 110 кВ Кубинка – Звенигород с отпайками в 2023 году.

Организация, ответственная за реализацию проекта, – ПАО «Россети Московский регион».

Срок реализации мероприятий – 2023 год.

## **9.2 Результаты оценки увеличения пропускной способности электрической сети в направлении из ОЭС Урала в западную часть ЕЭС России и экономический эффект для энергосистемы при вводе в работу фазоповоротного трансформатора на Воткинской ГЭС**

В соответствии с п.1 решения протокола совместного совещания АО «СО ЕЭС», ПАО «РусГидро», АО «АТС», Ассоциации НП «Совет рынка» от 06.12.2021 выполнена оценка увеличения перетоков при вводе в работу

фазоповоротного трансформатора на Воткинской ГЭС и оценка экономического эффекта, обусловленного перераспределением нагрузки между электростанциями центральной части ЕЭС России и электростанциями ОЭС Урала и ОЭС Сибири.

Моделирование показало, что учет ввода фазоповоротного трансформатора на Воткинской ГЭС только на этапе РСВ (без изменения состава оборудования) приводит к росту перетока из ОЭС Урала и ОЭС Сибири в западную часть ЕЭС России на величину до 521 МВт.

Учет ввода фазоповоротного трансформатора на этапе ВСВГО и, соответственно, дополнительное включение оборудования в ОЭС Урала и ОЭС Сибири приводит к росту перетока в западную часть ЕЭС на величину до 876 МВт.

Выполнена предварительная оценка возможного экономического эффекта исходя из предположения, что дополнительная нагрузка на электростанциях ОЭС Урала и ОЭС Сибири будет осуществлена на электростанциях с ценовыми заявками ниже средней по ценовой зоне и при наличии на этих электростанциях в течение длительного времени оборудования, находящегося в холодном резерве.

По итогам предварительной оценки возможного экономического эффекта определено, что суммарный экономический эффект от ввода фазоповоротного трансформатора на Воткинской ГЭС будет находиться в диапазоне от 227 млн руб. до 1359 млн руб. в год. Экономический эффект обусловлен возможностью перераспределения выработки между электростанциями – увеличения выработки электростанций ОЭС Сибири и ОЭС Урала и разгрузки электростанций ОЭС Средней Волги, Юга или Центра.

Устанавливаемый ФПТ на Воткинской ГЭС обеспечивает:

1) минимизацию влияния шунтирующей сети 220 кВ энергосистемы Удмуртской Республики.

2) возможность загрузки ВЛ 500 кВ Кармановская ГРЭС – Удмуртская до длительно допустимых значений.

3) увеличение выдаваемой мощности электростанций ОЭС Урала.

4) минимизацию ограничений схемы выдачи мощности Воткинской ГЭС.

Организация, ответственная за реализацию проекта, – ПАО «РусГидро».

Срок реализации мероприятий – 2025 год.

Ориентировочный срок окупаемости проекта – 1–2 года.

### **9.3 Разработка решений по развитию электросетевого комплекса Хасанского муниципального района Приморского края с учетом перспективных нагрузок потребителей региона**

В соответствии с пунктом 7 раздела «РЕШИЛИ» Протокола согласительного совещания Министерства энергетики Российской Федерации от 01.09.2022 № 07-1396-пр «О рассмотрении замечаний к доработанному проекту изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «ФСК ЕЭС» на 2020–2024 годы» проработан вопрос необходимости дополнительных комплексных решений по развитию электросетевого комплекса Хасанского муниципального района Приморского края с учетом перспективных нагрузок потребителей региона.

В целях исключения выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений при текущих режимно-балансовых условиях, а также в рамках исполнения действующих договоров на технологическое присоединение

энергопринимающих устройств предусмотрена реализация следующих мероприятий по развитию электрической сети энергорайона:

- строительство ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т ориентировочной протяженностью 22 км, расширение РУ 110 кВ ПС 220 кВ Уссурийск-2 с установкой дополнительной ячейки 110 кВ для присоединения ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т (мероприятие необходимо для исключения существующих рисков ввода ГАО, предусмотрено ТУ на ТП энергопринимающих устройств ОАО «РЖД», ООО «Ритейл парк», ООО «ДНС СИТИ», ООО «Строй ДВ» к электрическим сетям АО «ДРСК»);

- реконструкция РУ 110 кВ ПС 110 кВ Уссурийск/т с заменой ошиновки в ячейке ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т (ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т) и шин (мероприятие необходимо для исключения существующих рисков ввода ГАО, предусмотрено ТУ на ТП энергопринимающих устройств ОАО «РЖД», ООО «ДНС СИТИ», ООО «Строй ДВ» к электрическим сетям АО «ДРСК»);

- демонтаж участка ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т от отпайки на ПС 110 кВ Кожзавод до ПС 110 кВ Уссурийск/т (мероприятие предусмотрено ТУ на ТП энергопринимающих устройств ОАО «РЖД», ООО «Ритейл парк», ООО «ДНС СИТИ», ООО «Строй ДВ» к электрическим сетям АО «ДРСК»);

- реконструкция ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная с заменой провода ориентировочной протяженностью 16,96 км (мероприятие необходимо для исключения существующих рисков ввода ГАО, предусмотрено ТУ на ТП энергопринимающих устройств ОАО «РЖД», ООО «ДНС СИТИ» к электрическим сетям АО «ДРСК»);

- реконструкция ПС 110 кВ Западная, ПС 110 кВ Надеждинская/т с заменой шин, ошиновки, токоограничивающего оборудования ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная (мероприятие необходимо для исключения существующих рисков ввода ГАО, предусмотрено ТУ на ТП энергопринимающих устройств ОАО «РЖД», ООО «ДНС СИТИ» к электрическим сетям АО «ДРСК»);

- создание на Артемовской ТЭЦ устройств АОПО ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1, ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 2 (мероприятие необходимо для исключения существующих рисков ввода ГАО, предусмотрено ТУ на ТП энергопринимающих устройств ОАО «РЖД», ООО «Ритейл парк», ООО «ДНС СИТИ», ООО «Строй ДВ», АО СЗ «Солнечная долина Владивостока» к электрическим сетям АО «ДРСК»);

- создание на ПС 220 кВ Уссурийск-2 устройств АОПО АТ-1, АТ-2, АТ-3 (мероприятие необходимо для исключения существующих рисков ввода ГАО, предусмотрено ТУ на ТП энергопринимающих устройств ОАО «РЖД», ООО «Ритейл парк», ООО «ДНС СИТИ» к электрическим сетям АО «ДРСК»).

В рамках исполнения действующих договоров на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии (ООО «ДНС СИТИ», ООО «Ритейл парк», ОАО «РЖД», ООО «Строй ДВ», ООО «Морской порт в бухте Троицы») предусмотрена, кроме этого, реализация следующих мероприятий по развитию электрической сети энергорайона, учитываемых при сравнении с иными вариантами развития, предусматривающими строительство нового ЦП 220 кВ:



– реконструкция ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта-7 с заменой провода ориентировочной протяженностью 14,48 км (мероприятие предусмотрено ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Ритейл парк», ООО «ДНС СИТИ», ООО «Строй ДВ» к электрическим сетям АО «ДРСК»);

– реконструкция ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7 с заменой провода ориентировочной протяженностью 6,21 км (мероприятие предусмотрено ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Ритейл парк», ООО «ДНС СИТИ», ООО «Строй ДВ» к электрическим сетям АО «ДРСК»);

– реконструкция ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1 (от Артёмовской ТЭЦ до ПС 110 кВ Западная) с заменой провода ориентировочной протяженностью 43,18 км (мероприятие предусмотрено ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Ритейл парк», ООО «ДНС СИТИ», ООО «Строй ДВ», к электрическим сетям АО «ДРСК»);

– реконструкция ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 2 (от Артёмовской ТЭЦ до ПС 110 кВ Западная) с заменой провода ориентировочной протяженностью 43,18 км (мероприятие предусмотрено ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Ритейл парк», ООО «ДНС СИТИ», ООО «Строй ДВ» к электрическим сетям АО «ДРСК»);

– реконструкция ПС 110 кВ Западная, Артемовской ТЭЦ, ПС 110 кВ Шахта-7 с заменой токоограничивающего оборудования (мероприятия предусмотрены ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Ритейл парк», ООО «ДНС СИТИ», ООО «Строй ДВ» к электрическим сетям АО «ДРСК»);

1) выключателей, разъединителей, ВЧЗ, ТТ, шин и ошиновки на ПС 110 кВ Западная в присоединении ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7, замена ошиновки ШСВ 110 на ПС 110 кВ Западная, замена ошиновки и шин на ПС 110 кВ Западная в присоединениях ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1, ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 2;

2) выключателей, разъединителей, ВЧЗ, ТТ на Артемовской ТЭЦ в присоединении ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1, выключателей, разъединителей, ТТ на Артемовской ТЭЦ в присоединении ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 2, выключателей, разъединителей, ТТ на Артемовской ТЭЦ в присоединении ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта-7;

3) разъединителей, ВЧЗ, шин и ошиновки на ПС 110 кВ Шахта-7 в присоединениях ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7, ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта-7;

– создание на ПС 110 кВ Уссурийск-1 устройства АОПО ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – Тереховка (мероприятие предусмотрено ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Ритейл парк», ООО «ДНС СИТИ», ООО «Строй ДВ» к электрическим сетям АО «ДРСК»);

– реконструкция ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Уссурийск/т с заменой провода ориентировочной протяженностью 1,2 км (мероприятие предусмотрено ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «ДНС СИТИ» к электрическим сетям АО «ДРСК»);

– реконструкция РУ 110 кВ ПС 110 кВ Уссурийск/т с заменой ошиновки в ячейке ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Уссурийск/т (мероприятие предусмотрено ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «ДНС СИТИ» к электрическим сетям АО «ДРСК»);

– установка на ПС 110 кВ Зарубино ИРМ мощностью 10 Мвар (мероприятие предусмотрено ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Морской порт в бухте Троицы» к электрическим сетям АО «ДРСК»);

– создание на ПС 110 кВ Зарубино устройства АОСН (мероприятие предусмотрено ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Морской порт в бухте Троицы» к электрическим сетям АО «ДРСК»).

Ориентировочные капитальные затраты на реализацию указанных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ составляют 622,18 млн руб.

При планируемых уровнях потребления мощности энергорайона, с учетом действующих договоров на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, рассмотрены альтернативные варианты развития сети, предполагающие вместо указанных выше мероприятий по развитию сети 110 кВ строительство нового центра питания 220 кВ в Хасанском муниципальном районе или Надеждинском районе Приморского края, например:

– вариант № 1: строительство надстройки 220 кВ на ПС 110 кВ Давыдовка с двумя автотрансформаторами 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый со строительством двух ЛЭП 220 кВ Промпарк – Давыдовка ориентировочной протяженностью 10 км каждая;

– вариант № 2: строительство надстройки 220 кВ на ПС 110 кВ Западная с двумя автотрансформаторами 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый со строительством двух заходов от ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна до РУ 220 кВ ПС 110 кВ Западная ориентировочной протяженностью 2 км каждый.

Рассмотренные варианты строительства новых центров питания 220 кВ являются экономически нецелесообразными – капитальные затраты на реализацию вариантов № 1 и № 2, составляют ориентировочно 1491,55 млн руб. и 1555,52 млн руб. соответственно. Таким образом, капитальные затраты на строительство новых центров питания 220 кВ по рассмотренным вариантам, превышают стоимость мероприятий по развитию сети 110 кВ, предусмотренных действующими договорами на технологическое присоединение более чем в два раза.

Наиболее экономичным вариантом при планируемых уровнях потребления мощности энергорайона, с учетом действующих договоров на технологическое присоединение является вариант, включающий выполнение мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ, предусмотренных к реализации в рамках реализации ТУ на ТП энергопринимающих устройств потребителей и для исключения существующих рисков ввода ГАО.

Выполнение строительства новых центров питания 220 кВ является экономически нецелесообразным.

## **10 Предложения по развитию магистральных электрических сетей**

Развитие электрической сети напряжением 220 кВ и выше ЕЭС России в период 2023–2028 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 2023–2028 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 строительства электросетевых объектов.

При определении объемов вводимого электросетевого хозяйства в период 2023–2028 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 «Россети» на 2020–2024 годы, 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.

### **10.1 Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежности функционирования ЕЭС России**

Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше на 2023–2028 годы, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности) в ЕЭС

России, предусмотренного программой развития ЕЭС России, надежности функционирования ЕЭС России, приведен в приложении № 3, в том числе:

ОЭС Северо-Запада.

– Подключение ВЛ 330 кВ Мончегорск – Выходной (Л-406) в собственные ячейки на ПС 330 кВ Мончегорск и ПС 330 кВ Выходной – организация второй цепи 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.

ОЭС Центра.

– Строительство ПП 330 кВ Мирный (Суджа) с установкой трех выключателей и строительство двух одноцепных заходов ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Сумы Северная на ПП 330 кВ Мирный (Суджа), и строительство ВЛ 330 кВ Белгород – 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 двух 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.

– Строительство Новой ПС 220/110 кВ с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью не менее 200 МВА каждый и строительство заходов КВЛ 220 кВ Дорохово – Слобода I цепь на Новую ПС 220/110 кВ с образованием ЛЭП 220 кВ Дорохово – Новая ПС и ЛЭП 220 кВ Новая ПС – Слобода для реализации комплексного технического решения по развитию сети и обеспечения технической возможности технологического присоединения новых потребителей.

– Реконструкция ПС 750 кВ Белый Раст с установкой одного ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для повышения надежности электроснабжения потребителей города Москвы и Московской области и снижения уровней напряжения в часы минимальных нагрузок.

– Реконструкция ПС 500 кВ Западная с установкой одного линейного ШР мощностью 180 Мвар в КВЛ 500 кВ Западная – Очаково для повышения надежности электроснабжения потребителей города Москвы и Московской области и снижения уровней напряжения в часы минимальных нагрузок.

#### ОЭС Юга.

– Установка на ПС 500 кВ Тихорецк третьей автотрансформаторной группы 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 167 МВА каждый) для исключения ограничений электроснабжения потребителей энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края.

– Строительство ПС 220 кВ Новая с автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА и строительством 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 автотрансформатора АТ-3 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА для исключения ограничений электроснабжения потребителей энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края.

– 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, Республики Адыгея и Краснодарского края, 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.

#### ОЭС Средней Волги.

– Строительство заходов ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Кубра с отпайкой на ПС Возрождение ориентировочной протяженностью 10,6 км с образованием ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Возрождение и ВЛ 220 кВ Возрождение – Кубра для повышения надежности работы ВЛ напряжением 220 кВ, подверженных гололедообразованию, сокращения недоотпуска электрической энергии потребителям.

#### ОЭС Урала.

– Реконструкция ПС 110 кВ Сатка с переводом на напряжение 220 кВ со строительством РУ 220 кВ и установкой одного автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 200 МВА и строительство ЛЭП 220 кВ Чебаркуль – Сатка ориентировочной протяженностью 110 км для исключения существующих рисков ввода ГАО в Златоустовско-Миасском энергорайоне энергосистемы Челябинской области.

### ОЭС Сибири.

– Строительство ВЛ 500 кВ Курган – Таврическая ориентировочной протяженностью 600 км и ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая ориентировочной протяженностью 770 км, а также реконструкция ПС 1150 кВ Алтай и ПС 500 кВ Таврическая с установкой на каждой подстанции четырех шунтирующих реакторов 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый (4×ШР-180 Мвар) для ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая и ВЛ 500 кВ Курган – 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 (4×ШР-180 Мвар) для ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая и ВЛ 500 кВ Курган – 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 строительство 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.

### ОЭС Востока.

– Строительство ПП 500 кВ Агорта с заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1 с образованием ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1 Амурская – Агорта № 1, заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2 с образованием ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 2 и ВЛ 500 кВ Амурская – Агорта № 2, строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия ориентировочной протяженностью 280 км (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 с установкой одного автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА с резервной фазой 167 МВА и установкой одного ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар со строительством ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 2 км

каждая, реконструкцией ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сквородино со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 2 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручи/т, реконструкцией ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т, реконструкцией ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т и реконструкцией КВЛ 220 кВ Сквородино – Тынды №1 со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,4 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Тынды для увеличения пропускной способности контролируемого сечения «ОЭС – Запад Амурэнерго».

– Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой третьего автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 63 МВА и установкой СКРМ 110 кВ мощностью 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.

– Перефиксация присоединений ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная – Сунтар) и ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар на разные секции шин 220 кВ РУ 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар для исключения ограничений потребителей ПС 220 кВ Сунтар при аварийном отключении 1 С 220 ПС 220 кВ Сунтар во всех режимно-балансовых ситуациях.

## **10.2 Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технологического присоединения объектов по производству электрической энергии к Единой национальной (общероссийской) электрической сети**

Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, необходимых для обеспечения технологического присоединения объектов по производству электрической энергии к Единой национальной (общероссийской) электрической сети, на период 2023–2028 годов приведен в приложении № 4, в том числе:

### ОЭС Центра.

– Реконструкция ВЛ 750 кВ Курская АЭС – Новобрянская для обеспечения возможности сооружения блочной гибкой связи 750 кВ энергоблока №1 Курской АЭС-2 ориентировочной протяженностью 2,17 км, строительство двух одноцепных заходов ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Железногорская в КРУЭ 330 кВ Курской АЭС-2 ориентировочной протяженностью 1 км каждый с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Железногорская и связи 330 кВ между ОРУ 330 кВ Курской АЭС и КРУЭ 330 кВ Курской АЭС-2 (ВЛ 330 кВ ОРУ – КРУЭ №2), строительство двух одноцепных заходов ВЛ 330 кВ 2АТ в КРУЭ 330 кВ Курская АЭС-2 ориентировочной протяженностью 10 км каждый с образованием связи 330 кВ между стороной 330 кВ трансформатора 2АТ и КРУЭ 330 кВ Курской

АЭС-2 (ВЛ 330 кВ 2АТ) и связи 330 кВ между ОРУ 330 кВ 1 очереди Курской АЭС (ячейка 3) и КРУЭ 330 кВ Курской АЭС-2 (ВЛ 330 кВ ОРУ – КРУЭ № 1), реконструкции ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Стройплощадка № 1 с организацией ее перезавода из существующего ОРУ Курской АЭС в КРУЭ 330 кВ Курской АЭС-2 ориентировочной протяженностью 5 км для выдачи мощности энергоблока № 1 Курской АЭС-2.

– Реконструкция ПС 220 кВ Ярцево со строительством ОРУ 500 кВ с установкой двух автотрансформаторов 500/220 кВ мощностью 500 МВА каждый, строительство новых ЛЭП 500 кВ Загорская ГАЭС-2 – Ярцево № 1 и ЛЭП 500 кВ Загорская ГАЭС-2 – Ярцево № 2 ориентировочной протяженностью 30 км, строительство заходов ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС – Трубино на ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Ярцево с образованием двух новых ЛЭП 500 кВ Конаковская ГРЭС – Ярцево и ЛЭП 500 кВ Трубино – Ярцево ориентировочной протяженностью 6 км для выдачи мощности Загорской ГАЭС-2.

– Строительство ПС 220 кВ Заводская с трансформатором Т-2 220/10 кВ мощностью 95 МВА, трансформатором Т-1 220/10 кВ мощностью 16 МВА и трансформатором Т-3 10/10 кВ мощностью 16 МВА для выдачи мощности ТЭС на альтернативном виде топлива (ООО «Альтернативная генерирующая компания-1») в районе города Наро-Фоминска.

– Строительство ПС 220 кВ РП-3 с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью 200 МВА каждый, строительство заходов ВЛ 220 кВ Северная – Металлургическая I, II цепь на ПС 220 кВ РП-3 ориентировочной протяженностью 0,99 км каждый с образованием КВЛ 220 кВ Северная – РП-3 I, II цепь и КВЛ 220 кВ Металлургическая – РП-3 I, II цепь для выдачи мощности Утилизационной ТЭЦ-2.

#### ОЭС Юга.

– Строительство РУ 220 кВ Ольховской ВЭС с двумя трансформаторов 220/35/35 кВ мощностью 160 МВА каждый, строительство одного двухцепного захода ВЛ 220 кВ Петров Вал – Таловка на Ольховскую ВЭС ориентировочной протяженностью 39,8 км для выдачи мощности Ольховской ВЭС.

– Строительство одного двухцепного захода ВЛ 220 кВ Киевская – Чекон на Ударную ТЭС ориентировочной протяженностью 5,06 км и одного двухцепного захода ВЛ 220 кВ Тамань – Славянская на Ударную ТЭС ориентировочной протяженностью 29,4 км для выдачи мощности Ударной ТЭС.

#### ОЭС Средней Волги.

– Строительство РУ 220/35 кВ Гражданской ВЭС с трансформатором 220/35 кВ мощностью 160 МВА и трансформатором 220/35 кВ мощностью 125 МВА и строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Томыловская – Оросительная до РУ 220 кВ Гражданской ВЭС ориентировочной протяженностью 2,7 км для выдачи мощности Гражданской ВЭС.

#### ОЭС Сибири.

– Строительство ВЛ 220 кВ АЭС Брест – ГПП-220 и строительство двухцепного захода ВЛ 220 кВ Восточная - ЭС-2 СХК (Т-202) на РУ 220 кВ АЭС БРЕСТ ориентировочной протяженностью 5 км с образованием ВЛ 220 кВ АЭС БРЕСТ – ЭС-2 СХК и ВЛ 220 кВ АЭС БРЕСТ – Восточная для обеспечения выдачи мощности электростанции и технологического присоединения потребителей АО «СХК».



#### ОЭС Востока.

– Строительство ПП 220 кВ Магистральный с заходами КВЛ 220 кВ Тында – Лопча в ПП 220 кВ Магистральный ориентировочной протяженностью 0,26 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Лопча – Магистральный и КВЛ 220 кВ Магистральный – Тында № 2, строительство заходов существующей КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи в ПП 220 кВ Магистральный ориентировочной протяженностью 0,26 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Магистральный – Хорогочи и КВЛ 220 кВ Магистральный – Тында № 1 и реконструкцией КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 2 со строительством участка до ПП 220 кВ Магистральный ориентировочной протяженностью 0,9 км с образованием ВЛ 220 кВ Магистральный – Сквородино, строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Магистральный № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 191,9 км каждая для выдачи мощности Нерюнгринской ГРЭС.

– Строительство заходов ВЛ 220 кВ Зеленый Угол – Суходол на Артемовскую ТЭЦ-2 ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ-2 – Суходол и ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ-2 – Зеленый Угол. Строительство заходов ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна на ПС 220 кВ Угловая ориентировочной протяженностью 0,2 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Владивосток – Угловая и ВЛ 220 кВ Волна – Угловая, строительство ПС 220 кВ Угловая с автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 250 МВА для выдачи мощности Артемовской ТЭЦ-2.

– Строительство заходов ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Владивостокская ТЭЦ-2 на Артемовскую ТЭЦ-2 ориентировочной протяженностью 1,2 км (2×0,6 км) с образованием ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ-2 – Артемовская ТЭЦ и ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ-2 – Владивостокская ТЭЦ-2.

**10.3 Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, выполнение которых 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**

Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, необходимых 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 2023–2028 годов приведен в приложении № 5, в том числе:

#### 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 Северо-Запад», и других, предусмотрен ввод в эксплуатацию ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 61,3 км, трансформаторной мощности 2131 МВА.

#### ОЭС Центра.

Для обеспечения технологического присоединения новых крупных потребителей ООО «Флагман» (I очередь), ООО «ПРОМСТРОЙ», ООО «Стройсервис», ООО «Евросити», ООО «ГИПЕРГЛО-БУС», ООО «Гранель», ПАО «Машиностроительный завод», ООО «НЛМК-Калуга», АО «Лебединский ГОК», АО «Газпромнефть-МНПЗ», АО «ОЭЗ ТВТ «Дубна», ООО «Тепличный комплекс «Тульский» и других планируется ввод в эксплуатацию ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 206,8 км, трансформаторной мощности 4428 МВА.

#### ОЭС Юга.

Для обеспечения технологического присоединения новых крупных потребителей ООО «Тепличный комплекс «Зеленая линия», АО «Агрокомплекс Сунжа», АО «Новошахтинский завод нефтепродуктов», индустриальный парк «Бахчисарай», ООО «Новоросметалл» и других планируется ввод в эксплуатацию ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 131,6 км, трансформаторной мощности 2019 МВА.

#### ОЭС Средней Волги.

Для обеспечения технологического присоединения новых крупных потребителей АО «ВМЗ», ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез», АО «МЗ Балаково» и ООО «ИнфоТех Балаково» планируется ввод в эксплуатацию ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 75,3 км, трансформаторной мощности 1112 МВА.

#### ОЭС Урала.

Для обеспечения технологического присоединения новых крупных потребителей ПАО «НК «Роснефть», АО «Тюменнефтегаз», ООО «Муллит», ОАО «РЖД», ПАО «ММК», АО «НК «Конданефть» и других планируется ввод в эксплуатацию ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 709,4 км, трансформаторной мощности 1457,6 МВА, средств компенсации реактивной мощности 205 Мвар.

#### ОЭС Сибири.

Для обеспечения технологического присоединения новых крупных потребителей ОАО «РЖД», ООО «Тепличный комплекс «Гусиноозерский», ООО «Горно-рудная компания «Амикан», ПАО «Газпром», АО «Тонода», ООО «Полнос сухой лог», ЗАО «Богучанский алюминиевый завод», ПАО «Высочайший», ООО «Группа «Магнезит», ЗАО «ГринФилд», ООО «Нэолайн», ООО «Голевская горнорудная компания» и других планируется ввод в эксплуатацию ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 4401,2 км, трансформаторной мощности 9549,0 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 Кoryто требуется реализация ряда основных мероприятий по развитию электрических сетей 500 кВ:

– реконструкция ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 2 с переводом на напряжение 500 кВ;

- строительство ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3 ориентировочной протяженностью 295,7 км;
- реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой второго автотрансформатора 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый);
- 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 и установкой автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА с резервной фазой 167 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА с резервной фазой мощностью 167 МВА);
- строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо ориентировочной протяженностью 235,8 км.

#### ОЭС Востока.

Для обеспечения технологического присоединения новых крупных потребителей ОАО «РЖД», ООО «Приморский металлургический завод», ООО «Амурский газохимический комплекс», ООО «Амур Минералс», ООО «АнтрацитИнвестПроект», ЗАО «Находкинский завод минеральных удобрений», ООО «Газпром добыча Ноябрьск», ПАО «Транснефть» и других планируется ввод в эксплуатацию ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 3548,1 км, трансформаторной мощности 5930,0 МВА.

С целью покрытия перспективных нагрузок энергосистемы Приморского края требуется увеличение пропускной способности контролируемого сечения «ПримГРЭС – Юг» путем строительства ПС 500 кВ Варяг с автотрансформаторной группой 500/220 кВ мощностью 3×167 МВА с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар, ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг ориентировочной протяженностью 475,2 км и двух одноцепных заходов ВЛ 500 кВ Владивосток – Лозовая на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 4 км с образованием ВЛ 500 кВ Владивосток – Варяг и ВЛ 500 кВ Варяг – Лозовая.

Перечень реализуемых и перспективных проектов по реновации объектов электросетевого хозяйства Единой национальной (общероссийской) электрической сети на период 2023–2028 годов приведен в приложении № 6.

## **11 Информация о развитии устройств и комплексов релейной защиты и автоматики**

В таблице 38 представлен перечень мероприятий по установке (модернизации) устройств и комплексов релейной защиты и автоматики на объектах 220 кВ и выше.

Таблица 38 – Перечень мероприятий по установке (модернизации) устройств и комплексов релейной защиты и автоматики на объектах 220 кВ и выше

№ п/п	Наименование энергосистемы (субъект РФ)	Наименование проекта	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта
1	Энергосистема Архангельской области и Ненецкого АО (Архангельская область)	Создание на ПС 220 кВ Коноша УПАСК (ПРД) ВЛ 220 кВ Коноша – Вельск	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Энергосистема Архангельской области и Ненецкого АО (Архангельская область)	Создание на ПС 220 кВ Вельск УПАСК (ПРМ) ВЛ 220 кВ Коноша – Вельск	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Энергосистема Мурманской области (Мурманская область)	Создание на ПС 330 кВ Титан: – устройства АОПО ВЛ 150 кВ Титан – Главная № 1 (Л-207); – устройства АОПО ВЛ 150 кВ Титан – Главная № 2 (Л-208)	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Энергосистема Республики Коми (Республика Коми)	Создание на ПС 220 кВ Зеленоборск: – устройства АОПО АТ-1; – устройства АОПО АТ-2	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Энергосистема Белгородской области	Создание на ПС 330 кВ Белгород противоаварийной автоматики (АПНУ)	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Энергосистема Вологодской области	Создание устройств ПА на ПС 220 кВ Октябрьская: – установка АОПО ВЛ 110 кВ Октябрьская – Бабаево с отпайкой на ПС Заполье (ВЛ 110 кВ Бабаево 1); – установка АОПО ВЛ 110 кВ Октябрьская – Уйта (Тяговая) (ВЛ 110 кВ Уйта 1) с действием на ОН	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Энергосистема Калужской области	Создание на ПС 220 кВ Созвездие устройств АОПО: – АОПО КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками; – АОПО ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново; – АОПО КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками с действием на ОН	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	Республики Адыгея и Краснодарского края	Создание на ПС 220 кВ Витаминкомбинат устройств АОПО КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Западная 2 I цепь с отпайкой на ПС Военгородок, устройств АОПО КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Западная 2 II цепь с отпайками с действием на ОН ПС 110 кВ Западная-2, ПС 110 кВ Военгородок	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
9	Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края	Создание на ПС 330 кВ Армавир устройств АОПО АТ-1, АТ-2, АТ-5 с действием на деление сети и ОН	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
10	Республики Крым и г. Севастополя	Создание на ПС 330 кВ Севастополь устройств РЗ (основной защиты): – ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-12 с отпайкой на ПС-2	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
11	Энергосистема Иркутской области (Иркутская область)	Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь, ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь с действием на ОН	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
12	Энергосистема Иркутской области (Иркутская область)	Создание на ПС 220 кВ Киренга устройств АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан и ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма с действием на ОН	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
13	Энергосистема Кемеровской области (Кемеровская область – Кузбасс)	Создание на ПС 500 кВ Ново-Анжерская устройств АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка, ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками с действием на ОН	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
14	Энергосистема Кемеровской области (Кемеровская область – Кузбасс)	Создание на ПС 220 кВ Краснополянская устройств АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Контрольный с отпайками, ВЛ 110 кВ Краснополянская – Непрерывка с отпайками с действием на ОН	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
15	Энергосистема Республики Алтай и	Создание на ПС 220 кВ Бийская устройств АОПО ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная I цепь с отпайкой на ПС Угреньвская	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

№ п/п	Наименование энергосистемы (субъект РФ)	Наименование проекта	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта
	Алтайского края (Алтайский край)	(ВЛ БЗ-165), ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная II цепь с отпайкой на ПС Угреньевская (ВЛ БЗ-166) с действием на ОН										
16	Энергосистема Амурской области	Модернизация ЛАПНУ Зейской ГЭС	–	х	х	–	–	–	–	–	х	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «АнтрацитИнвестПроект», ООО «Рудник Таборный», ООО «Удоканская медь», ООО «УК ТОР «Южная Якутия»)
17	Энергосистема Амурской области	Модернизация УТМ на ПС 220 кВ Призейская, ПС 220 кВ Магдагачи, Зейской ГЭС	–	х	х	–	–	–	–	–	х	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «АнтрацитИнвестПроект», ООО «Рудник Таборный», ООО «Удоканская медь», ООО «УК ТОР «Южная Якутия»)
18	Энергосистема Амурской области	Создание на ПС 220 кВ Сковородино и ПС 220 кВ Тында устройств УТМ	–	х	х	–	–	–	–	–	х	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «АнтрацитИнвестПроект», ООО «Рудник Таборный», ООО «Удоканская медь», ООО «УК ТОР «Южная Якутия»)
19	Энергосистема Амурской области	Создание на ПС 220 кВ Гонжа/т: – ФОЛ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т; – ФОЛ ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сковородино с отпайкой на ПС Талдан/т. Создание на ПС 220 кВ Ульручьи/т: – ФОЛ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручьи/т с отпайкой на ПС Талдан/т; – ФОЛ ВЛ 220 кВ Ульручьи/т – Сковородино. Создание на ПС 220 кВ Сулус/т: – ФОЛ ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи; – ФОЛ ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т. Создание на ПС 220 кВ Тунгала: – ФОЛ ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала; – ФОЛ ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала. Создание на ПС 220 кВ Магдагачи: – ФОСШ 1С 220 кВ; – ФОСШ 2С 220 кВ. Создание на ПС 220 кВ Призейская: – ФОСШ 1С 220 кВ. Создание на ПС 220 кВ Сковородино: – ФОСШ 1С 220 кВ; – ФОСШ 2С 220 кВ. Создание на ПС 220 кВ Тында: – ФОСШ 1С 220 кВ; – ФОСШ 2С 220 кВ	–	х	х	–	–	–	–	–	х	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «АнтрацитИнвестПроект», ООО «Рудник Таборный», ООО «Удоканская медь», ООО «УК ТОР «Южная Якутия»)
20	Энергосистема Амурской области	Создание на ПС 220 кВ Сковородино: – ФОЛ ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сковородино с отпайкой на ПС Талдан/т; – ФОЛ ВЛ 220 кВ Ульручьи/т – Сковородино; – ФОЛ КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 1; – ФОЛ КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 2. Создание на ПС 220 кВ Магдагачи: – ФОЛ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т;	–	х	х	–	–	–	–	–	х	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «АнтрацитИнвестПроект», ООО «Рудник Таборный», ООО «Удоканская медь», ООО «УК ТОР «Южная Якутия»)

№ п/п	Наименование энергосистемы (субъект РФ)	Наименование проекта	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта
		– ФОЛ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручы/т с отпайкой на ПС Талдан/т; – ФОЛ ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи. Создание на ПС 220 кВ Ключевая: – ФОЛ ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т. Создание на ПС 220 кВ Февральская: – ФОЛ ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала. Создание на ПС 220 кВ Призейская: – ФОЛ ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала. Создание на ПС 220 кВ Тында: – ФОЛ КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун; – ФОЛ КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 1; – ФОЛ КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 2; – ФОЛ КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында; – ФОЛ КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный. Создание на ПС 220 кВ Дипкун: – ФОЛ КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун; – ФОЛ ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул. Создание на ПС 220 кВ Тутаул: – ФОЛ ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул; – ФОЛ ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул. Создание на ПС 220 кВ Призейская: – ФОЛ ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул										
21	Энергосистема Амурской области	Создание на ПС 220 кВ Ключевая: – ПРМ/ПРД ВЧ ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т. Создание на ПС 220 кВ Сулус/т: – ПРМ/ПРД ВЧ ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т; – ПРМ/ПРД ВЧ ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи. Создание на ПС 220 кВ Магдагачи: – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т; – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручы/т с отпайкой на ПС Талдан/т; – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи. Создание на ПС 220 кВ Гонжа/т: – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т; – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сковородино с отпайкой на ПС Талдан/т. Создание на ПС 220 кВ Ульручы/т: – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручы/т с отпайкой на ПС Талдан/т; – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Ульручы/т – Сковородино. Создание на Зейской ГЭС: – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская. Создание на ПС 220 кВ Призейская: – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул. Создание на ПС 220 кВ Сковородино: – ПРД/ПРМ ВЧ КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 2; – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сковородино с отпайкой на ПС Талдан/т; – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Ульручы/т – Сковородино. Создание на ПС 220 кВ Тунгала: – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала; – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала. Создание на ПС 220 кВ Тында: – ПРД/ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 2;	–	х	х	–	–	–	–	–	х	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «АнтрацитИнвестПроект», ООО «Рудник Таборный», ООО «Удоканская медь», ООО «УК ТОР «Южная Якутия»)

№ п/п	Наименование энергосистемы (субъект РФ)	Наименование проекта	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта
		– ПРД/ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун; – ПРД/ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи; – ПРД/ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Тында – Лопча. Создание на ПС 220 кВ Нагорный: – ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный; – ПРД ВОЛС КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный. Создание на ПС 220 кВ Февральская: – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала. Создание на ПС 220 кВ Дипкун: – ПРД/ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул. Создание на ПС 220 кВ Тутаул: – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул; – ПРД/ПРМ ВОЛС Призейская – Тутаул. Создание на ПС 220 кВ Хорогочи: – ПРД/ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Хорогочи – Лопча. Создание на ПС 220 кВ Лопча: – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Хорогочи – Лопча; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Лопча – Юктали; – ПРД/ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Тында – Лопча; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Хани – Лопча. Создание на ПС 220 кВ Юктали: – ПРД/ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Лопча – Юктали; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС Олекма. Создание на ПС 220 кВ Хани: – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС Олекма; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Хани – Лопча; – ПРД/ ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Хани – Чара I цепь; – ПРД/ ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Хани – Чара II цепь. Создание на ПС 220 кВ Чара: – ПРД/ ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Хани – Чара I цепь; – ПРД/ ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Хани – Чара II цепь										
22	Энергосистема Республики Саха (Якутия)	Создание на ПС 220 кВ ГПП-6 устройства АОСН	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23	Энергосистема Республики Саха (Якутия)	Создание на ПС 220 кВ Олекминск: – АРПМ ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1, 2 с отпайкой на ПС НПС-14	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
24	Энергосистема Республики Саха (Якутия)	Создание на ПС 220 кВ Олекминск: – АРПМ ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13; – АРПМ ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25	Энергосистема Республики Саха (Якутия)	Создание ЛАПНУ на ПС 220 кВ Районная	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26	Энергосистема Республики Саха (Якутия)	Создание на ПС 220 кВ Сунтар: – ФОЛ ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная – Сунтар); – ФОЛ ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
27	Энергосистема Республики Саха (Якутия)	Создание на ПС 220 кВ КС-1: – ФОЛ ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13; – ФОЛ ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-12	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
28	Энергосистема Республики Саха (Якутия)	Создание на ПС 220 кВ Районная: – ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – Районная № 1; – ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – Районная № 2; – ФОЛ ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная – Сунтар)	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений





№ п/п	Наименование энергосистемы (субъект РФ)	Наименование проекта	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта
45	Энергосистема Республики Саха (Якутия)	Создание на ПС 220 кВ Айхал УОН	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
46	Энергосистема Республики Саха (Якутия)	Создание на ПС 220 кВ ГПП-6 УОН	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
47	Энергосистема Приморского края	Создание на ПС 220 кВ Уссурийск-2 устройств АОПО АТ-1, АТ-2, АТ-3 с действием на ОН	–	х	х	–	–	–	–	–	х	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «ДНС СИТИ»)
48	Энергосистема Приморского края	Создание на ПС 220 кВ Уссурийск-2 устройства АОПО ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т с действием на ОН	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
49	Энергосистема Приморского края	Создание на Артемовской ТЭЦ устройства АОПО ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1 с действием на ОН	–	х	х	–	–	–	–	–	х	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», АО «Торговый порт Посьет», ООО «Ритейл парк», АО «Солнечная долина Владивостока», АО «Корпорация развития Дальнего Востока», ООО «Управляющая компания Промышленного парка «Большой камень», ООО «Строй ДВ», ООО «Морской порт в бухте Троицы», ООО «ДНС СИТИ»)
50	Энергосистема Приморского края	Создание на Артемовской ТЭЦ устройства АОПО ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 2 с действием на ОН	–	х	х	–	–	–	–	–	х	
51	Энергосистема Приморского края	Создание на ПС 110 кВ Западная устройства АОПО ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная с действием на деление	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

## **12 Оценка прогнозных объемов капитальных вложений в сооружение генерирующих мощностей, объектов электросетевого хозяйства, номинальный класс напряжения которых составляет 220 кВ и выше**

### **12.1 Прогнозные объемы инвестиций в развитие синхронных зон ЕЭС России в прогнозных ценах**

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 синхронным зонам, представлена в прогнозных ценах соответствующих лет с учетом НДС (20 %).

Оценка потребности в инвестиционных ресурсах выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России:

- на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов (опубликован 28.09.2022 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);
- на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

Оценка потребности в инвестиционных ресурсах на развитие генерирующих мощностей выполнена на основании анализа утвержденных инвестиционных программ генерирующих компаний и их итоговых проектов, 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 и их итоговых проектов, а также на основании расчетов, выполненных по УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [1]).

Прогноз потребности в инвестиционных ресурсах на развитие генерирующих мощностей по синхронным зонам, в том числе по типам электростанций, а также на развитие электрических сетей напряжением 220 кВ и выше в целом по ЕЭС России в период 2022–2028 годов представлен в таблице 39.

Таблица 39 – Прогноз потребности в инвестиционных ресурсах на развитие генерирующих мощностей по синхронным зонам, в том числе по типам электростанций, а также на развитие электрических сетей напряжением 220 кВ и выше в целом по ЕЭС России в период 2023–2028 годов

Наименование	Тип станции	Инвестиции за период 2023–2028 годов, млн руб. (в прогнозных ценах соответствующих лет с НДС)
1–я синхронная зона ЕЭС России	Все типы	1542607,39
	АЭС	343428,59
	ГЭС и ГАЭС	141923,31
	ТЭС	828481,91
	ВЭС и СЭС	228773,58
2–я синхронная зона ЕЭС России	Все типы	417443,86
	АЭС	–
	ГЭС и ГАЭС	–
	ТЭС	417443,86
	ВЭС и СЭС	–
Итого по ЕЭС России	Все типы	1960051,25
	АЭС	343428,59
	ГЭС и ГАЭС	141923,31
	ТЭС	1245925,77
	ВЭС и СЭС	228773,58
Электрические сети 220 кВ и выше	–	440459,35
Всего с учетом электрических сетей 220 кВ и выше	–	2400510,60

Потребность в инвестиционных ресурсах на развитие генерирующих мощностей и электрических сетей напряжением 220 кВ и выше в период 2023–2028 годов прогнозируется в размере 2400510,60 млн руб. с НДС, в том числе:

- на развитие генерирующих мощностей – 1960051,25 млн руб. с НДС;
- на развитие электрических сетей напряжением 220 кВ и выше – 440459,35 млн руб. с НДС.

## 12.2 Сводные показатели по прогнозным капитальным вложениям в объекты электросетевого хозяйства по классам напряжения 220 кВ и выше в прогнозных ценах

Прогноз потребности в инвестиционных ресурсах на развитие электрических сетей напряжением 220 кВ и выше по синхронным зонам, в том числе по классам напряжения, в период 2023–2028 годов представлен в таблице 40.

Таблица 40 – Прогноз потребности в инвестиционных ресурсах на развитие электрических сетей напряжением 220 кВ и выше по синхронным зонам, в том числе по классам напряжения, в период 2023–2028 годов

Наименование	Класс напряжения	Инвестиции за период 2023–2028 годов, млн руб. (в прогнозных ценах соответствующих лет с НДС)
1–я синхронная зона ЕЭС России	Все классы	356696,20
	1150 кВ	2600,06
	500 кВ	209472,36
	330 кВ	17477,10
	220 кВ	127146,68
2–я синхронная зона ЕЭС России	Все классы	83763,15
	500 кВ	75675,64
	220 кВ	8087,51
Итого по ЕЭС России	Все классы	440459,35
	1150 кВ	2600,06
	500 кВ	285148,00
	330 кВ	17477,10
	220 кВ	135234,19

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию ЕЭС России, включая предложения по развитию Единой национальной электрической сети напряжением 220 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России в долгосрочной перспективе, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе были решены следующие задачи:

- выполнен прогноз требуемого прироста генерирующих мощностей для удовлетворения потребности в электрической энергии, динамики развития существующих и планируемых к строительству генерирующих мощностей, потребности в топливе организаций электроэнергетики, потребности в инвестиционных ресурсах;

- сформированы перспективные балансы электрической энергии и мощности, перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше.

Прогноз потребления электрической энергии по синхронным зонам ЕЭС России на 2023–2028 годы сформирован на основе базового варианта «Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на период 2024 и 2025 годов», разработанного Министерством экономического развития Российской Федерации (сентябрь 2022 года) с учетом внутренних и внешних тенденций предстоящего экономического развития.

Потребление электрической энергии по ЕЭС России оценивается к концу прогнозного периода в размере 1233135 млн кВт·ч, при среднегодовом темпе прироста потребления электрической энергии 1,77 %.

Максимальное потребление мощности ЕЭС России в 2023 году составит 166846 МВт. К 2028 году максимальное потребление мощности прогнозируется на уровне 178696 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста максимума потребления мощности 1,46 %.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России в 2023–2028 годах составляют 5198,7 МВт, в том числе: на АЭС – 1000,0 МВт, на ТЭС – 4198,7 МВт.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 15289,6 МВт, в том числе: на АЭС – 2700,0 МВт, на ГЭС – 268,4 МВт, на ГАЭС – 840,0 МВт, на ТЭС – 7613,9 МВт и на ВЭС, СЭС – 3867,2 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей (с учетом вводов мощности и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации генерирующего оборудования) установленная мощность электростанций ЕЭС России в 2023–2028 годы возрастет по сравнению с 2021 годом на 12707,9 МВт (5,1 %) и составит 259299,9 МВт, в том числе: АЭС – 31243,0 МВт, ГЭС – 49404,5 МВт, ГАЭС – 2180,0 МВт, ТЭС – 168191,4 МВт, ВИЭ – 8281,0 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей ЕЭС не претерпит существенных изменений.

Для обеспечения балансов мощности может участвовать мощность электростанций ЕЭС России в объеме 226571,1 МВт в 2023 году и 234109,5 МВт в 2028 году, что превышает потребность в мощности на 50825–56235,1 МВт.

В территориальном разрезе существуют территории ЕЭС России, на которых технологически необходимо сооружение генерирующих объектов, отсутствующих в планах каких-либо собственников, а также сохраняются проблемные энергоузлы (энергорайоны), для обеспечения надежного электроснабжения потребителей, в которых требуется реализация мер по строительству генерирующих объектов, приводимых в схеме и программе ЕЭС России.

Производство электрической энергии электростанциями ЕЭС России относительно фактической величины 2021 года (1114548 млн кВт·ч) возрастет на 126864 млн кВт·ч (до 1241412 млн кВт·ч) в 2028 году.

При прогнозируемых уровнях потребления электрической энергии потребность в органическом топливе тепловых электростанций ЕЭС России возрастет с 301,2 млн т у.т. в 2023 году до 328,6 млн т у.т. в 2028 году. Структура топлива на прогнозируемый период 2023–2028 годы не меняется, основную его долю составляет газ (70,3–71,7 %). Удельный расход топлива на отпущенную электрическую энергию в 2023 году составит 308 г/кВт·ч, в 2028 году – 306,5 г/кВт·ч.

Потребность в инвестиционных ресурсах на развитие генерирующих мощностей и электрических сетей напряжением 220 кВ и выше в период 2023–2028 годов прогнозируется в размере 2400510,60 млн руб. с НДС, в том числе: на развитие генерирующих мощностей – 1960051,25 млн руб. с НДС, на развитие электрических сетей напряжением 220 кВ и выше – 440459,35 млн руб. с НДС.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).



Балансовые показатели по синхронным зонам, территориальным энергосистемам, входящим в ЕЭС России

Наименование	Показатель	Единица измерения	Факт	Прогноз					
			2021 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
ЕЭС России	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1090437,0	1124164,0	1176368,0	1196923,0	1215307,0	1224955,0	1233135,0
	Максимум потребления мощности	МВт	161418,0	166846,0	172773,0	175355,0	177100,0	178131,0	178696,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	246590,9	249788,4	251301,8	254051,8	256239,9	258516,5	259299,9
1-я синхронная зона ЕЭС России	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1047583,4	1077594,0	1122699,0	1141015,0	1157063,0	1165588,0	1173120,0
	Максимум потребления мощности	МВт	154152,0	159238,0	164126,0	166252,0	167923,0	168831,0	169353,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	235324,8	238542,6	239983,9	242289,9	244140,3	246520,1	246753,5
Архангельская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	7463,4	7301,0	7383,0	7397,0	7420,0	7440,0	7463,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1219,0	1164,0	1169,0	1175,0	1176,0	1177,0	1177,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	1605,0	1600,1	1570,1	1593,5	1593,5	1593,5	1593,5
Калининградская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	4685,5	4822,0	5002,0	5150,0	5222,0	5262,0	5303,0
	Максимум потребления мощности	МВт	810,0	841,0	849,0	852,0	857,0	859,0	862,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	1918,7	1919,3	1919,3	1919,3	1919,3	1919,3	1919,3
Республика Карелия	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8301,9	8417,0	8554,0	8571,0	8676,0	8776,0	8818,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1250,0	1260,0	1272,0	1276,0	1290,0	1305,0	1308,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	1097,3	1152,8	1152,8	1152,8	1152,8	1152,8	1152,8
Республика Коми	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8949,2	9101,0	9266,0	9294,0	9317,0	9315,0	9335,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1270,0	1363,0	1377,0	1382,0	1385,0	1384,0	1384,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	2503,9	2557,3	2551,3	2551,3	2551,3	2551,3	2551,3
Мурманская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	11973,4	12228,0	12611,0	13158,0	13761,0	13811,0	13855,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1874,0	1890,0	1903,0	1987,0	2063,0	2063,0	2064,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	3619,0	3829,4	3853,9	3853,9	3853,9	3853,9	3853,9
г. Санкт-Петербург	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	25734,2	26281,0	27324,0	27757,0	28150,0	28298,0	28513,0
	Максимум потребления мощности	МВт	4459,0	4594,0	4661,0	4692,0	4728,0	4753,0	4784,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	4577,8	4583,3	4581,3	4581,3	4581,3	4581,3	4581,3

Наименование	Показатель	Единица измерения	Факт	Прогноз					
			2021 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Ленинградская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	23461,0	23495,0	25951,0	27135,0	28114,0	28110,0	28305,0
	Максимум потребления мощности	МВт	3784,0	3960,0	4292,0	4312,0	4286,0	4297,0	4306,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	8562,2	8640,0	8640,0	8650,0	8655,0	8655,0	8655,0
Новгородская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	4639,7	4701,0	4922,0	4973,0	4986,0	4997,0	5021,0
	Максимум потребления мощности	МВт	728,0	739,0	765,0	771,0	773,0	775,0	777,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	428,5	428,5	428,5	428,5	417,5	417,5	417,5
Псковская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	2342,9	2443,0	2530,0	2557,0	2581,0	2590,0	2606,0
	Максимум потребления мощности	МВт	433,0	444,0	453,0	457,0	459,0	461,0	463,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	445,7	445,7	445,7	445,7	445,7	445,7	445,7
Белгородская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	16335,2	16147,0	16623,0	16802,0	16993,0	17059,0	17163,0
	Максимум потребления мощности	МВт	2353,0	2290,0	2348,0	2408,0	2463,0	2472,0	2481,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	229,2	231,2	231,2	231,2	231,2	231,2	231,2
Брянская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	4329,3	4403,0	4423,0	4448,0	4457,0	4487,0	4507,0
	Максимум потребления мощности	МВт	747,0	758,0	760,0	766,0	767,0	772,0	774,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3
Владимирская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	7219,5	7298,0	7358,0	7366,0	7382,0	7397,0	7429,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1235,0	1237,0	1244,0	1245,0	1248,0	1250,0	1251,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	602,0	602,0	602,0	602,0	602,0	602,0	602,0
Вологодская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	14763,4	14377,0	14363,0	14437,0	14629,0	14829,0	14885,0
	Максимум потребления мощности	МВт	2166,0	2071,0	2059,0	2071,0	2100,0	2127,0	2128,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	1411,0	1414,0	1414,0	1414,0	1414,0	1414,0	1414,0
Воронежская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	12591,8	12776,0	13057,0	13312,0	13484,0	13422,0	13617,0
	Максимум потребления мощности	МВт	2001,5	2050,0	2098,0	2108,0	2119,0	2126,0	2131,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	4283,6	4193,6	4193,6	4195,6	4195,6	4195,6	4195,6
Ивановская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	3579,8	3552,0	3659,0	3679,0	3712,0	3743,0	3755,0
	Максимум потребления мощности	МВт	637,0	633,0	645,0	651,0	652,0	652,0	653,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	922,0	872,0	1197,0	1197,0	1197,0	1197,0	1197,0

Наименование	Показатель	Единица измерения	Факт	Прогноз					
			2021 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Калужская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	7492,1	7565,0	7847,0	7981,0	8831,0	9196,0	9390,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1270,0	1291,0	1312,0	1332,0	1460,0	1462,0	1479,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	142,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0
Костромская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	3699,2	3652,0	3674,0	3679,0	3684,0	3685,0	3696,0
	Максимум потребления мощности	МВт	635,0	625,0	626,0	626,0	627,0	627,0	627,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	3845,8	3905,8	3935,8	3995,8	4025,8	4065,8	4065,8
Курская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8960,6	8587,0	8762,0	9273,0	9787,0	10037,0	10416,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1245,0	1239,0	1291,0	1480,0	1523,0	1577,0	1580,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	3270,7	3270,7	2270,7	3470,7	3470,7	4670,7	4670,7
Липецкая область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	13868,1	13804,0	14086,0	14161,0	14241,0	14257,0	14305,0
	Максимум потребления мощности	МВт	2161,5	2132,0	2176,0	2179,0	2182,0	2183,0	2185,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	1132,6	1432,6	1432,6	1432,6	1432,6	1432,6	1432,6
г. Москва	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	54951,9	55844,0	57000,0	57833,0	58238,0	58550,0	59033,0
	Максимум потребления мощности	МВт	9621,0	9578,0	9682,0	9835,0	9869,0	9970,0	9980,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	10758,1	10623,5	10633,5	10640,5	10640,5	10678,5	10678,5
Московская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	60533,0	61204,0	63771,0	64003,0	64246,0	64479,0	64972,0
	Максимум потребления мощности	МВт	9867,0	9563,0	9709,0	9753,0	9770,0	9797,0	9849,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	5189,6	5764,6	6614,6	6537,6	6537,6	6537,6	7434,0
Орловская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	2832,0	2919,0	2968,0	2977,0	2987,0	2997,0	3015,0
	Максимум потребления мощности	МВт	473,0	488,0	494,0	497,0	499,0	500,0	502,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	393,3	381,3	381,3	381,3	381,3	381,3	381,3
Рязанская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	6849,0	6995,0	7106,0	7167,0	7229,0	7276,0	7338,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1051,0	1093,0	1107,0	1117,0	1124,0	1131,0	1137,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	3719,1	3699,7	3699,7	3699,7	3699,7	3699,7	3699,7
Смоленская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	6661,5	6567,0	6591,0	6443,0	6694,0	6620,0	6100,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1060,0	1077,0	1089,0	1091,0	1095,0	1103,0	1111,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	3995,0	3995,0	4015,0	4036,0	4036,0	4036,0	4036,0

Наименование	Показатель	Единица измерения	Факт	Прогноз					
			2021 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Тамбовская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	3536,5	3500,0	3542,0	3649,0	3743,0	3753,0	3769,0
	Максимум потребления мощности	МВт	627,0	596,0	623,0	626,0	627,0	629,0	630,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	283,0	315,0	315,0	335,0	335,0	486,2	486,2
Тверская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8761,8	9109,0	9115,0	9141,0	9136,0	9204,0	9242,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1396,0	1445,0	1449,0	1454,0	1459,0	1467,0	1469,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	6797,6	6797,6	6797,6	6797,6	6797,6	6797,6	6797,6
Тульская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	10798,7	11138,0	11789,0	11968,0	12058,0	12091,0	12128,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1679,5	1754,0	1845,0	1859,0	1866,0	1872,0	1873,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	1614,3	1598,2	1598,2	1598,2	1598,2	1598,2	1598,2
Ярославская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8568,1	8578,0	8693,0	8701,0	8723,0	8747,0	8793,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1458,6	1430,0	1445,0	1449,0	1452,0	1456,0	1460,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	1587,0	1574,7	1574,7	1574,7	1584,7	1584,7	1584,7
Республика Марий Эл	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	2768,0	2747,0	2769,0	2773,0	2784,0	2795,0	2814,0
	Максимум потребления мощности	МВт	489,0	488,0	490,0	492,0	494,0	496,0	498,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	252,5	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0
Республика Мордовия	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	3421,4	3515,0	3567,0	3569,0	3577,0	3584,0	3602,0
	Максимум потребления мощности	МВт	530,0	560,0	563,0	565,0	566,0	567,0	569,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	388,0	388,0	388,0	388,0	388,0	388,0	388,0
Нижегородская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	20791,8	20675,0	20995,0	21650,0	22681,0	23062,0	23173,0
	Максимум потребления мощности	МВт	3364,0	3301,0	3321,0	3399,0	3529,0	3562,0	3570,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	2739,6	2740,6	2748,1	2755,6	2763,1	2770,6	2778,1
Пензенская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	4852,7	4938,0	5057,0	5112,0	5289,0	5336,0	5390,0
	Максимум потребления мощности	МВт	824,0	843,0	851,0	860,0	891,0	899,0	906,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	374,0	376,0	376,0	376,0	376,0	376,0	376,0
Самарская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	23642,9	23100,0	23918,0	24649,0	25415,0	25660,0	25757,0
	Максимум потребления мощности	МВт	3632,0	3583,0	3708,0	3830,0	3903,0	3938,0	3942,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	5838,3	5809,1	6045,7	6060,6	6060,6	6060,6	6060,6

Наименование	Показатель	Единица измерения	Факт	Прогноз					
			2021 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Саратовская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	13162,2	13108,0	14007,0	14441,0	15091,0	15881,0	16061,0
	Максимум потребления мощности	МВт	2049,0	2079,0	2202,0	2251,0	2402,0	2422,0	2430,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	6573,0	6803,9	6803,9	6833,9	6875,9	6875,9	6890,9
Республика Татарстан	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	31877,5	33614,0	34537,0	35001,0	35568,0	35998,0	36164,0
	Максимум потребления мощности	МВт	4767,0	5003,0	5098,0	5187,0	5252,0	5315,0	5326,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	8101,6	7839,1	7910,4	7932,4	8782,4	8782,4	8782,4
Ульяновская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	5627,8	5562,0	5713,0	5770,0	5834,0	5865,0	5900,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1004,0	957,0	968,0	976,0	984,0	989,0	992,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	1029,9	1029,9	1029,9	1029,9	1039,9	1039,9	1039,9
Чувашская Республика	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	5286,5	5416,0	5550,0	5558,0	5569,0	5574,0	5595,0
	Максимум потребления мощности	МВт	899,0	914,0	929,0	930,0	932,0	933,0	934,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	2181,0	2181,0	2181,0	2181,0	2131,0	2131,0	2131,0
Астраханская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	4230,8	4206,0	4325,0	4358,0	4424,0	4474,0	4494,0
	Максимум потребления мощности	МВт	722,0	713,0	731,0	745,0	746,0	748,0	749,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	1369,2	1429,2	1429,2	1429,2	1649,7	1753,2	1753,2
Волгоградская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	16560,4	16624,0	17016,0	17225,0	17855,0	18727,0	19175,0
	Максимум потребления мощности	МВт	2505,0	2598,0	2664,0	2688,0	2915,0	2919,0	2923,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	4258,0	4628,8	4645,6	5109,1	5362,6	5722,6	5722,6
Республика Дагестан	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	7708,4	8514,0	8689,0	8879,0	9071,0	9264,0	9461,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1435,0	1583,0	1611,0	1649,0	1683,0	1718,0	1749,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	1905,1	2020,1	2080,1	2260,1	2464,6	2493,6	2547,4
Республика Ингушетия	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	878,5	988,0	1065,0	1079,0	1089,0	1099,0	1112,0
	Максимум потребления мощности	МВт	156,7	185,0	186,0	188,0	190,0	191,0	193,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Кабардино-Балкарской Республика	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1775,0	1897,0	2002,0	2016,0	2041,0	2051,0	2067,0
	Максимум потребления мощности	МВт	292,0	324,0	328,0	333,0	339,0	341,0	343,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	220,1	220,1	243,5	243,5	243,5	266,7	266,7

Наименование	Показатель	Единица измерения	Факт	Прогноз					
			2021 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Республика Калмыкия	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	853,7	870,0	872,0	870,0	870,0	870,0	872,0
	Максимум потребления мощности	МВт	143,0	149,0	149,0	149,0	149,0	149,0	149,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	433,5	531,1	591,1	591,1	591,1	591,1	591,1
Карачаево-Черкесская Республика	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1432,2	1550,0	1624,0	1662,0	1679,0	1697,0	1720,0
	Максимум потребления мощности	МВт	240,0	262,0	265,0	267,0	270,0	273,0	277,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	358,8	408,6	408,6	432,3	432,3	432,3	432,3
Республика Адыгея	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1625,0	1709,0	1798,0	1839,0	1853,0	1866,0	1881,0
	Максимум потребления мощности	МВт	268,0	282,0	294,0	297,0	304,0	306,0	308,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	180,7	180,7	180,7	180,7	180,7	180,7	180,7
Краснодарский край	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	28335,8	29804,0	31341,0	32635,0	33804,0	34375,0	34674,0
	Максимум потребления мощности	МВт	5325,0	4602,0	4743,0	4941,0	5079,0	5147,0	5177,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	2475,4	3190,7	3200,7	3200,7	3200,7	3200,7	3200,7
Ростовская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	19883,3	20064,0	20309,0	20485,0	20654,0	20796,0	20943,0
	Максимум потребления мощности	МВт	3308,0	3251,0	3269,0	3283,0	3303,0	3310,0	3319,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	7834,9	7834,9	7992,4	7992,4	7994,9	7943,9	7943,9
Республика Северная Осетия-Алания	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1833,5	1924,0	1982,0	1998,0	2018,0	2029,0	2044,0
	Максимум потребления мощности	МВт	331,0	351,0	356,0	359,0	360,0	362,0	364,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	448,1	448,1	448,1	463,1	466,9	467,6	468,3
Ставропольский край	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	11033,3	11400,0	11599,0	11646,0	11694,0	11726,0	11787,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1772,0	1805,0	1808,0	1813,0	1818,0	1822,0	1828,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	5215,0	5543,8	5543,8	5546,8	5549,8	5549,8	5549,8
Чеченская Республика	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	3359,0	3546,0	3676,0	3695,0	3721,0	3749,0	3786,0
	Максимум потребления мощности	МВт	567,0	622,0	626,0	631,0	636,0	640,0	645,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	361,3	366,3	401,3	401,3	401,3	424,3	424,3
г. Севастополь	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1702,7	1757,0	1792,0	1807,0	1826,0	1844,0	1868,0
	Максимум потребления мощности	МВт	331,0	345,0	348,0	352,0	355,0	358,0	363,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	663,6	662,1	662,1	662,1	662,1	662,1	662,1

Наименование	Показатель	Единица измерения	Факт	Прогноз					
			2021 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Республика Крым	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	7059,1	7406,0	7730,0	7887,0	7941,0	7989,0	8056,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1256,0	1362,0	1378,0	1386,0	1394,0	1403,0	1410,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	1442,3	1408,9	1384,9	1384,9	1384,9	1384,9	1384,9
Республика Башкортостан	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	26464,9	28185,0	28950,0	29201,0	29413,0	29582,0	29763,0
	Максимум потребления мощности	МВт	4121,0	4269,0	4325,0	4358,0	4387,0	4410,0	4426,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	5498,0	5631,1	5631,1	5645,9	5663,9	5703,7	5703,7
Кировская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	7301,7	7305,0	7387,0	7499,0	7615,0	7644,0	7693,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1166,0	1187,0	1214,0	1219,0	1225,0	1230,0	1236,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	963,3	963,3	963,3	963,3	963,3	963,3	963,3
Курганская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	4418,3	4489,0	4566,0	4613,0	4638,0	4655,0	4681,0
	Максимум потребления мощности	МВт	741,0	746,0	749,0	754,0	757,0	759,0	762,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	706,2	706,2	706,2	706,2	706,2	706,2	706,2
Оренбургская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	15980,7	15998,0	16459,0	16410,0	16509,0	16530,0	16593,0
	Максимум потребления мощности	МВт	2315,0	2338,0	2387,0	2383,0	2397,0	2400,0	2403,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	3947,5	3837,5	3867,5	3897,5	3897,5	3927,5	3927,5
Пермский край	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	23287,3	24040,0	25334,0	25721,0	25869,0	25939,0	26153,0
	Максимум потребления мощности	МВт	3438,0	3539,0	3716,0	3768,0	3782,0	3792,0	3813,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	7797,5	7816,4	7821,4	7836,4	7881,4	7896,4	7891,4
Свердловская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	43004,5	43707,0	45003,0	45328,0	45530,0	45636,0	45735,0
	Максимум потребления мощности	МВт	6408,0	6593,0	6722,0	6742,0	6759,0	6769,0	6765,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	10572,0	10625,4	10625,4	10665,4	10680,4	10695,4	10695,4
Тюменская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	16310,6	16276,0	16499,0	16551,0	16639,0	16765,0	16788,0
	Максимум потребления мощности	МВт	2400,0	2478,0	2497,0	2511,0	2517,0	2533,0	2535,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	2266,4	2269,0	2269,0	2269,0	2289,0	2289,0	2289,0
Ханты-Мансийский автономный округ	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	63608,4	67540,0	70297,0	71238,0	71996,0	72274,0	72468,0
	Максимум потребления мощности	МВт	8481,0	9084,0	9326,0	9472,0	9483,0	9484,0	9485,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	14192,2	14210,0	14230,0	14238,1	14258,1	14278,1	14290,1

Наименование	Показатель	Единица измерения	Факт	Прогноз					
			2021 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Ямало-Ненецкий автономный округ	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	9989,7	10408,0	11083,0	11604,0	11849,0	12087,0	12267,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1376,0	1572,0	1646,0	1673,0	1702,0	1733,0	1749,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	1066,7	1066,7	1066,7	1066,7	1066,7	1066,7	1066,7
Удмуртская Республика	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	9498,4	9873,0	10035,0	10047,0	10079,0	10109,0	10122,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1526,0	1580,0	1594,0	1599,0	1604,0	1609,0	1607,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	686,6	701,5	701,5	701,5	716,5	716,5	716,5
Челябинская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	36812,8	37014,0	38951,0	39283,0	39466,0	39452,0	39734,0
	Максимум потребления мощности	МВт	5222,0	5377,0	5689,0	5664,0	5632,0	5625,0	5651,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	5775,9	5818,6	5818,6	5818,6	5845,5	5845,5	5098,5
Алтайский край	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	10249,2	10333,0	10419,0	10417,0	10428,0	10435,0	10465,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1706,0	1761,0	1763,0	1764,0	1765,0	1766,0	1767,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	1582,3	1576,3	1576,3	1576,3	1586,3	1586,3	1586,3
Республика Алтай	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	590,0	618,0	626,0	639,0	652,0	652,0	654,0
	Максимум потребления мощности	МВт	114,0	119,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0
Республика Бурятия	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	5623,1	6379,0	8505,0	8654,0	8681,0	8708,0	8757,0
	Максимум потребления мощности	МВт	991,4	1165,0	1445,0	1450,0	1454,0	1459,0	1464,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	1489,8	1623,8	1643,8	1643,8	1643,8	1643,8	1643,8
Забайкальский край	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8263,8	9059,0	10961,0	11090,0	11229,0	11308,0	11494,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1299,0	1453,0	1765,0	1779,0	1797,0	1809,0	1833,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	1643,8	1753,8	2010,0	2010,0	2010,0	2010,0	2010,0
Иркутская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	59256,2	67998,0	73506,0	74898,0	75701,0	76453,0	77089,0
	Максимум потребления мощности	МВт	8916,0	10339,0	11017,0	11162,0	11176,0	11302,0	11327,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	13065,8	13153,4	13353,0	13353,0	13353,0	13353,0	13353,0
Кемеровская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	31799,7	31331,0	33708,0	34039,0	34406,0	34291,0	34430,0
	Максимум потребления мощности	МВт	4393,0	4438,0	4803,0	4822,0	4866,0	4850,0	4861,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	5512,3	5465,8	5465,8	5465,8	5465,8	5480,8	5480,8



Наименование	Показатель	Единица измерения	Факт	Прогноз					
			2021 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Красноярский край	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	47788,6	50868,0	54218,0	56668,0	57395,0	57697,0	58101,0
	Максимум потребления мощности	МВт	6688,0	7494,0	7820,0	8097,0	8255,0	8317,0	8374,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	15938,0	16117,3	16152,3	16314,3	16387,3	16387,3	16387,3
Новосибирская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	17094,8	17426,0	18149,0	18333,0	18646,0	18797,0	18885,0
	Максимум потребления мощности	МВт	2974,0	3018,0	3177,0	3216,0	3223,0	3229,0	3234,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	3027,6	3027,6	3027,6	3027,6	3047,6	3067,6	3067,6
Омская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	10976,1	11082,0	11187,0	11223,0	11255,0	11276,0	11324,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1775,0	1827,0	1835,0	1839,0	1842,0	1845,0	1849,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	1661,2	1661,2	1661,2	1661,2	1661,2	1661,2	1661,2
Томская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8108,2	8218,0	8429,0	8438,0	8491,0	8593,0	8621,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1296,0	1314,0	1353,0	1361,0	1368,0	1382,0	1382,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	1036,4	943,4	943,4	953,4	953,4	1253,4	1253,4
Республика Тыва	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	808,1	850,0	910,0	1716,0	1896,0	2093,0	2201,0
	Максимум потребления мощности	МВт	160,0	169,0	213,0	304,0	330,0	343,0	345,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	17,0	17,0	17,0	17,0	18,3	18,3	18,3
Республика Хакасия	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	16764,1	16859,0	17614,0	17789,0	17851,0	17873,0	17934,0
	Максимум потребления мощности	МВт	2134,0	2220,0	2311,0	2314,0	2317,0	2319,0	2320,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	7157,2	7157,2	7157,2	7157,2	7162,1	7162,1	7162,1
2-я синхронная зона ЕЭС России	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	42853,7	46570,0	53669,0	55908,0	58244,0	59367,0	60015,0
	Максимум потребления мощности	МВт	7499,0	7925,0	9007,0	9482,0	9559,0	9687,0	9732,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	11266,1	11245,9	11317,9	11761,9	12099,7	11996,3	12546,3
Амурская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	9601,7	11021,0	13111,0	14248,0	15403,0	15416,0	15481,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1653,0	1854,0	2223,0	2481,0	2476,0	2478,0	2482,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	4307,0	4307,0	4307,0	4307,0	4307,0	4307,0	4307,0
Приморский край	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	14066,5	14866,0	16269,0	16858,0	17736,0	18583,0	18934,0
	Максимум потребления мощности	МВт	2692,0	2684,0	2907,0	3066,0	3144,0	3234,0	3256,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	2759,0	2799,0	2799,0	2799,0	3079,0	3156,0	3156,0

Наименование	Показатель	Единица измерения	Факт	Прогноз					
			2021 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Хабаровский край	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	9237,2	9838,0	12629,0	12984,0	13147,0	13246,0	13327,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1668,0	1845,0	2280,0	2287,0	2304,0	2330,0	2337,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	2168,7	2144,5	2144,5	2138,5	2138,5	2026,0	2026,0
Еврейская АО	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1829,4	2004,0	2284,0	2309,0	2322,0	2336,0	2353,0
	Максимум потребления мощности	МВт	310,0	339,0	399,0	401,0	403,0	405,0	407,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Республика Саха (Якутия)	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8118,9	8841,0	9376,0	9509,0	9636,0	9786,0	9920,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1392,0	1553,0	1615,0	1681,0	1667,0	1679,0	1690,0
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	2031,4	1995,4	2067,4	2517,4	2575,2	2507,3	3057,3

Перечень планируемых изменений установленной генерирующей мощности объектов по производству электрической энергии в ЕЭС России на период 2023–2028 годов  
МВт

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Архангельская область	ПАО «ТГК-2»	Северодвинская ТЭЦ-1	Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	ПТ-30-90/10	Уголь		30,0					30,0	Приказ Минэнерго от 12.10.2022 № 1113
	ООО ГК «УЛК»	Электростанция Пинежского ЛПК	Ввод мощности	ТЭС	1–2	2хТГ-11,7	Щепа			23,4				23,4	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
Итого по Архангельской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-		30,0					30,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					30,0					30,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-			23,4				23,4	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						23,4				23,4	
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Республика Коми	ПАО «Т Плюс»	Интинская ТЭЦ	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПР-6-35/10/1,2	Уголь, мазут		6,0					6,0	Приказ Минэнерго от 25.11.2022 № 1254
Итого по Республике Коми	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-		6,0					6,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					6,0					6,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Итого по Республике Коми	-	-	До модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
г. Санкт-Петербург	ПАО «ТГК-1»	Автовская ТЭЦ (ТЭЦ-15)	До модернизации	ТЭС	6	Т-100/120-130-2	Газ		100,0					100,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р
			После модернизации	ТЭС					120,0					120,0	
			Изменение мощности	ТЭС					20,0					20,0	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	Т-22-90	Газ		22,0					22,0	Приказ Минэнерго от 20.07.2022 № 685
Итого по г. Санкт-Петербург	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-		22,0					22,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					22,0					22,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-		100,0					100,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					100,0					100,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-		120,0					120,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					120,0					120,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-		20,0					20,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					20,0					20,0	
				ВЭС											
				СЭС											

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Ленинградская область	ПАО «ОГК-2»	Киришская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	1	ПТ-50-130/7	Газ, мазут			50,0				50,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС						60,0				60,0	
			Изменение мощности	ТЭС						10,0				10,0	
			До модернизации	ТЭС	2	ПТ-60-130/13	Газ, мазут	60,0						60,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС				65,0						65,0	
			Изменение мощности	ТЭС				5,0						5,0	
			До модернизации	ТЭС	4	ПТ-60-130/13	Газ, мазут				60,0			60,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС							65,0			65,0	
			Изменение мощности	ТЭС							5,0			5,0	
Итого по Ленинградской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-	60,0		50,0	60,0			170,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				60,0		50,0	60,0			170,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-	65,0		60,0	65,0			190,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				65,0		60,0	65,0			190,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-	5,0		10,0	5,0			20,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				5,0		10,0	5,0			20,0	
				ВЭС											
				СЭС											
Мурманская область	ПАО «ТГК-1»	МГЭС на р. Паз	Ввод мощности	ГЭС	1	Гидротурбина вертикальная поворотной-лопастная (код ГТИ GVIE1714)	-		16,5					16,5	ДПМ ВИЭ
	ПАО «ТГК-1»	Верхне-Туломская ГЭС-12	До модернизации	ГЭС	2	ПЛ646-ВМ-420	-		67,0					67,0	КОМ 2024
			После модернизации	ГЭС			-		75,0					75,0	
			Изменение мощности	ГЭС			-		8,0					8,0	

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Итого по Мурманской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-		16,5					16,5	
				АЭС											
				ГЭС					16,5					16,5	
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-		67,0					67,0	
				АЭС											
				ГЭС					67,0					67,0	
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-		75,0					75,0	
				АЭС											
				ГЭС					75,0					75,0	
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-		8,0					8,0	
				АЭС											
				ГЭС					8,0					8,0	
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Новгородская область	ПАО «ТГК-2»	Новгородская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	1	ПТ-50-9,0/1,28	Газ				53,0			53,0	КОМ 2026
			После модернизации	ТЭС							50,0			50,0	
			Изменение мощности	ТЭС							-3,0			-3,0	
			До модернизации	ТЭС	4	ГТЭ-160	Газ				168,0			168,0	КОМ 2026
			После модернизации	ТЭС							160,0			160,0	
			Изменение мощности	ТЭС							-8,0			-8,0	
Итого по Новгородской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-				221,0			221,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							221,0			221,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-				210,0			210,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							210,0			210,0	
				ВЭС											
				СЭС											

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Итого по Новгородской области	-	-	Изменение мощности	Всего	-	-	-				-11,0			-11,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							-11,0			-11,0	
				ВЭС											
				СЭС											
Республика Карелия	ООО «НГБП»	Белопорожская ГЭС-1	Ввод мощности	ГЭС	1	Гидротурбина поворотно–лопастная (код ГТП GVIE0436)	-	24,9						24,9	ДПМ ВИЭ
	ООО «НГБП»	Белопорожская ГЭС-2	Ввод мощности	ГЭС	1	Гидротурбина поворотно–лопастная (код ГТП GVIE0437)	-	24,9						24,9	ДПМ ВИЭ
	ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»	МГЭС «Сегозерская ГЭС»	Ввод мощности	ГЭС	1–3	ПР15-ГК-280 (код ГТП GVIE1329)	-	8,1						8,1	ДПМ ВИЭ
Итого по Республике Карелия	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	57,9						57,9	
				АЭС											
				ГЭС				57,9						57,9	
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
ОЭС Северо-Запада	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-		58,0					58,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					58,0					58,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	57,9	16,5	23,4				97,8	
				АЭС											
				ГЭС				57,9	16,5					74,4	
				ТЭС						23,4				23,4	
				ВЭС											
				СЭС											

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
ОЭС Северо-Запада	-	-	До модернизации	Всего	-	-	-	60,0	167,0	50,0	281,0			558,0	
				АЭС											
				ГЭС					67,0					67,0	
				ТЭС				60,0	100,0	50,0	281,0			491,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-	65,0	195,0	60,0	275,0			595,0	
				АЭС											
				ГЭС					75,0					75,0	
				ТЭС				65,0	120,0	60,0	275,0			520,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-	5,0	28,0	10,0	-6,0			37,0	
				АЭС											
				ГЭС					8,0					8,0	
				ТЭС				5,0	20,0	10,0	-6,0			29,0	
				ВЭС											
				СЭС											
Белгородская область	ПАО «Квадра»	Губкинская ТЭЦ	Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	Р-10-35/1,2	Газ	3,8						3,8	Приказ Минэнерго от 13.07.2021 № 583
Итого по Белгородской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-	3,8						3,8	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				3,8						3,8	
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Воронежская область	ПАО «Квадра»	Воронежская ТЭЦ-1	Вывод из эксплуатации	ТЭС	7	Р-14-90/10-17М	Газ			14,0				14,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р
			До модернизации	ТЭС	8	Р-14-90/10-17М	Газ			14,0				14,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р
			После модернизации	ТЭС						30,0				30,0	
			Изменение мощности	ТЭС						16,0				16,0	
Итого по Воронежской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-			14,0				14,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						14,0				14,0	
				ВЭС											
				СЭС											



Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Итого по Воронежской области	-	-	Ввод мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-			14,0				14,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						14,0				14,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-			30,0				30,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						30,0				30,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-			16,0				16,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						16,0				16,0	
				ВЭС											
				СЭС											
Ивановская область	ПАО «Т Плюс»	Ивановская ТЭЦ-2	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПТ-25-90/10М	Газ, мазут	25,0						25,0	Приказ Минэнерго от 16.08.2021 № 723
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	4	ПТ-25-90/10М	Газ, мазут	25,0						25,0	Приказ Минэнерго от 16.08.2021 № 723
	АО «Интер РАО - Электрогенерация»	Ивановские ПГУ	Ввод мощности	ТЭС	1	ПГУ-325	Газ		325,0					325,0	КОМ 2024
Итого по Ивановской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-	50,0						50,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				50,0						50,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-		325,0					325,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					325,0					325,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Калужская область	ПАО «Квадра»	Калужская ТЭЦ	Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	Р-6-35/5М	Газ	6,0						6,0	Приказ Минэнерго от 30.11.2021 № 1309
Итого по Калужской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-	6,0						6,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				6,0						6,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Костромская область	АО «Интер РАО - Электрогенерация»	Костромская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	1	К-300-240-1	Газ, мазут					300,0		300,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
			После модернизации	ТЭС								330,0		330,0	
			Изменение мощности	ТЭС								30,0		30,0	
			До модернизации	ТЭС	2	К-300-240-1	Газ, мазут	300,0						300,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р
			После модернизации	ТЭС				330,0						330,0	
			Изменение мощности	ТЭС				30,0						30,0	
			До модернизации	ТЭС	3	К-300-240-1	Газ, мазут			300,0				300,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р
			После модернизации	ТЭС						330,0				330,0	
			Изменение мощности	ТЭС						30,0				30,0	
			До модернизации	ТЭС	5	К-300-240-1	Газ, мазут			300,0				300,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р
			После модернизации	ТЭС						330,0				330,0	
			Изменение мощности	ТЭС						30,0				30,0	
			До модернизации	ТЭС	6	К-300-240-1	Газ, мазут				300,0			300,0	Распоряжение Правительства РФ от 06.02.2021 № 265-р
			После модернизации	ТЭС							330,0			330,0	
			Изменение мощности	ТЭС							30,0			30,0	

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Костромская область	АО «Интер РАО - Электрогенерация»	Костромская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	7	К-300-240-1	Газ, мазут		300,0					300,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС					330,0					330,0	
			Изменение мощности	ТЭС					30,0					30,0	
	ПАО «ТГК-2»	Костромская ТЭЦ-2	До модернизации	ТЭС	2	Т-100/120-130-3	Газ, мазут					110,0		110,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р, Протокол заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 07.12.2022 № 3
			После модернизации	ТЭС								120,0		120,0	
			Изменение мощности	ТЭС								10,0		10,0	
Итого по Костромской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-	300,0	300,0	600,0	300,0	410,0		1910,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				300,0	300,0	600,0	300,0	410,0		1910,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-	330,0	330,0	660,0	330,0	450,0		2100,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				330,0	330,0	660,0	330,0	450,0		2100,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-	30,0	30,0	60,0	30,0	40,0		190,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				30,0	30,0	60,0	30,0	40,0		190,0	
				ВЭС											
				СЭС											
Курская область	АО «Концерн Росэнергоатом»	Курская АЭС	Вывод из эксплуатации	АЭС	2	РБМК-1000	Ядерное топливо		1000,0					1000,0	Приказ Минэнерго от 11.08.2022 № 798
	АО «Концерн Росэнергоатом»	Курская АЭС-2	Ввод мощности	АЭС	1	ВВЭР-ТОИ	Ядерное топливо			1200,0				1200,0	Генеральная схема. ИПР АО «Концерн «Росэнергоатом»
			Ввод мощности	АЭС	2	ВВЭР-ТОИ	Ядерное топливо					1200,0		1200,0	Генеральная схема. ИПР АО «Концерн «Росэнергоатом»

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Итого по Курской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-		1000,0					1000,0	
				АЭС					1000,0					1000,0	
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-			1200,0		1200,0		2400,0	
				АЭС						1200,0		1200,0		2400,0	
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Липецкая область	ПАО «НЛМК»	УТЭЦ-2 ПАО «НЛМК»	Ввод мощности	ТЭС	1	ПТ-150 (SST-600)	Газ	150,0						150,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	2	ПТ-150 (SST-600)	Газ	150,0						150,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
Итого по Липецкой области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	300,0						300,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				300,0						300,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Итого по Липецкой области	-	-	Изменение мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Московская область	АО «Интер РАО - Электрогенерация»	Каширская ГРЭС	Ввод мощности	ТЭС	1	ПГУ-450	Газ						448,2	448,2	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
			Ввод мощности	ТЭС	2	ПГУ-450	Газ						448,2	448,2	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
	ПАО «РусГидро»	Загорская ГАЭС-2	Ввод мощности	ГАЭС	1–4	ГАЭС	-		840,0					840,0	КОМ 2024
	ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-22 Мосэнерго	До модернизации	ТЭС	10	Т-240(250)/290-240-2	Газ, уголь, мазут		240,0					240,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р
			После модернизации	ТЭС					250,0					250,0	
			Изменение мощности	ТЭС					10,0					10,0	
		ТЭЦ-17 (Ступинская)	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПТ-25-90/10М	Газ, мазут			20,0				20,0	Приказ Минэнерго от 04.07.2022 № 624
	ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-17 (Ступинская)	Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	ПТ-30-8,8	Газ, мазут			32,0				32,0	Приказ Минэнерго от 04.07.2022 № 624
		ТЭЦ-17 (Ступинская)	Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	ПР-25-90/10М	Газ, мазут			25,0				25,0	
Московская область	ООО «АГК-1»	ТЭС Хметьево (код ГТП GVIE0643)	Ввод мощности	ТЭС	-	ПТУ КП-77-6.8	-	70,0						70,0	ДПМ ВИЭ ТБО
		ТЭС Аксёново (код ГТП GVIE0644)	Ввод мощности	ТЭС	-	ПТУ КП-77-6.8	-	70,0						70,0	ДПМ ВИЭ ТБО
		ТЭС Заводская (код ГТП GVIE0645)	Ввод мощности	ТЭС	-	ПТУ КП-77-6.8	-	70,0						70,0	ДПМ ВИЭ ТБО
		ТЭС Свистягино (код ГТП GVIE0646)	Ввод мощности	ТЭС	-	ПТУ КП-77-6.8	-	70,0						70,0	ДПМ ВИЭ ТБО
Итого по Московской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-			77,0				77,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						77,0				77,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	280,0	840,0				896,4	2016,4	
				АЭС											
				ГЭС											
				ГАЭС					840,0					840,0	
				ТЭС				280,0					896,4	1176,4	
				ВЭС											
				СЭС											

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Итого по Московской области	-	-	До модернизации	Всего	-	-	-		240,0					240,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					240,0					240,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-		250,0					250,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					250,0					250,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-		10,0					10,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					10,0					10,0	
				ВЭС											
				СЭС											
г. Москва	ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-21 Мосэнерго	До модернизации	ТЭС	6	T-100-130	Газ, мазут					100,0		100,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
			После модернизации	ТЭС								110,0		110,0	
			Изменение мощности	ТЭС								10,0		10,0	
	ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-23 Мосэнерго	До модернизации	ТЭС	3	T-100-130	Газ, мазут					100,0		100,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
			После модернизации	ТЭС								110,0		110,0	
			Изменение мощности	ТЭС								10,0		10,0	
			До модернизации	ТЭС	4	T-100-130	Газ, мазут		100,0					100,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р
			После модернизации	ТЭС					110,0					110,0	
			Изменение мощности	ТЭС					10,0					10,0	
			До модернизации	ТЭС	7	T-250/300-240	Газ, мазут					250,0		250,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
			После модернизации	ТЭС								259,0		259,0	
			Изменение мощности	ТЭС								9,0		9,0	
	ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-25 Мосэнерго	До модернизации	ТЭС	3	T-250/300-240	Газ, мазут					250,0		250,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
			После модернизации	ТЭС								259,0		259,0	
			Изменение мощности	ТЭС								9,0		9,0	
			До модернизации	ТЭС	4	T-250/300-240	Газ			250,0				250,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р
			После модернизации	ТЭС						257,0				257,0	
			Изменение мощности	ТЭС						7,0				7,0	
Итого по г. Москве	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-		100,0	250,0		700,0		1050,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					100,0	250,0		700,0		1050,0	
				ВЭС											
				СЭС											

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Итого по г. Москве	-	-	После модернизации	Всего	-	-	-		110,0	257,0		738,0		1105,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					110,0	257,0		738,0		1105,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-		10,0	7,0		38,0		55,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					10,0	7,0		38,0		55,0	
				ВЭС											
Смоленская область	ПАО «Квадра»	Смоленская ТЭЦ-2	До модернизации	ТЭС	2	T-100/120-130-2	Газ			105,0				105,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р
			После модернизации	ТЭС						126,0				126,0	
			Изменение мощности	ТЭС						21,0				21,0	
			До модернизации	ТЭС	3	T-100/120-130-4	Газ		110,0					110,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р
			После модернизации	ТЭС					130,0					130,0	
			Изменение мощности	ТЭС					20,0					20,0	
Итого по Смоленской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-		110,0	105,0				215,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					110,0	105,0				215,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-		130,0	126,0				256,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					130,0	126,0				256,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-		20,0	21,0				41,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					20,0	21,0				41,0	
				ВЭС											
				СЭС											
Тамбовская область	АО «ВетроОГК-2»	Озерная ВЭС (Пилотная ВЭС-172)	Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1976)	-					54,0		54,0	ДПМ ВИЭ
	АО «ВетроОГК-2»	Озерная ВЭС (Пилотная ВЭС-173)	Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1977)	-					54,0		54,0	ДПМ ВИЭ
	АО «ВетроОГК-2»	Озерная ВЭС (Пилотная ВЭС-174)	Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1978)	-					43,2		43,2	ДПМ ВИЭ

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Тамбовская область	ПАО «Квадра»	Тамбовская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	8	T-110/120-130	Газ			110,0				110,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р
			После модернизации	ТЭС						130,0				130,0	
			Изменение мощности	ТЭС						20,0				20,0	
	ООО «Кристалл»	ТЭЦ ООО «Кристалл»	Ввод мощности	ТЭС	1	ПР-16-9,4/2,6/04	Газ, дизель	16,0						16,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	2	ПР-16-9,4/2,6/04	Газ, дизель	16,0						16,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
Итого по Тамбовской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	32,0				151,2		183,2	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				32,0						32,0	
				ВЭС								151,2		151,2	
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-			110,0				110,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						110,0				110,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-			130,0				130,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						130,0				130,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-			20,0				20,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						20,0				20,0	
				ВЭС											
				СЭС											
Тульская область	ПАО «КВАДРА»	Алексинская ТЭЦ	Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	ПР-12-90/15/7М	Газ	12,0						12,0	Приказ Минэнерго от 11.03.2022 № 195
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	T-50-90/1,5	Газ	29,0						29,0	Приказ Минэнерго от 11.03.2022 № 195
Итого по Тульской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-	41,0						41,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				41,0						41,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											



Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Итого по Тульской области	-	-	После модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
Ярославская область	ПАО «РусГидро»	Угличская ГЭС	До модернизации	ГЭС	1	К-91-ВБ-900	-				55,0			55,0	КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС		ПЛ20-В-900					65,0			65,0	
			Изменение мощности	ГЭС							10,0			10,0	
			Вывод из эксплуатации	Всего											
Итого по Ярославской области	-	-		АЭС	-	-	-								
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-				55,0			55,0	
				АЭС											
				ГЭС							55,0			55,0	
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-				65,0			65,0	
				АЭС											
				ГЭС							65,0			65,0	
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-				10,0			10,0	
				АЭС											
				ГЭС							10,0			10,0	
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
ОЭС Центра	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-	100,8	1000,0	91,0				1191,8	
				АЭС					1000,0					1000,0	
				ГЭС											
				ТЭС				100,8		91,0				191,8	
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	612,0	1165,0	1200,0		1351,2	896,4	5224,6	
				АЭС						1200,0		1200,0		2400,0	
				ГЭС											
				ГАЭС					840,0					840,0	
				ТЭС				612,0	325,0				896,4	1833,4	
				ВЭС								151,2		151,2	
				СЭС											

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
ОЭС Центра	-	-	До модернизации	Всего	-	-	-	300,0	750,0	1079,0	355,0	1110,0		3594,0	
				АЭС											
				ГЭС							55,0			55,0	
				ТЭС				300,0	750,0	1079,0	300,0	1110,0		3539,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-	330,0	820,0	1203,0	395,0	1188,0		3936,0	
				АЭС											
				ГЭС							65,0			65,0	
				ТЭС				330,0	820,0	1203,0	330,0	1188,0		3871,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-	30,0	70,0	124,0	40,0	78,0		342,0	
				АЭС											
				ГЭС							10,0			10,0	
				ТЭС				30,0	70,0	124,0	30,0	78,0		332,0	
				ВЭС											
				СЭС											
Самарская область	ПАО «Т Плюс»	Самарская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	4	T-100/120-130-3	Газ			110,0				110,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р
			После модернизации	ТЭС						124,9				124,9	
			Изменение мощности	ТЭС						14,9				14,9	
	ООО «Четырнадцатый Ветропарк ФРВ»	Гражданская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	1–11	ВЭУ V126-4,55 (код ГТП GVIE0647)	-		50,1					50,1	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	12–22	ВЭУ V126-4,55 (код ГТП GVIE0649)	-		50,1					50,1	ДПМ ВИЭ
	ООО «Девятый Ветропарк ФРВ»	Покровская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	1–11	ВЭУ V126-4,55 (код ГТП GVIE0648)	-		50,1					50,1	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	12–19	ВЭУ V126-4,55 (код ГТП GVIE0652)	-		36,4					36,4	ДПМ ВИЭ
		Ивановская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	1–11	ВЭУ V126-4,55 (код ГТП GVIE0650)	-		50,1					50,1	ДПМ ВИЭ
Итого по Самарской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-		236,6					236,6	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС					236,6					236,6	
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-			110,0				110,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						110,0				110,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-			124,9				124,9	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						124,9				124,9	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-			14,9				14,9	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						14,9				14,9	
				ВЭС											
				СЭС											

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Саратовская область	ПАО «Т Плюс»	Балаковская ТЭЦ-4	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПТ-50-130/7	Газ, мазут						50,0	50,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	ПТ-50-130/7	Газ, мазут						50,0	50,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
	ПАО «Т Плюс»	Саратовская ТЭЦ-2	Ввод мощности	ТЭС	11, 12	ПГУ-115	Газ						115,0	115,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
	ООО «Десятый Ветропарк ФРВ»	Красноармейская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	1–8	V126-4,55 (код ГТП GVIE1024)	-	37,8						37,8	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	9–16	V126-4,55 (код ГТП GVIE1022)	-	37,8						37,8	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	17–24	V126-4,55 (код ГТП GVIE1021)	-	37,8						37,8	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	25–32	V126-4,55 (код ГТП GVIE1023)	-	37,8						37,8	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	33–40	V126-4,55 (код ГТП GVIE1047)	-	38,7						38,7	ДПМ ВИЭ
	ПАО «РусГидро»	Саратовская ГЭС	До модернизации	ГЭС	1	ПЛ120/661-B-1030	-			60,0				60,0	КОМ 2025
			После модернизации	ГЭС		TKV00				66,0				66,0	
			Изменение мощности	ГЭС	2	ПЛ15/661-B-1030 TKV00	-			6,0				6,0	КОМ 2025
			До модернизации	ГЭС						60,0				60,0	
			После модернизации	ГЭС						66,0				66,0	
Саратовская область	ПАО «РусГидро»	Саратовская ГЭС	Изменение мощности	ГЭС	2					6,0				6,0	КОМ 2025
			До модернизации	ГЭС	3	ПЛ120/661-B-1030	-			60,0				60,0	КОМ 2025
			После модернизации	ГЭС		TKV00				66,0				66,0	
			Изменение мощности	ГЭС	7	ПЛ120/661-B-1030 TKV00	-			6,0				6,0	КОМ 2025
			До модернизации	ГЭС						60,0				60,0	
			После модернизации	ГЭС						66,0				66,0	
			Изменение мощности	ГЭС	11	ПЛ120/661-B-1030 TKV00	-			6,0				6,0	КОМ 2025
			До модернизации	ГЭС						60,0				60,0	
			После модернизации	ГЭС						66,0				66,0	
			Изменение мощности	ГЭС	12	ПЛ120/661-B-1030 TKV00	-			6,0				6,0	КОМ 2026
			До модернизации	ГЭС						60,0				60,0	
			После модернизации	ГЭС						66,0				66,0	
			Изменение мощности	ГЭС	15	ПЛ120/661-B-1030 TKV00	-			6,0				6,0	КОМ 2026
			До модернизации	ГЭС						60,0				60,0	
			После модернизации	ГЭС						66,0				66,0	
			Изменение мощности	ГЭС	16	ПЛ120/661-B-1030 TKV00	-			6,0				6,0	КОМ 2025
			До модернизации	ГЭС						60,0				60,0	
			После модернизации	ГЭС						66,0				66,0	
			Изменение мощности	ГЭС	17	ПЛ120/661-B-1030 TKV00	-			6,0				6,0	КОМ 2026
			До модернизации	ГЭС						60,0				60,0	
			После модернизации	ГЭС						66,0				66,0	
			Изменение мощности	ГЭС	18	ПЛ120/661-B-1030 TKV00	-			6,0				6,0	КОМ 2026
			До модернизации	ГЭС						60,0				60,0	
			После модернизации	ГЭС						66,0				66,0	
			Изменение мощности	ГЭС	19	ПЛ15/661-B-1030 TKV00	-			6,0				6,0	КОМ 2025
			До модернизации	ГЭС						60,0				60,0	
			После модернизации	ГЭС						66,0				66,0	
			Изменение мощности	ГЭС	20	ПЛ15/661-B-1030 TKV00	-			6,0				6,0	КОМ 2026
			До модернизации	ГЭС						60,0				60,0	
			После модернизации	ГЭС						66,0				66,0	
			Изменение мощности	ГЭС						6,0				6,0	
Итого по Саратовской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-						100,0	100,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС									100,0	100,0	
				ВЭС											
				СЭС											

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Итого по Саратовской области	-	-	Ввод мощности	Всего	-	-	-	189,9					115,0	304,9	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС									115,0	115,0	
				ВЭС				189,9						189,9	
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-			300,0	420,0			720,0	
				АЭС											
				ГЭС						300,0	420,0			720,0	
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-			330,0	462,0			792,0	
				АЭС											
				ГЭС						330,0	462,0			792,0	
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-			30,0	42,0			72,0	
				АЭС											
				ГЭС						30,0	42,0			72,0	
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Нижегородская область	ПАО «РусГидро»	Нижегородская ГЭС	До модернизации	ГЭС	1	поворотно-лопастная осевая К(ПЛ) 510-ВБ-900	-		65,0					65,0	КОМ 2024
			После модернизации	ГЭС		ПЛ 20-ВБ-900			72,5					72,5	
			Изменение мощности	ГЭС					7,5					7,5	
			До модернизации	ГЭС	3	поворотно-лопастная осевая К(ПЛ) 510-ВБ-900	-						65,0	65,0	ИПР ПАО «РусГидро»
			После модернизации	ГЭС		ПЛ 20-ВБ-900							72,5	72,5	
			Изменение мощности	ГЭС									7,5	7,5	
			До модернизации	ГЭС	4	поворотно-лопастная осевая К(ПЛ) 510-ВБ-900	-			65,0				65,0	КОМ 2025
			После модернизации	ГЭС		ПЛ 20-ВБ-900				72,5				72,5	
			Изменение мощности	ГЭС						7,5				7,5	
			До модернизации	ГЭС	5	поворотно-лопастная осевая К(ПЛ) 510-ВБ-900	-					65,0		65,0	ИПР ПАО «РусГидро»
			После модернизации	ГЭС		ПЛ 20-ВБ-900						72,5		72,5	
			Изменение мощности	ГЭС								7,5		7,5	
			До модернизации	ГЭС	7 <sup>1)</sup>	поворотно-лопастная осевая К(ПЛ) 510-ВБ-900	-				65,0			65,0	ИПР ПАО «РусГидро»
			После модернизации	ГЭС		ПЛ 20-ВБ-900					72,5			72,5	
			Изменение мощности	ГЭС							7,5			7,5	
Итого по Нижегородской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Итого по Нижегородской области	-	-	До модернизации	Всего	-	-	-		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	325,0	
				АЭС											
				ГЭС					65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	325,0	
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-		72,5	72,5	72,5	72,5	72,5	362,5	
				АЭС											
				ГЭС					72,5	72,5	72,5	72,5	72,5	362,5	
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-		7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	37,5	
				АЭС											
				ГЭС					7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	37,5	
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Республика Татарстан	АО «Татэнерго»	Заинская ГРЭС	Вывод из эксплуатации	ТЭС	5	К-200-130	Газ	200,0						200,0	Приказ Минэнерго от 01.07.2021 № 527
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	К-200-130	Газ	200,0						200,0	Приказ Минэнерго от 01.07.2021 № 527
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	11	К-200-130	Газ	200,0						200,0	Приказ Минэнерго от 01.07.2021 № 527
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	12	К-204,9-130	Газ	204,9						204,9	Приказ Минэнерго от 01.07.2021 № 527
			Ввод мощности	ТЭС	19, 20	ПГУ-850 <sup>2)</sup>	Газ				850,0			850,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
	ООО «Нижекамская ТЭЦ»	Нижекамская ТЭЦ (ПТК-2)	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПТ-135/165-130/15	Газ			135,0				135,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р
			Ввод мощности	ТЭС	1	ГТЭ-155	Газ			155,0				155,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
	ПАО «Энел Россия»	ВЭС Чистополь	Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1336)	-		71,3					71,3	ДПМ ВИЭ
	АО «ТГК-16»	Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)	До модернизации	ТЭС	3	Р-100-130/15	Газ			100,0				100,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р
			После модернизации	ТЭС						102,0				102,0	
			Изменение мощности	ТЭС						2,0				2,0	
	ООО «АГК-2»	ТЭС ЗТО ТКО (Код ГТП GVIE0653) <sup>4)</sup>	Ввод мощности	ТЭС	-	ПТУ КП-55-6.8	-	55,0						55,0	ДПМ ВИЭ ТБО

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Итого по Республике Татарстан	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-	804,9		135,0				939,9	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				804,9		135,0				939,9	
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	55,0	71,3	155,0	850,0			1131,3	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				55,0		155,0	850,0			1060,0	
				ВЭС					71,3					71,3	
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-			100,0				100,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						100,0				100,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-			102,0				102,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						102,0				102,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-			2,0				2,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						2,0				2,0	
				ВЭС											
				СЭС											
Ульяновская область	ПАО «Т Плюс»	Ульяновская ТЭЦ-2	До модернизации	ТЭС	2	Т-175/210-130-2	Газ, мазут				175,0			175,0	КОМ 2026
			После модернизации	ТЭС							185,0			185,0	
			Изменение мощности	ТЭС							10,0			10,0	
Итого по Ульяновской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-				175,0			175,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							175,0			175,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-				185,0			185,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							185,0			185,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-				10,0			10,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							10,0			10,0	
				ВЭС											
				СЭС											

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Республика Чувашия	ПАО «Т Плюс»	Новочебоксарская ТЭЦ-3	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПТ-50/60-130/13	Газ, мазут				50,0			50,0	Приказ Минэнерго от 30.09.2022 № 1049
Итого по Республике Чувашия	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-				50,0			50,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							50,0			50,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
ОЭС Средней Волги	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-	804,9		135,0	50,0		100,0	1089,9	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				804,9		135,0	50,0		100,0	1089,9	
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	244,9	307,9	155,0	850,0		115,0	1672,8	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				55,0		155,0	850,0		115,0	1175,0	
				ВЭС				189,9	307,9					497,8	
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-		65,0	575,0	660,0	65,0	65,0	1430,0	
				АЭС											
				ГЭС					65,0	365,0	485,0	65,0	65,0	1045,0	
				ТЭС						210,0	175,0			385,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-		72,5	629,4	719,5	72,5	72,5	1566,4	
				АЭС											
				ГЭС					72,5	402,5	534,5	72,5	72,5	1154,5	
				ТЭС						226,9	185,0			411,9	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-		7,5	54,4	59,5	7,5	7,5	136,4	
				АЭС											
				ГЭС					7,5	37,5	49,5	7,5	7,5	109,5	
				ТЭС						16,9	10,0			26,9	
				ВЭС											
				СЭС											

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Астраханская область	ООО «Двенадцатый Ветропарк ФРВ»	ГТП GVIE2698	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2698)	-				36,0			36,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2699	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2699)	-				36,0			36,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2695	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2695)	-				45,0			45,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2700	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2700)	-				22,5			22,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2701	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2701)	-				22,5			22,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2696	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2696)	-				36,0			36,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2702	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2702)	-				22,5			22,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2713	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2713)	-					36,0		36,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2714	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2714)	-					22,5		22,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2715	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2715)	-					22,5		22,5	ДПМ ВИЭ
	ООО «Ветропарки ФРВ»	ГТП GVIE2716	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2716)	-					22,5		22,5	ДПМ ВИЭ
	ООО «Юнигрин Пауэр»	Богдинская СЭС	Ввод мощности	СЭС	-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1872)	-	60,0						60,0	ДПМ ВИЭ
Итого по Астраханской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	60,0			220,5	103,5		384,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС							220,5	103,5		324,0	
				СЭС				60,0						60,0	
			До модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Волгоградская область	ООО «Шестой Ветропарк ФРВ»	Ольховская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	25–32	V126-4,55 (код ГТП GVIE1025)	-	38,7						38,7	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	41–48	V126-4,55 (код ГТП GVIE1039)	-	38,7						38,7	ДПМ ВИЭ



Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Волгоградская область	ООО «Шестой Ветропарк ФРВ»	Ольховская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	49–56	V126-4,55 (код ГТП GVIE1015)	-	37,8						37,8	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	57–64	V126-4,55 (код ГТП GVIE1016)	-	37,8						37,8	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	33–40	V126-4,55 (код ГТП GVIE1038)	-	38,7						38,7	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	17–24	V126-4,55 (код ГТП GVIE1035)	-	38,7						38,7	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	5–12	V126-4,55 (код ГТП GVIE1042)	-	38,7						38,7	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	1–4, 13–16	V126-4,55 (код ГТП GVIE1046)	-	38,7						38,7	ДПМ ВИЭ
	ООО «Восьмой Ветропарк ФРВ»	Новоалексеевская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	1–4	V126-4.2 (код ГТП GVIE0651)	-		16,8					16,8	ДПМ ВИЭ
	ООО «Ветропарки ФРВ»	ГТП GVIE2673	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2673)	-			36,0				36,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2674	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2674)	-			36,0				36,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2637	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2637)	-			40,5				40,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2638	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2638)	-			40,5				40,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2635	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2635)	-			40,5				40,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2636	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2636)	-			40,5				40,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2633	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2633)	-			40,5				40,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2634	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2634)	-			40,5				40,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2670	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2670)	-			45,0				45,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2675	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2675)	-			22,5				22,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2676	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2676)	-			22,5				22,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2677	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2677)	-			22,5				22,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2671	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2671)	-			36,0				36,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2657	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2657)	-				40,5			40,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2658	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2658)	-				40,5			40,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2655	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2655)	-				40,5			40,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2656	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2656)	-				40,5			40,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2653	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2653)	-				40,5			40,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2654	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2654)	-				40,5			40,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2712	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2712)	-					36,0		36,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2707	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2707)	-					40,5		40,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2708	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2708)	-					40,5		40,5	ДПМ ВИЭ

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Волгоградская область	ООО «Ветропарки ФРВ»	ГТП GVIE2705	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2705)	-					40,5		40,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2706	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2706)	-					40,5		40,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2703	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2703)	-					40,5		40,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2704	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2704)	-					40,5		40,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2709	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2709)	-					45,0		45,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2710	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2710)	-					36,0		36,0	ДПМ ВИЭ
	ПАО «РусГидро»	Волжская ГЭС	До модернизации	ГЭС	7	ПЛ 587-ВБ-930	-				115,0			115,0	КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС		ПЛ 30/877-В-930	-				125,5			125,5	
			Изменение мощности	ГЭС			-				10,5			10,5	
Итого по Волгоградской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	307,8	16,8	463,5	243,0	360,0		1391,1	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
			Ввод мощности	ВЭС	-	-	-	307,8	16,8	463,5	243,0	360,0		1391,1	
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-				115,0			115,0	
				АЭС											
				ГЭС							115,0			115,0	
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-				125,5			125,5	
				АЭС											
				ГЭС							125,5			125,5	
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-				10,5			10,5	
				АЭС											
				ГЭС							10,5			10,5	
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Краснодарский край	ООО «ВО «Технопромэкспорт»	Ударная ТЭС	Ввод мощности	ТЭС	1	ГТ, ПТ К-85-8,0	Газ	225,0						225,0	Постановление Правительства РФ от 10.02.2021 № 146
			Ввод мощности	ТЭС	2	ГТ, ПТ К-85-8,0	Газ	225,0						225,0	
			Ввод мощности	ТЭС	3	ГТЭ-110М	Газ	110,0						110,0	
	ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»	Краснодарская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	7	Т-145/160-130	Газ, мазут		145,0					145,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС					150,0					150,0	
			Изменение мощности	ТЭС					5,0					5,0	
			До модернизации	ТЭС	8	Т-145/160-130	Газ, мазут		145,0					145,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р
			После модернизации	ТЭС					150,0					150,0	
			Изменение мощности	ТЭС					5,0					5,0	

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Краснодарский край	ООО «РН-Туапсинский НПЗ»	ГТУ ТЭС ООО «РН-Туапсинский НПЗ»	Ввод мощности	ТЭС	1	ПТ-12-39/13	Газ	12,0						12,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	4	ГТУ GST-800	Газ	47,0						47,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	5	ГТУ GST-800	Газ	47,0						47,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	6	ГТУ GST-800	Газ	47,0						47,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
Итого по Краснодарскому краю	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	713,0						713,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				713,0						713,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-		290,0					290,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					290,0					290,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-		300,0					300,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					300,0					300,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-		10,0					10,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					10,0					10,0	
				ВЭС											
				СЭС											
Республика Дагестан	ООО «Новая энергия»	Зодиак СЭС	Ввод мощности	СЭС	1	ФЭСМ (код ГТП GVIE1477)	-	25,9						25,9	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	СЭС	2	ФЭСМ (код ГТП GVIE1479)	-	25,9						25,9	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	СЭС	3	ФЭСМ (код ГТП GVIE1582)	-	25,9						25,9	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	СЭС	4	ФЭСМ (код ГТП GVIE2550)	-	22,2						22,2	ДПМ ВИЭ
	ООО «Юнигрин Пауэр»	Ногайская СЭС (Чолпан СЭС)	Ввод мощности	СЭС	-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1912)	-		60,0					60,0	ДПМ ВИЭ
Республика Дагестан	ПАО «РусГидро»	Могохская ГЭС	Ввод мощности	ГЭС	1, 2	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2757)	-						49,8	49,8	ДПМ ВИЭ
	АО «ВетроОГК-2»	Новолакская ВЭС. I Этап (Пилотная ВЭС-134)	Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1936)	-			54,0				54,0	ДПМ ВИЭ
	АО «ВетроОГК-2»	Новолакская ВЭС. I Этап (Пилотная ВЭС-135)	Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1937)	-			54,0				54,0	ДПМ ВИЭ
	АО «ВетроОГК-2»	Новолакская ВЭС. I Этап (Пилотная ВЭС-136)	Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1939)	-			47,1				47,1	ДПМ ВИЭ

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Республика Дагестан	АО «ВетроОГК-2»	Новолакская ВЭС. II Этап (Пилотная ВЭС-152)	Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1964)	-				54,0			54,0	ДПМ ВИЭ
	АО «ВетроОГК-2»	Новолакская ВЭС. II Этап (Пилотная ВЭС-153)	Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1966)	-				54,0			54,0	ДПМ ВИЭ
	АО «ВетроОГК-2»	Новолакская ВЭС. II Этап (Пилотная ВЭС-154)	Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1955)	-				46,5			46,5	ДПМ ВИЭ
	ПАО «РусГидро»	Чирюртская ГЭС-1	До модернизации	ГЭС	1	ПЛ-642-ВБ-370	-						36,0	36,0	Производственная программа ПАО «РусГидро» (с учетом наличия мероприятий в ИПР и результатов КОМ)
			После модернизации	ГЭС									40,0	40,0	
			Изменение мощности	ГЭС									4,0	4,0	Производственная программа ПАО «РусГидро» (с учетом наличия мероприятий в ИПР и результатов КОМ)
			До модернизации	ГЭС	2	ПЛ-642-ВБ-370	-					36,0		36,0	
			После модернизации	ГЭС								40,0		40,0	
			Изменение мощности	ГЭС								4,0		4,0	
	ПАО «РусГидро»	Чиркейская ГЭС	До модернизации	ГЭС	1	РО-230-989-В-450	-					250,0		250,0	ИПР ПАО «РусГидро»
			После модернизации	ГЭС		РО 230-450						275,0		275,0	
			Изменение мощности	ГЭС								25,0		25,0	
			До модернизации	ГЭС	2	РО-230-989-В-450	-				250,0			250,0	КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС		РО 230-450					275,0			275,0	
			Изменение мощности	ГЭС							25,0			25,0	
			До модернизации	ГЭС	3	РО-230-989-В-450	-			250,0				250,0	КОМ 2025
			После модернизации	ГЭС		РО 230-450				275,0				275,0	
			Изменение мощности	ГЭС						25,0				25,0	
			До модернизации	ГЭС	4	РО-230-989-В-450	-				250,0			250,0	ИПР ПАО «РусГидро»
			После модернизации	ГЭС		РО 230-450					275,0			275,0	
			Изменение мощности	ГЭС							25,0			25,0	
Итого по Республике Дагестан	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	99,9	60,0	155,1	154,5		49,8	519,3	
				АЭС											
				ГЭС									49,8	49,8	
				ТЭС											
				ВЭС						155,1	154,5			309,5	
				СЭС				99,9	60,0					159,9	
			До модернизации	Всего	-	-	-			250,0	500,0	286,0	36,0	1072,0	
				АЭС											
				ГЭС						250,0	500,0	286,0	36,0	1072,0	
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-			275,0	550,0	315,0	40,0	1180,0	
				АЭС											
				ГЭС						275,0	550,0	315,0	40,0	1180,0	
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-			25,0	50,0	29,0	4,0	108,0	
				АЭС											
				ГЭС						25,0	50,0	29,0	4,0	108,0	
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Республика Кабардино-Балкария	ПАО «РусГидро»	Верхнебаксанская МГЭС	Ввод мощности	ГЭС	1	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2758)	-					5,8		5,8	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ГЭС	2	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2758)	-					5,8		5,8	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ГЭС	3	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2758)	-					5,8		5,8	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ГЭС	4	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2758)	-					5,8		5,8	ДПМ ВИЭ
	ПАО «РусГидро»	Черекская ГЭС (Псыгансу)	Ввод мощности	ГЭС	1–3	Гидротурбина вертикальная поворотно-лопастная (код ГТП GVIE1691)	-		23,4					23,4	ДПМ ВИЭ
Итого по Республике Кабардино-Балкария	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС	-	-	-								
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего				23,4				23,2		46,6	
				АЭС											
				ГЭС	-	-	-	23,4				23,2		46,6	
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего											
				АЭС											
				ГЭС	-	-	-								
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего											
				АЭС											
				ГЭС	-	-	-								
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего											
				АЭС											
				ГЭС	-	-	-								
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Республика Карачаево-Черкесия	ООО «МГЭС Ставрополя и КЧР»	Красногорская малая ГЭС № 1 (Красногорская ГЭС)	Ввод мощности	ГЭС	1	Гидротурбины поворотно-лопастные (код ГТП GVIE0692)	-	12,5						12,5	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ГЭС	2	Гидротурбины поворотно-лопастные (код ГТП GVIE0692)	-	12,5						12,5	ДПМ ВИЭ
	ООО «Южэнергострой»	Нижне-Красногорская малая ГЭС (Важная ГЭС)	Ввод мощности	ГЭС	1–3	Гидротурбины поворотно-лопастные (код ГТП GVIE0673)	-			23,7				23,7	ДПМ ВИЭ

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Итого по Республике Карачаево-Черкесия	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	24,9		23,7				48,6	
				АЭС											
				ГЭС				24,9		23,7				48,6	
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Республика Калмыкия	ООО «Юнигрин Пауэр»	Красинская СЭС	Ввод мощности	СЭС	-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1891)	-	60,0						60,0	ДПМ ВИЭ
	ООО «Юнигрин Пауэр»	Лаганская СЭС	Ввод мощности	СЭС	-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1903)	-		60,0					60,0	ДПМ ВИЭ
Итого по Республике Калмыкия	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	60,0	60,0					120,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС				60,0	60,0					120,0	
			До модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Итого по Республике Калмыкия	-	-	Изменение мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Республика Крым	АО «КРЫМТЭЦ»	Камыш-Бурунская ТЭЦ	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПТ-12-35/10м	Газ, мазут		12,0					12,0	Приказ Минэнерго от 13.12.2022 № 1315
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	ПР-6-35/10/5	Газ, мазут	6,0						6,0	Приказ Минэнерго от 25.06.2021 № 497
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	ПТ-12-35/10м	Газ, мазут		12,0						Приказ Минэнерго от 13.12.2022 № 1315
	АО «КРЫМТЭЦ»	Сакская ТЭЦ	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	Т-6-35/16	Газ	6,0						6,0	Приказ Минэнерго от 01.07.2021 № 529
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	АР-6-6	Газ	6,0						6,0	Приказ Минэнерго от 01.07.2021 № 529
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	ДЖ-59ЛЗ	Газ	15,4						15,4	Приказ Минэнерго от 01.07.2021 № 529
Итого по Республике Крым	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-	33,4	24,0					57,4	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				33,4	24,0					57,4	
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Республика Северная Осетия - Алания	ПАО «РусГидро»	Эзминская ГЭС	До модернизации	ГЭС	1	РО-15-ВМ-160	-			15,0				15,0	КОМ 2025
			После модернизации	ГЭС		РО310-В-160				20,0				20,0	
			Изменение мощности	ГЭС	2					5,0				5,0	
			До модернизации	ГЭС		РО-15-ВМ-160	-			15,0				15,0	КОМ 2025
			После модернизации	ГЭС		РО310-В-160				20,0				20,0	
			Изменение мощности	ГЭС						5,0				5,0	
			До модернизации	ГЭС	3	РО-15-ВМ-160	-			15,0				15,0	КОМ 2025
			После модернизации	ГЭС		РО310-В-160				20,0				20,0	
			Изменение мощности	ГЭС						5,0				5,0	

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Республика Северная Осетия - Алания	ПАО «РусГидро»	Дзауджикаусская ГЭС	До модернизации	ГЭС	1	PO-123-BB-140	-				3,0			3,0	ИПР ПАО «РусГидро»
			После модернизации	ГЭС		PO 45/820-B-46					3,2			3,2	
			Изменение мощности	ГЭС							0,2			0,2	
			До модернизации	ГЭС	2	The James Leffel Built BY	-					2,5		2,5	ИПР ПАО «РусГидро»
			После модернизации	ГЭС		PO 45/820-B-46						3,2		3,2	
			Изменение мощности	ГЭС								0,7		0,7	
			До модернизации	ГЭС	3	The James Leffel Built BY	-						2,5	2,5	ИПР ПАО «РусГидро»
			После модернизации	ГЭС		PO 45/820-B-46							3,2	3,2	
			Изменение мощности	ГЭС									0,7	0,7	
	ПАО «РусГидро»	Гизельдонская ГЭС	До модернизации	ГЭС	1	П-461-ГИ	-				7,6			7,6	КОМ 2026
Республика Северная Осетия - Алания	ПАО «РусГидро»	Гизельдонская ГЭС	После модернизации	ГЭС							8,8			8,8	
			Изменение мощности	ГЭС							1,2			1,2	
			До модернизации	ГЭС	2	П-461-ГИ	-				7,6			7,6	КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС							8,8			8,8	
			Изменение мощности	ГЭС							1,2			1,2	
			До модернизации	ГЭС	3	П-461-ГИ	-				7,6			7,6	КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС							8,8			8,8	
			Изменение мощности	ГЭС							1,2			1,2	
Итого по Северная Осетия - Алания	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-			45,0	25,8	2,5	2,5	75,8	
				АЭС											
				ГЭС						45,0	25,8	2,5	2,5	75,8	
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-			60,0	29,6	3,2	3,2	96,0	
				АЭС											
				ГЭС						60,0	29,6	3,2	3,2	96,0	
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-			15,0	3,8	0,7	0,7	20,2	
				АЭС											
				ГЭС						15,0	3,8	0,7	0,7	20,2	
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Ростовская область	ПАО «ОГК-2»	Новочеркасская ГРЭС	Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	К-270(300)-240-2	Уголь, газ					270,0		270,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	4	К-270(300)-240-2	Уголь, газ					270,0		270,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р



Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Ростовская область	ПАО «ОГК-2»	Новочеркасская ГРЭС	Ввод мощности	ТЭС		ПГУ-324	Газ					324,0		324,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
			Ввод мощности	ТЭС		ПГУ-170	Газ					165,0		165,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
	АО «ВетроОГК-2»	Вербная ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1389)	-		20,0					20,0	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1393)	-		20,0					20,0	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1395)	-		15,0					15,0	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1396)	-		22,5					22,5	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1448)	-		40,0					40,0	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1449)	-		40,0					40,0	ДПМ ВИЭ
	ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»	Цимлянская ГЭС	До модернизации	ГЭС	1	ПЛ-495-ВБ-660	-				50,0				КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС			-				52,5				
			Изменение мощности	ГЭС			-				2,5				
Итого по Ростовской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-					540,0		540,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС								540,0		540,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-		157,5			489,0		646,5	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС								489,0		489,0	
				ВЭС					157,5					157,5	
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-				50,0			50,0	
				АЭС											
				ГЭС							50,0			50,0	
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-				52,5			52,5	
				АЭС											
				ГЭС							52,5			52,5	
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-				2,5			2,5	
				АЭС											
				ГЭС							2,5			2,5	
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Ставропольский край	ООО «ЭнергоМИН»	Просаянская ГЭС	Ввод мощности	ГЭС	1	Р0140-Г-105 (код ГТП GVIE0985)	-	7,0						7,0	ДПМ ВИЭ
	ООО «ЭнергоМИН»	Горько-Балковская ГЭС	Ввод мощности	ГЭС	1–3	Р045-Г-135 (код ГТП GVIE0984)	-	9,0						9,0	ДПМ ВИЭ

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Ставропольский край	АО «ВетроОГК-2»	Кузьминская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	1–16	ВЭУ (код ГТП GVIE0531)	-	40,0						40,0	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	17–24	ВЭУ (код ГТП GVIE0555)	-	20,0						20,0	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	25–32	ВЭУ (код ГТП GVIE0546)	-	20,0						20,0	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	33–40	ВЭУ (код ГТП GVIE0543)	-	20,0						20,0	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	41–48	ВЭУ (код ГТП GVIE0547)	-	20,0						20,0	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	49–56	ВЭУ (код ГТП GVIE0549)	-	20,0						20,0	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	57–64	ВЭУ (код ГТП GVIE0545)	-	20,0						20,0	ДПМ ВИЭ
		Труновская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	1–8	ВЭУ (код ГТП GVIE0541)	-	20,0						20,0	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	9–16	ВЭУ (код ГТП GVIE0554)	-	20,0						20,0	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	17–24	ВЭУ (код ГТП GVIE0542)	-	20,0						20,0	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	25–38	ВЭУ (код ГТП GVIE1450)	-	35,0						35,0	ДПМ ВИЭ
	ПАО «РусГидро»	Сенгилеевская ГЭС	До модернизации	ГЭС	1	PO45/3123-B-140	-			4,5				4,5	ИПР ПАО «РусГидро»
			После модернизации	ГЭС						6,0				6,0	
			Изменение мощности	ГЭС						1,5				1,5	
			До модернизации	ГЭС	3	PO45/3123-B-140	-			4,5				4,5	ИПР ПАО «РусГидро»
			После модернизации	ГЭС						6,0				6,0	
			Изменение мощности	ГЭС						1,5				1,5	
	ПАО «РусГидро»	Кубанская ГАЭС	До модернизации	ГЭС	1	63НТВ-30	-				2,7			2,7	КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС		СТ-200-2000					3,2			3,2	
			Изменение мощности	ГЭС							0,5			0,5	
			До модернизации	ГЭС	2	63НТВ-30	-				2,7			2,7	КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС		СТ-200-2000					3,2			3,2	
			Изменение мощности	ГЭС							0,5			0,5	
			До модернизации	ГЭС	3	63НТВ-30	-				2,7			2,7	КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС		СТ-200-2000					3,2			3,2	
			Изменение мощности	ГЭС							0,5			0,5	
			До модернизации	ГЭС	4	63НТВ-30	-				2,7			2,7	КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС		СТ-200-2000					3,2			3,2	
			Изменение мощности	ГЭС							0,5			0,5	
			До модернизации	ГЭС	5	63НТВ-30	-				2,7			2,7	КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС		СТ-200-2000					3,2			3,2	
			Изменение мощности	ГЭС							0,5			0,5	
			До модернизации	ГЭС	6	63НТВ-30	-				2,7			2,7	КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС		СТ-200-2000					3,2			3,2	
			Изменение мощности	ГЭС							0,5			0,5	
Итого по Ставропольскому краю	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	271,0						271,0	
				АЭС											
				ГЭС				16,0						16,0	
				ТЭС											
				ВЭС				255,0						255,0	
				СЭС											

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Итого по Ставропольскому краю	-	-	До модернизации	Всего	-	-	-			9,0	15,9			24,9	
				АЭС											
				ГЭС						9,0	15,9			24,9	
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-			12,0	18,9			30,9	
				АЭС											
				ГЭС						12,0	18,9			30,9	
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-			3,0	3,0			6,0	
				АЭС											
				ГЭС						3,0	3,0			6,0	
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Чеченская Республика	ПАО «РусГидро»	Башенная МГЭС	Ввод мощности	ГЭС	1–2	Гидротурбина вертикальная поворотно-лопастная (код ГТП GVIE1772)	-		10,0					10,0	ДПМ ВИЭ
	ООО «Юнигрин Пауэр»	Курчалоевская СЭС (Предгорная СЭС)	Ввод мощности	СЭС	-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2511)	-		25,0					25,0	ДПМ ВИЭ
	ПАО «РусГидро»	Нихалойская ГЭС	Ввод мощности	ГЭС	1	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2759)	-					11,5		11,5	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ГЭС	2	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2759)	-					11,5		11,5	ДПМ ВИЭ
Итого по Чеченской Республике	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-		35,0			23,0		58,0	
				АЭС											
				ГЭС					10,0			23,0		33,0	
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС					25,0					25,0	
			До модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
ОЭС Юга	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-	33,4	24,0			540,0		597,4	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				33,4	24,0			540,0		597,4	
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	1536,6	352,7	642,3	618,0	998,7	49,8	4198,1	
				АЭС											
				ГЭС				40,9	33,4	23,7		46,2	49,8	194,0	
				ТЭС				713,0				489,0		1202,0	
				ВЭС				562,8	174,3	618,6	618,0	463,5		2437,1	
				СЭС				219,9	145,0					364,9	
			До модернизации	Всего	-	-	-		290,0	304,0	706,7	288,5	38,5	1627,7	
				АЭС											
				ГЭС						304,0	706,7	288,5	38,5	1337,7	
				ТЭС					290,0					290,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-		300,0	347,0	776,5	318,2	43,2	1784,9	
				АЭС											
				ГЭС						347,0	776,5	318,2	43,2	1484,9	
				ТЭС					300,0					300,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-		10,0	43,0	69,8	29,7	4,7	157,2	
				АЭС											
				ГЭС						43,0	69,8	29,7	4,7	147,2	
				ТЭС					10,0					10,0	
				ВЭС											
				СЭС											
Оренбургская область	АО «Интер РАО - Электрогенерация»	Ириклинская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	1	К-300-240	-					300,0		300,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
			После модернизации	ТЭС								330,0		330,0	
			Изменение мощности	ТЭС								30,0		30,0	
			До модернизации	ТЭС	3	К-300-240	-			300,0				300,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р
			После модернизации	ТЭС						330,0				330,0	
			Изменение мощности	ТЭС						30,0				30,0	
			До модернизации	ТЭС	4	К-300-240	-		300,0					300,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р , Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС		К-300-240	-		330,0					330,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р , Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			Изменение мощности	ТЭС					30,0					30,0	
Итого по Оренбургской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Итого по Оренбургской области	-	-	Ввод мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-		300,0	300,0		300,0		900,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					300,0	300,0		300,0		900,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-		330,0	330,0		330,0		990,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					330,0	330,0		330,0		990,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-		30,0	30,0		30,0		90,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					30,0	30,0		30,0		90,0	
				ВЭС											
				СЭС											
Пермский край	ПАО «Т Плюс»	Пермская ТЭЦ-14	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПТ-60-130/13	Газ, мазут						60,0	60,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	5	Т-50-130	Газ, мазут						50,0	50,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
	ПАО «Т Плюс»	Пермская ТЭЦ-14	Ввод мощности	ТЭС	-	ПГУ-105	Газ						105,0	105,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
	ПАО «Т Плюс»	Пермская ТЭЦ-9	До модернизации	ТЭС	9	Т-100/120-130-2	Газ, мазут							105,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 №1713-р
			После модернизации	ТЭС				105,0							
			Изменение мощности	ТЭС				124,9						124,9	
	ПАО «РусГидро»	Воткинская ГЭС		ТЭС				19,9						19,9	
			До модернизации	ГЭС	2	ПЛ-661-ВБ-930	-		110,0					110,0	КОМ 2024
			После модернизации	ГЭС		ПЛ30/5059-В-930			115,0					115,0	
			Изменение мощности	ГЭС					5,0					5,0	
			До модернизации	ГЭС	6	ПЛ 661-ВБ-930	-				100,0			100,0	КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС		ПЛ30/5059-В-930					115,0			115,0	
			Изменение мощности	ГЭС							15,0			15,0	
			До модернизации	ГЭС	9	ПЛ 661-ВБ-930	-					100,0		100,0	ИПР ПАО «РусГидро»
			После модернизации	ГЭС		ПЛ30/5059-В-930						115,0		115,0	
			Изменение мощности	ГЭС							15,0			15,0	
			До модернизации	ГЭС	10	ПЛ 661-ВБ-930	-					100,0		100,0	КОМ 2025
			После модернизации	ГЭС		ПЛ30/5059-В-930						115,0		115,0	
			Изменение мощности	ГЭС						15,0				15,0	
	АО «Интер РАО - Электрогенерация»	Пермская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	1	К-820-240-5	Газ	820,0						820,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р
			После модернизации	ТЭС				850,0						850,0	
			Изменение мощности	ТЭС				30,0						30,0	
			До модернизации	ТЭС	2	К-820-240-5	Газ				820,0			820,0	Распоряжение Правительства РФ от 06.02.2021 № 265-р
			После модернизации	ТЭС							850,0			850,0	
			Изменение мощности	ТЭС							30,0			30,0	

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Итого по Пермскому краю	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-						110,0	110,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС									110,0	110,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-						105,0	105,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС									105,0	105,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-	925,0	110,0	100,0	920,0	100,0		2155,0	
				АЭС											
				ГЭС					110,0	100,0	100,0	100,0		410,0	
				ТЭС				925,0			820,0			1745,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-	974,9	115,0	115,0	965,0	115,0		2284,9	
				АЭС											
				ГЭС					115,0	115,0	115,0	115,0		460,0	
				ТЭС				974,9			850,0			1824,9	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-	49,9	5,0	15,0	45,0	15,0		129,9	
				АЭС											
				ГЭС					5,0	15,0	15,0	15,0		50,0	
				ТЭС				49,9			30,0			79,9	
				ВЭС											
				СЭС											
Свердловская область	АО «Кузбассэнерго»	Рефтинская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	1	К-300-240	Уголь				300,0			300,0	Распоряжение Правительства РФ от 06.02.2021 № 265-р
			После модернизации	ТЭС							315,0			315,0	
			Изменение мощности	ТЭС							15,0			15,0	
			До модернизации	ТЭС	4	К-300-240-2	Уголь					300,0		300,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
			После модернизации	ТЭС								315,0		315,0	
			Изменение мощности	ТЭС								15,0		15,0	
	ПАО «Энел Россия»	Среднеуральская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	6	Т-100-130	Газ			100,0				100,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р
			После модернизации	ТЭС						120,0				120,0	
			Изменение мощности	ТЭС						20,0				20,0	
			До модернизации	ТЭС	7	Т-100-130	Газ			100,0				100,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р
			После модернизации	ТЭС						120,0				120,0	
			Изменение мощности	ТЭС						20,0				20,0	
	ООО «Синергия»	ТЭЦ Синергия	Ввод мощности	ТЭС	-	ПТУ-20	Газ	19,9						19,9	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
Итого по Свердловской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	19,9						19,9	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				19,9						19,9	
				ВЭС											
				СЭС											

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Итого по Свердловской области	-	-	До модернизации	Всего	-	-	-			200,0	300,0	300,0		800,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						200,0	300,0	300,0		800,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-			240,0	315,0	315,0		870,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						240,0	315,0	315,0		870,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-			40,0	15,0	15,0		70,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						40,0	15,0	15,0		70,0	
				ВЭС											
				СЭС											
Республика Башкортостан	ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ»	Ново-Салаватская ТЭЦ <sup>3)</sup>	Ввод мощности	ТЭС	1	P-50	Газ	50,0						50,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р
	ООО «БГК»	Кармановская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	1	K-315-240-3М	Газ, мазут			315,2				315,2	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС						330,0				330,0	
			Изменение мощности	ТЭС						14,8				14,8	
			До модернизации	ТЭС	2	K-300-240-1	Газ, мазут					300,0		300,0	Распоряжение Правительства РФ от 06.02.2021 № 265-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС								330,0		330,0	
			Изменение мощности	ТЭС								30,0		30,0	
	ООО «БГК»	Стерлитамакская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	9	T-100-130	Газ				100,0			100,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС							118,0			118,0	
			Изменение мощности	ТЭС							18,0			18,0	
Республика Башкортостан	ООО «БГК»	Ново-Стерлитамакская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	3	ПТ-135/165-130/13	Газ, мазут					135,0		135,0	Распоряжение Правительства РФ от 06.02.2021 № 265-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС								139,9		139,9	
			Изменение мощности	ТЭС								4,9		4,9	
	ООО «РемЭнергоМонтаж»	Установка по выработке пара ООО «РемЭнергоМонтаж»	Ввод мощности	ТЭС	-	HNG 32/32	Газ	18,4						18,4	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
	ООО «БГК»	Уфимская ТЭЦ-4	До модернизации	ТЭС	9	P-45-130/13	Газ, мазут					45,0		45,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС								49,9		49,9	
			Изменение мощности	ТЭС								4,9		4,9	

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Итого по Республике Башкортостан	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	68,4						68,4	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				68,4						68,4	
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-			315,2	100,0	480,0		895,2	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						315,2	100,0	480,0		895,2	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-			330,0	118,0	519,8		967,8	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						330,0	118,0	519,8		967,8	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-			14,8	18,0	39,8		72,6	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						14,8	18,0	39,8		72,6	
				ВЭС											
				СЭС											
Республика Удмуртия	ПАО «Т Плюс»	Ижевская ТЭЦ-2	До модернизации	ТЭС	3	Т-110/120-130-3	Газ, уголь, мазут				110,0			110,0	Распоряжение Правительства РФ от 06.02.2021 № 265-р
			После модернизации	ТЭС							125,0			125,0	
			Изменение мощности	ТЭС							15,0			15,0	
			До модернизации	ТЭС	4	Т-110/120-130-4	Газ, уголь, мазут	110,0						110,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р
			После модернизации	ТЭС				124,9						124,9	
			Изменение мощности	ТЭС				14,9						14,9	
Итого по Республике Удмуртия	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-	110,0			110,0			220,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				110,0			110,0			220,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-	124,9			125,0			249,9	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				124,9			125,0			249,9	
				ВЭС											
				СЭС											



Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Итого по Республике Удмуртия	-	-	Изменение мощности	Всего	-	-	-	14,9			15,0			29,9	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				14,9			15,0			29,9	
				ВЭС											
				СЭС											
Тюменская область	ПАО «Фортум»	Тюменская ТЭЦ-2	До модернизации	ТЭС	1	T-180/210-130-1	Газ, мазут				180,0			180,0	КОМ 2026
			После модернизации	ТЭС							185,0			185,0	
			Изменение мощности	ТЭС							5,0			5,0	
			До модернизации	ТЭС	2	T-180/210-130-1	Газ, мазут				180,0			180,0	КОМ 2026
			После модернизации	ТЭС							185,0			185,0	
			Изменение мощности	ТЭС							5,0			5,0	
			До модернизации	ТЭС	3	T-180/210-130-1	Газ, мазут				180,0			180,0	КОМ 2026
			После модернизации	ТЭС							185,0			185,0	
			Изменение мощности	ТЭС							5,0			5,0	
			До модернизации	ТЭС	4	K-215-130-1	Газ, мазут				215,0			215,0	КОМ 2026
			После модернизации	ТЭС							220,0			220,0	
			Изменение мощности	ТЭС							5,0			5,0	
Итого по Тюменской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-				755,0			755,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							755,0			755,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-				775,0			775,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							775,0			775,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-				20,0			20,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							20,0			20,0	
				ВЭС											
				СЭС											
Ханты-Мансийский АО	ПАО «ОГК-2»	Сургутская ГРЭС-1	До модернизации	ТЭС	12	T-178/210-130	Газ						178,0	178,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС									190,0	190,0	
			Изменение мощности	ТЭС									12,0	12,0	
			До модернизации	ТЭС	13	K-210-130-3	Газ			215,0				215,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р
			После модернизации	ТЭС						190,0				190,0	
			Изменение мощности	ТЭС						-25,0				-25,0	

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Ханты-Мансийский АО	ПАО «Юнипро»	Сургутская ГРЭС-2	До модернизации	ТЭС	2	К-810-240-5	Газ				810,0			810,0	Распоряжение Правительства РФ от 06.02.2021 № 265-р
			После модернизации	ТЭС							830,0			830,0	
			Изменение мощности	ТЭС							20,0			20,0	
			До модернизации	ТЭС	3	К-810-240-5	Газ					810,0		810,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
			После модернизации	ТЭС								830,0		830,0	
			Изменение мощности	ТЭС								20,0		20,0	
			До модернизации	ТЭС	4	К-810-240-5	Газ			810,0				810,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р
			После модернизации	ТЭС						830,0				830,0	
			Изменение мощности	ТЭС						20,0				20,0	
			До модернизации	ТЭС	6	К-810-240-5	Газ		810,0					810,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р
			После модернизации	ТЭС					830,0					830,0	
			Изменение мощности	ТЭС					20,0					20,0	
			До модернизации	ТЭС	7	ПГУ - 400	Газ			396,9				396,9	КОМ 2025
			После модернизации	ТЭС						410,0				410,0	
			Изменение мощности	ТЭС						13,1				13,1	
Итого по Ханты-Мансийскому АО	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-		810,0	1421,9	810,0	810,0	178,0	4029,9	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					810,0	1421,9	810,0	810,0	178,0	4029,9	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-		830,0	1430,0	830,0	830,0	190,0	4110,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					830,0	1430,0	830,0	830,0	190,0	4110,0	
			После модернизации	ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-		20,0	8,1	20,0	20,0	12,0	80,1	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					20,0	8,1	20,0	20,0	12,0	80,1	
				ВЭС											
				СЭС											
Челябинская область	ПАО «Фортум»	Челябинская ТЭЦ-1	Вывод из эксплуатации	ТЭС	7	Р-25-29/1,2	Газ	25,0						25,0	Приказ Минэнерго от 24.12.2021 № 1460
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	8	Р-25-29/1,2	Газ	25,0						25,0	Приказ Минэнерго от 24.12.2021 № 1460
			Ввод мощности	ТЭС	12	ТР-25/32-3,4/0,9	Газ				26,9			26,9	КОМ 2026

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Челябинская область	АО «Интер РАО - Электрогенерация»	Южноуральская ГРЭС	Вывод из эксплуатации	ТЭС	5	ПТ-83/100-90/9	Уголь, газ						83,0	83,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	К-100-90	Уголь, газ						100,0	100,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	7	Т-82/100-90/2,5	Уголь, газ						82,0	82,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	8	Т-82/100-90/2,5	Уголь, газ						82,0	82,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	9	К-200-130-1	Газ, мазут						200,0	200,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	10	К-200-130-1	Газ, мазут						200,0	200,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
	АО «Томинский ГОК»	ГПС Томинская	Ввод мощности	ТЭС	-	B35:40V20AG2	Газ	206,8						206,8	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
	АО «Карабашмедь»	ГПЭС Карабаш-3	Ввод мощности	ТЭС	1–4	ГТУ	Газ	17,2						17,2	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
	АО «КМЭЗ»	ГПЭС Кыштым-2	Ввод мощности	ТЭС	1–4	ГТУ	Газ	17,2						17,2	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
Итого по Челябинской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-	50,0					747,0	797,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				50,0					747,0	797,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	241,2			26,9			268,1	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				241,2			26,9			268,1	
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
ОЭС Урала	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-	50,0					857,0	907,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				50,0					857,0	907,0	
				ВЭС											
				СЭС											

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
ОЭС Урала	-	-	Ввод мощности	Всего	-	-	-	329,5			26,9		105,0	461,4	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				329,5			26,9		105,0	461,4	
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-	1035,0	1220,0	2337,1	2995,0	1990,0	178,0	9755,1	
				АЭС											
				ГЭС					110,0	100,0	100,0	100,0		410,0	
				ТЭС				1035,0	1110,0	2237,1	2895,0	1890,0	178,0	9345,1	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-	1099,8	1275,0	2445,0	3128,0	2109,8	190,0	10247,6	
				АЭС											
				ГЭС					115,0	115,0	115,0	115,0		460,0	
				ТЭС				1099,8	1160,0	2330,0	3013,0	1994,8	190,0	9787,6	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-	64,8	55,0	107,9	133,0	119,8	12,0	492,5	
				АЭС											
				ГЭС					5,0	15,0	15,0	15,0		50,0	
				ТЭС				64,8	50,0	92,9	118,0	104,8	12,0	442,5	
				ВЭС											
				СЭС											
Алтайский край	ООО «Сибирская генерирующая компания»	Барнаулская ТЭЦ-3	До модернизации	ТЭС	2	T-175/210-130	уголь				175,0			175,0	КОМ 2026
			После модернизации	ТЭС							185,0			185,0	
			Изменение мощности	ТЭС							10,0			10,0	
Итого по Алтайскому краю	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-				175,0			175,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							175,0			175,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-				185,0			185,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							185,0			185,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-				10,0			10,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							10,0			10,0	
				ВЭС											
				СЭС											
Забайкальский край	ООО «Юнигрин Пауэр»	Борзинская СЭС	Ввод мощности	СЭС	-	Солнечные агрегаты (код ГТТ GVIE1860)	-	60,0						60,0	ДПМ ВИЭ

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Забайкальский край	ООО «Юнигрин Пауэр»	Абагайтуйская СЭС	Ввод мощности	СЭС	-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1875)	-		60,0					60,0	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	СЭС	-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1876)	-		60,0					60,0	ДПМ ВИЭ
	ООО «Солар Ритейл»	Луговая СЭС	Ввод мощности	СЭС	3	ФЭСМ (код ГТП GVIE2590)	-		51,0					51,0	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	СЭС	4	ФЭСМ (код ГТП GVIE2593)	-		51,0					51,0	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	СЭС	2	ФЭСМ (код ГТП GVIE2341)	-		25,5					25,5	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	СЭС	1	ФЭСМ (код ГТП GVIE2335)	-		8,7					8,7	ДПМ ВИЭ
Итого по Забайкальскому краю	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	60,0	256,2					316,2	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	60,0	256,2					316,2	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Иркутская область	ООО «Иркутская нефтяная компания»	Западная ГТЭС	Ввод мощности	ТЭС	1	ГТА УРАЛ - 6000 №1	Газ		6,0					6,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	2	ГТА УРАЛ - 6000 №2	Газ		6,0					6,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	3	ГТА УРАЛ - 6000 №3	Газ		6,0					6,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	4	ГТА УРАЛ - 6000 №4	Газ		6,0					6,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	6	САТУРН ГТА-6РМ №6	Газ		6,0					6,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	7	САТУРН ГТА-6РМ №7	Газ		6,0					6,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	9	МОТОР СИЧ №9	Газ		6,0					6,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Иркутская область	ООО «Иркутская нефтяная компания»	Западная ГТЭС	Ввод мощности	ТЭС	10	МОТОР СИЧ №10	Газ		6,0					6,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	11	ЭГЭС-12С №11	Газ		12,0					12,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	12	ЭГЭС-12С №12	Газ		12,0					12,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
	ООО «Иркутская нефтяная компания»	Центральная ГТЭС	Ввод мощности	ТЭС	1	ЭГЭС-12С - 12000 №1	Газ		12,0					12,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	2	ЭГЭС-12С - 12000 №2	Газ		12,0					12,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	3	ЭГЭС-12С - 12000 №3	Газ		12,0					12,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	4	ЭГЭС-12С - 12000 №4	Газ		12,0					12,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	5	ЭГЭС-12С - 12000 №5	Газ		12,0					12,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	6	ЭГЭС-12С - 12000 №6	Газ		12,0					12,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
	ООО «Иркутская нефтяная компания»	Ичёдинская ГТЭС	Ввод мощности	ТЭС	1	ПАЭС-2500 №1	Газ		2,5					2,5	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	2	ПАЭС-2500 №2	Газ		2,5					2,5	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	3	ПАЭС-2500 №3	Газ		2,5					2,5	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	4	ПАЭС-2500 №4	Газ		2,5					2,5	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	5	САТУРН ГТА-6РМ №5	Газ		6,0					6,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	6	САТУРН ГТА-6РМ №6	Газ		6,0					6,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	7	ГТЭА Taurus 60 №7	Газ		5,4					5,4	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	8	ГТЭА Taurus 60 №8	Газ		5,4					5,4	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
	ООО «Байкальская энергетическая компания»	Иркутская ТЭЦ–6	До модернизации	ТЭС	1	Т-60-130/13	Уголь	60,0						60,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р , Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС				65,0						65,0	
			Изменение мощности	ТЭС				5,0						5,0	
Иркутская область	ООО «Евросибэнерго-Гидрогенерация»	Иркутская ГЭС	До модернизации	ГЭС	7	ПЛИ577-ВБ-720	-	82,8						82,8	КОМ 2023
			После модернизации	ГЭС		Пр 32-В-720		105,7						105,7	
			Изменение мощности	ГЭС				22,9						22,9	
			До модернизации	ГЭС	8	ПЛИ577-ВБ-720	-		82,8					82,8	КОМ 2024
			После модернизации	ГЭС		Пр 32-В-720			105,7					105,7	
			Изменение мощности	ГЭС					22,9					22,9	
Иркутская область	АО «Группа «ИЛИМ»	ТЭС Филиала АО «Группа «ИЛИМ» г. Усть-Илимск	Ввод мощности	ТЭС	-	ТГ	Черный щелок	35,0						35,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Итого по Иркутской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	35,0	176,7					211,7	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				35,0	176,7					211,7	
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-	142,8	82,8					225,6	
				АЭС											
				ГЭС				82,8	82,8					165,6	
				ТЭС				60,0						60,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-	170,7	105,7					276,4	
				АЭС											
				ГЭС				105,7	105,7					211,4	
				ТЭС				65,0						65,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-	27,9	22,9					50,8	
				АЭС											
				ГЭС				22,9	22,9					45,8	
				ТЭС				5,0						5,0	
				ВЭС											
				СЭС											
Кемеровская область	АО «Кузбассэнерго»	Беловская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	2	К-215-130-1	Уголь					200,0		200,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
			После модернизации	ТЭС								215,0		215,0	
			Изменение мощности	ТЭС								15,0		15,0	
Итого по Кемеровской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-					200,0		200,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС								200,0		200,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-					215,0		215,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС								215,0		215,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-					15,0		15,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС								15,0		15,0	
				ВЭС											
				СЭС											

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Красноярский край	АО «Красноярская ТЭЦ-1»	Красноярская ТЭЦ-1	Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	ПТ-25-90/10	Уголь		25,0					25,0	Приказ Минэнерго от 04.07.2022 № 621
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	4	ПТ-25-90/10	Уголь		25,0					25,0	Приказ Минэнерго от 04.07.2022 № 621
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	5	ПТ-25-90/10	Уголь		25,0					25,0	Приказ Минэнерго от 04.07.2022 № 621
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	ПТ-25-90/10	Уголь		25,0					25,0	Приказ Минэнерго от 04.07.2022 № 621
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	7	ПТ-60-90/13	Уголь		60,0					60,0	Приказ Минэнерго от 04.07.2022 № 621
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	8	ПТ-60-90/13	Уголь		60,0					60,0	Приказ Минэнерго от 04.07.2022 № 621
	АО «Красноярская ТЭЦ-1»	Красноярская ТЭЦ-1	Ввод мощности	ТЭС	15	ПТ-35-90	Уголь		35,0					35,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р
			Ввод мощности	ТЭС	16	ПТ-35-90	Уголь		35,0					35,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р
	АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»	Красноярская ТЭЦ-3	Ввод мощности	ТЭС	2	Т-185-130	Уголь		185,0					185,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р
	АО «Красноярская ТЭЦ-1»	Красноярская ТЭЦ-1	До модернизации	ТЭС	11	Р-57-130/15	Уголь				57,0			57,0	КОМ 2026
			После модернизации	ТЭС							100,0			100,0	
			Изменение мощности	ТЭС							43,0			43,0	
			До модернизации	ТЭС	12	Р-57-130/15	Уголь				57,0			57,0	КОМ 2026
			После модернизации	ТЭС							87,0			87,0	
			Изменение мощности	ТЭС							30,0			30,0	
	ООО «Тайга Богучаны»	Электростанция ООО «Тайга Богучаны»	Ввод мощности	ТЭС	1	П-162-96/28/15/6	Черный шлол			162,0				162,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
Итого по Красноярскому краю	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-		220,0					220,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					220,0					220,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-		255,0	162,0				417,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					255,0	162,0				417,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-				114,0			114,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							114,0			114,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-				187,0			187,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							187,0			187,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-				73,0			73,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							73,0			73,0	
				ВЭС											
				СЭС											



Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Новосибирская область	АО «СИБЭКО»	Новосибирская ТЭЦ-3	До модернизации	ТЭС	11	T-100/120-130 ПРЗ-1	Уголь					100,0		100,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
			После модернизации	ТЭС								120,0		120,0	
			Изменение мощности	ТЭС								20,0		20,0	
			До модернизации	ТЭС	13	T-100/120-130 ПРЗ-1	Уголь				100,0			100,0	Распоряжение Правительства РФ от 06.02.2021 № 265-р
			После модернизации	ТЭС							120,0			120,0	
			Изменение мощности	ТЭС							20,0			20,0	
Итого по Новосибирской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-				100,0	100,0		200,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							100,0	100,0		200,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-				120,0	120,0		240,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							120,0	120,0		240,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-				20,0	20,0		40,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							20,0	20,0		40,0	
				ВЭС											
				СЭС											
Республика Бурятия	ООО «Юнигрин Пауэр»	Джидинская СЭС	Ввод мощности	СЭС	-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1862)	-	50,0						50,0	ДПМ ВИЭ
	ООО «Юнигрин Пауэр»	Новобичурская СЭС	Ввод мощности	СЭС	-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1863)	-	50,0						50,0	ДПМ ВИЭ
	АО «Интер РАО - Электрогенерация»	Гусиноозерская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	2	K-210-130-3	Уголь		190,0					190,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р
			После модернизации	ТЭС					210,0					210,0	
			Изменение мощности	ТЭС					20,0					20,0	
	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	100,0						100,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС				100,0						100,0	
			До модернизации	Всего	-	-	-		190,0					190,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					190,0					190,0	
				ВЭС											
				СЭС											

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Итого по Республике Бурятия	-	-	После модернизации	Всего	-	-	-		210,0					210,0	
				АЭС	-	-	-								
				ГЭС											
				ТЭС					210,0					210,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-		20,0					20,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					20,0					20,0	
				ВЭС											
Республика Тыва	АО «Кызылская ТЭЦ»	Кызылская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	2	К-2,5-35	Уголь				2,5			2,5	КОМ 2026
			После модернизации	ТЭС							3,125			3,1	
			Изменение мощности	ТЭС							0,6			0,6	
			До модернизации	ТЭС	3	К-2,5-35	Уголь				2,5			2,5	КОМ 2026
			После модернизации	ТЭС							3,1			3,1	
			Изменение мощности	ТЭС							0,6			0,6	
Итого по Республике Тыва	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-				5,0			5,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							5,0			5,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-				6,3			6,3	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							6,3			6,3	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-				1,3			1,3	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							1,3			1,3	
				ВЭС											
				СЭС											
Республика Хакасия	АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»	Абаканская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	1	ПТ-60-130/13	Мазут, уголь				60,0			60,0	Распоряжение Правительства РФ от 06.02.2021 № 265-р
			После модернизации	ТЭС							64,9			64,9	
			Изменение мощности	ТЭС							4,9			4,9	
Итого по Республике Хакасия	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Итого по Республике Хакасия	-	-	До модернизации	Всего	-	-	-				60,0			60,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							60,0			60,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-				64,9			64,9	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							64,9			64,9	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-				4,9			4,9	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							4,9			4,9	
				ВЭС											
				СЭС											
Томская область	АО «СХК»	АЭС Брест	Ввод мощности	АЭС	1	БРЕСТ-ОД-300	Ядерное топливо					300,0		300,0	Генеральная схема
	АО «РИР»	ТЭЦ СХК	До модернизации	ТЭС	1	ВТ-25-4	Уголь, газ			25,0				25,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р
			После модернизации	ТЭС		Р-30				30,0				30,0	
			Изменение мощности	ТЭС						5,0				5,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р
			До модернизации	ТЭС	2	ВПТ-25-3	Уголь, газ			25,0				25,0	
			После модернизации	ТЭС	2	Р-30	Уголь, газ			30,0				30,0	
Итого по Томской области	-	-	Изменение мощности	ТЭС						5,0				5,0	
			Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-					300,0		300,0	
				АЭС								300,0		300,0	
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-			50,0				50,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						50,0				50,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-			60,0				60,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						60,0				60,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-			10,0				10,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						10,0				10,0	
				ВЭС											
				СЭС											
ОЭС Сибири	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-		220,0					220,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					220,0					220,0	
				ВЭС											
				СЭС											

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
ОЭС Сибири	-	-	Ввод мощности	Всего	-	-	-	195,0	687,9	162,0		300,0		1344,9	
				АЭС								300,0		300,0	
				ГЭС											
				ТЭС				35,0	431,7	162,0				628,7	
				ВЭС											
				СЭС				160,0	256,2					416,2	
			До модернизации	Всего	-	-	-	142,8	272,8	50,0	454,0	300,0		1219,6	
				АЭС											
				ГЭС				82,8	82,8					165,6	
				ТЭС				60,0	190,0	50,0	454,0	300,0		1054,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-	170,7	315,7	60,0	563,2	335,0		1444,6	
				АЭС											
				ГЭС				105,7	105,7					211,4	
				ТЭС				65,0	210,0	60,0	563,2	335,0		1233,2	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-	27,9	42,9	10,0	109,2	35,0		225,0	
				АЭС											
				ГЭС				22,9	22,9					45,8	
				ТЭС				5,0	20,0	10,0	109,2	35,0		179,2	
				ВЭС											
				СЭС											
Приморский край	АО «ДГК»	Артемовская ТЭЦ	Вывод из эксплуатации	ТЭС	5	КТ-115-8,8-2	Уголь, мазут					100,0		100,0	Приказ Минэнерго от 09.08.2022 № 778
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	КТ-115-8,8-2	Уголь, мазут					100,0		100,0	Протокол заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 07.12.2022 № 3 (под ввод Артемовской ТЭЦ-2)
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	7	К-100-90-6	Уголь					100,0		100,0	Приказ Минэнерго от 09.08.2022 № 778
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	8	К-100-90-6	Уголь					100,0		100,0	Приказ Минэнерго от 09.08.2022 № 778
	АО «ДГК»	Партизанская ГРЭС	Ввод мощности	ТЭС	4	К-140-12,8	Уголь, мазут				140,0			140,0	Распоряжение Правительства РФ от 30.09.2018 № 2101-р
			Ввод мощности	ТЭС	5	К-140-12,8	Уголь, мазут				140,0			140,0	
	АО «ДГК»	Артемовская ТЭЦ-2	Ввод мощности	ТЭС	1	ПГУ	Газ					220,0		220,0	Протокол заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 07.12.2022 № 3
	АО «ДГК»	Артемовская ТЭЦ-2	Ввод мощности	ТЭС	2	ПГУ	Газ					220,0		220,0	Протокол заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 07.12.2022 № 3

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Приморский край	ПАО «РусГидро»	Владивостокская ТЭЦ-2	До модернизации	ТЭС	1	P-80-115	Газ, уголь	80,0						80,0	Протокол заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 07.12.2022 № 3
			После модернизации	ТЭС				120,0						120,0	
			Изменение мощности	ТЭС				40,0						40,0	
			До модернизации	ТЭС	2	T-98-115	Газ, уголь					98,0		98,0	
			После модернизации	ТЭС								120,0		120,0	
			Изменение мощности	ТЭС								22,0		22,0	
			До модернизации	ТЭС	3	T-105-115	Газ, уголь					105,0		105,0	
			После модернизации	ТЭС								120,0		120,0	
Итого по Приморскому краю			Изменение мощности	ТЭС								15,0		15,0	
			Вывод из эксплуатации	Всего								400,0		400,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС	-	-	-					400,0		400,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего							280,0	440,0		720,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС	-	-	-					280,0	440,0	720,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего				80,0				203,0		283,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС	-	-	-	80,0				203,0		283,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего				120,0				240,0		360,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС	-	-	-	120,0				240,0		360,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего				40,0				37,0		77,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС	-	-	-	40,0				37,0		77,0	
				ВЭС											
				СЭС											
Хабаровский край	АО «ДГК»	Комсомольская ТЭЦ-2	Вывод из эксплуатации	ТЭС	5	T-27,5-90	Газ, мазут					27,5		27,5	Приказ Минэнерго от 20.07.2022 № 686
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	ПТ-60-90/13	Газ, мазут					60,0		60,0	
		Хабаровская ТЭЦ-1	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПР-25/30-90	голь (газ)/мазу					25,0		25,0	Протокол заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 07.12.2022 № 3 (под ввод Хабаровской ТЭЦ-4)
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	ПТ-25/30-90	голь (газ)/мазу					30,0		30,0	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	ПР-25/30-90	голь (газ)/мазу					25,0		25,0	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	ПТ-50-90	голь (газ)/мазу					50,0		50,0	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	7	T-100-130	голь (газ)/мазу					100,0		100,0	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	8	T-100-130	голь (газ)/мазу					100,0		100,0	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	9	T-100/120-130	голь (газ)/мазу					105,0		105,0	
		Майская ГРЭС	Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	АК-6	Уголь			6,0				6,0	Приказ Минэнерго от 03.11.2022 № 1184
	ПАО «РусГидро»	Хабаровская ТЭЦ-4	Ввод мощности	ТЭС	1	ПГУ	Газ					205,0		205,0	Протокол заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 07.12.2022 № 3
			Ввод мощности	ТЭС	2	ПГУ	Газ					205,0		205,0	

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Итого по Хабаровскому краю	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-			6,0		522,5		528,5	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						6,0		522,5		528,5	
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-					410,0		410,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС								410,0		410,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Республика Саха (Якутия)	АО «ДГК»	Чульманская ТЭЦ	Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	ПТ-12-35	Уголь	12,0						12,0	Приказ Минэнерго от 27.08.2021 № 832
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	5	К-12-35	Уголь	12,0						12,0	Приказ Минэнерго от 27.08.2021 № 832
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	ПТ-12-35	Уголь	12,0						12,0	Приказ Минэнерго от 27.08.2021 № 832
	ПАО «Якутскэнерго»	Якутская ГРЭС	Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	ГТЭ-45-3	Газ, дизель					41,4		41,4	Протокол заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 07.12.2022 № 3 (под ввод Якутской ГРЭС-2 (2-я очередь))
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	ГТЭ-45-3	Газ, дизель					41,1		41,1	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	4	ГТЭ-45-3	Газ, дизель					43,0		43,0	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	7	ГТ-35-770	Газ, дизель					22,3		22,3	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	8	ГТ-35-770	Газ, дизель				22,2			22,2	
	ПАО «РусГидро»	Нерюнгринская ГРЭС	Ввод мощности	ТЭС	4	К-225-12,8	Уголь			225,0				225,0	Распоряжение Правительства РФ от 30.09.2018 № 2101-р, Протокол заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 07.12.2022 № 3
			Ввод мощности	ТЭС	5	К-225-12,8	Уголь			225,0				225,0	

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
Республика Саха (Якутия)	АО «Интер РАО - Электрогенерация»	Новоленская ТЭС <sup>5)</sup>	Ввод мощности	ТЭС	1–2	ПСУ	Газ						550,0	550,0	Протокол заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 02.08.2022 № 2
	ПАО «РусГидро»	Якутская ГРЭС-2 (2-я очередь)	Ввод мощности	ТЭС	5	ПСУ	Газ				80,0			80,0	Протокол заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 07.12.2022 № 3
			Ввод мощности	ТЭС	6	ПСУ	Газ					80,0		80,0	
Итого по Республике Саха (Якутия)	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-	36,0			22,2	147,9		206,1	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				36,0			22,2	147,9		206,1	
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-			450,0	80,0	80,0	550,0	1160,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						450,0	80,0	80,0	550,0	1160,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
ОЭС Востока	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-	36,0		6,0	22,2	1070,4		1134,6	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				36,0		6,0	22,2	1070,4		1134,6	
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-			450,0	360,0	930,0	550,0	2290,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						450,0	360,0	930,0	550,0	2290,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-	80,0				203,0		283,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				80,0				203,0		283,0	
				ВЭС											
				СЭС											

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип агрегата	Вид топлива	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2023–2028 годы	Документ - основание
ОЭС Востока	-	-	После модернизации	Всего	-	-	-	120,0				240,0		360,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				120,0				240,0		360,0	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-	40,0				37,0		77,0	
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				40,0				37,0		77,0	
				ВЭС											
				СЭС											
Итого по ЕЭС России	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-	1025,1	1302,0	232,0	72,2	1610,4	957,0	5198,7	
				АЭС					1000,0					1000,0	
				ГЭС											
				ТЭС				1025,1	302,0	232,0	72,2	1610,4	957,0	4198,7	
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	2975,9	2530,0	2632,7	1854,9	3579,9	1716,2	15289,6	
				АЭС					1200,0			1500,0		2700,0	
				ГЭС				98,8	49,9	23,7		46,2	49,8	268,4	
				ГАЭС					840,0					840,0	
				ТЭС				1744,5	756,7	790,4	1236,9	1419,0	1666,4	7613,9	
				ВЭС				752,7	482,2	618,6	618,0	614,7		3086,1	
				СЭС				379,9	401,2					781,1	
			До модернизации	Всего	-	-	-	1617,8	2764,8	4395,1	5451,7	3956,5	281,5	18467,4	
				АЭС											
				ГЭС				82,8	324,8	769,0	1346,7	453,5	103,5	3080,3	
				ТЭС				1535,0	2440,0	3626,1	4105,0	3503,0	178,0	15387,1	
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-	1785,5	2978,2	4744,4	5857,2	4263,5	305,7	19934,5	
				АЭС											
				ГЭС				105,7	368,2	864,5	1491,0	505,7	115,7	3450,8	
				ТЭС				1679,8	2610,0	3879,9	4366,2	3757,8	190,0	16483,7	
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-	167,7	213,4	349,3	405,5	307,0	24,2	1467,1	
				АЭС											
				ГЭС				22,9	43,4	95,5	144,3	52,2	12,2	370,5	
				ТЭС				144,8	170,0	253,8	261,2	254,8	12,0	1096,6	
				ВЭС											
				СЭС											

Примечания

1 <sup>1)</sup> Выполнение мероприятий по модернизации ГА-7 на Нижегородской ГЭС 31.12.2026. Участие в балансах мощности и электрической энергии с 2027 года.

2 <sup>2)</sup> Год ввода в эксплуатацию и характеристики нового генерирующего оборудования на Заинской ГРЭС могут быть уточнены.

3 <sup>3)</sup> Ввод в эксплуатацию ТГ-1 (Р-50) на Ново-Салаватской ТЭЦ в 2023 году для замещения выводимого из эксплуатации ТГ-1 (ПТ-50-130/15) в 2022 году в соответствии с Приказом Минэнерго России от 28.04.2022 № 367

4 <sup>4)</sup> Год ввода в эксплуатацию и характеристики нового генерирующего оборудования могут быть уточнены.

5 <sup>5)</sup> Месторасположение ТЭС будет определено в рамках решений Правительства Российской Федерации.



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 В 2023 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта																			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта				
					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
	330 кВ																											
1	Подключение ВЛ 330 кВ Мончегорск – Выходной (Л-406) в собственные ячейки на ПС 330 кВ Мончегорск и ПС 330 кВ Выходной – организация второй цепи 330 кВ	Мурманской области	2023	1×4,2 км	4,2																		4,2	0	0	ПАО "Россети"	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	
	220 кВ																											
2	Реконструкция ПС 220 кВ Дровлянка с разделением несекционированной системы шин 220 кВ	Республики Карелия	2023	х		х																	0	х	0	ПАО "Россети"	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	

**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 В 2023 – 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)																						Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					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		
	500 кВ																										
1	Реконструкция ПС 750 кВ Белый Раст с установкой одного ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар	г. Москвы и Московской области	2024	1×180 Мвар						180													0	0	180	ПАО "Россети"	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
2	Реконструкция ПС 500 кВ Западная с установкой одного линейного ШР мощностью 180 Мвар в КВЛ 500 кВ Западная - Очаково	г. Москвы и Московской области	2024	1×180 Мвар						180													0	0	180	ПАО "Россети"	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
	330 кВ																										
3	Строительство ПП 330 кВ Мирный (Суджа) с установкой трех выключателей 330 кВ	Белгородской области	2023	х	х																		0	0	0	ПАО "Россети"	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
4	Строительство двух одноцепных заходов ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Сумы Северная на ПП 330 кВ Мирный (Суджа), и строительство ВЛ 330 кВ Белгород – Мирный (Суджа) с ориентировочной общей протяженностью 145 км	Белгородской области	2023	1×145 км	145																	145	0	0	ПАО "Россети"		
	220 кВ																										
5	Строительство двух КЛ 220 кВ Бутырки – Белорусская № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 6,325 км каждая	г. Москвы и Московской области	2 023	2×6,325 км	12,7																		12,65	0,00	0,00	ПАО "Россети Московский регион"	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
6	Строительство Новой ПС 220/110 кВ с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью не менее 200 МВА каждый	г. Москвы и Московской области	2024	2×200 МВА					400														0,00	400,00	0,00	ПАО "Россети"	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей
7	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Дорохово – Слобода I цепь на Новую ПС 220/110 кВ с образованием ЛЭП 220 кВ Дорохово – Новая ПС и ЛЭП 220 кВ Новая ПС – Слобода ориентировочной протяженностью 1 км каждый			2×1 км				2														2,00	0,00	0,00			

**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 В 2023 – 2028 ГОДЫ  
ПО ОЭС ЮГА**

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА		
	500 кВ																										
1	Установка на ПС 500 кВ Тихорецк третьей автотрансформаторной группы 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 167 МВА каждый)	Республики Адыгея и Краснодарского края	2025	3×167 МВА		501																	0	501	0	ПАО "Россети"	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Завершение 3 этапа реконструкции ПС 500 кВ Тихорецк с вводом в работу автотрансформаторов АТ-2 330/220/6 кВ мощностью 240 МВА, АТ-3 330/220/35 кВ мощностью 240 МВА	Республики Адыгея и Краснодарского края	2023	480 МВА		480																	0	480	0	ПАО "Россети"	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Строительство ВЛ 500 кВ Тамань - Тихорецк ориентировочной протяженностью 340 км	Республики Адыгея и Краснодарского края	2023	340 км	340																		340	0	0	ПАО "Россети"	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
	330 кВ																										
4	Реконструкция ПС 330 кВ Армавир в части разделения автотрансформаторов АТ-1 330/115/10,5, АТ-2 330/115/10,5 с установкой одной дополнительной ячейки 110 кВ для подключения автотрансформатора АТ-2, подключением автотрансформатора АТ-1 к 1 СШ 330 кВ, автотрансформатора АТ-2 ко 2 СШ 330 кВ и переподключением автотрансформатора АТ-5 330/115/10,5 по стороне 330 кВ в полуторную цепочку 330 кВ совместно с ВЛ 330 кВ Ставропольская ГРЭС – Армавир 1 цепь или ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – Армавир с установкой нового выключателя 330 кВ	Республики Адыгея и Краснодарского края	2023	х																			0	0	0	ПАО "Россети"	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
	220 кВ																										
5	Строительство ПС 220 кВ Елизаветинская (Новая) с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА	Республики Адыгея и Краснодарского края	2023	1×125 МВА		125																	0	125	0	ПАО "Россети"	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей
6	Строительство КВЛ 220 кВ Яблоновская – Елизаветинская (Новая) ориентировочной протяженностью 21 км	Республики Адыгея и Краснодарского края	2023	1×21 км	21																	21	0	0			
7	Установка на ПС 220 кВ Брюховецкая с автотрансформатора АТ-3 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА	Республики Адыгея и Краснодарского края	2023	1×125 МВА		125																	0	125	0	ПАО "Россети"	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	Реконструкция ПС 220 кВ Донузлав с установкой БСК мощностью 25 Мвар	Республики Крым и г. Севастополя	2023	1×25 Мвар			25																0	0	25	АО "Крымэнерго"	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
9	Реконструкция ПС 220 кВ Марьяновка с заменой трансформатора Т-2 220/35/10 кВ и Т-4 220/35/10 кВ мощностью 20 МВА каждый на трансформатор 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА	Республики Крым и г. Севастополь	2023	1×25 МВА		25																	0	25	0	ГУП РК "Крымэнерго"	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта  ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта			
					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
10	Реконструкция ПС 220 кВ Феодосийская с заменой трансформатора 2Т 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	Республики Крым и г. Севастополь	2023	1×40 МВА		40																	0	40	0	АО "Крымэнерго"	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей
11	Реконструкция ПС 220 кВ Насосная-3 с заменой трансформатора Т-2 220/35/10 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА	Республики Крым и г. Севастополь	2023	1×40 МВА		40																	0	40	0	АО "Крымэнерго"	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей

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 В 2023 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта																			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта			
					2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.					Итого		
					ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА			Мвар	км	МВА
	220 кВ																										
1	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Кубра с отпайкой на ПС Возрождение ориентировочной протяженностью 5,3 км с образованием ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Возрождение и ВЛ 220 кВ Возрождение – Кубра	Саратовской области	2023	2×5,3 км	10,6																				ПАО "Россети"	Повышение надежности работы ВЛ напряжением 220 кВ, подверженных гололедообразованию, сокращение недоотпуска электрической энергии потребителям	

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 В 2023 – 2028 ГОДЫ  
ПО ОЭС УРАЛА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта																					Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта	
				2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого					
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА			Мвар
	500 кВ																										
1	Строительство ВЛ 500 кВ Курган – Таврическая ориентировочной протяженностью 600 км	Курганской области (ОЭС Урала), Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов (ОЭС Урала), Омской области (ОЭС Сибири)	2028	1×600 км																600			600	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
	220 кВ																										
2	Реконструкция ПС 110 кВ Сатка с переводом на напряжение 220 кВ со строительством РУ 220 кВ и установкой одного автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 200 МВА	Челябинской области	2023	1×200 МВА		200																0	200	0	ПАО "Россети"	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	
3	Строительство ЛЭП 220 кВ Чебаркуль – Сатка ориентировочной протяженностью 110 км	Челябинской области	2023	1×110 км	110															110	0	0	ПАО "Россети"				

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 В 2023 – 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)																					Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта	
					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
	500 кВ																										
1	Строительство ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая ориентировочной протяженностью 770 км	Республики Алтай и Алтайского края, Омской области, Новосибирской области	2028	1×770 км																770			770	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
	Реконструкция ПС 500 кВ Таврическая с установкой четырех ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый для ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая и ВЛ 500 кВ Курган – Таврическая	Омской области	2028	4×180 Мвар																	720	0	0	720			
	Реконструкция ПС 1150 кВ Алтай с установкой четырех ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый для ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая	Республики Алтай и Алтайского края	2028	4×180 Мвар																	720	0	0	720			
	220 кВ																										
2	Реконструкция ПС 220 кВ Ак-Довурак с заменой трансформатора 3Т 35/10 кВ мощностью 1,6 МВА на трансформатор 35/10 кВ мощностью 4 МВА	Красноярского края и Республики Тыва	2028	1×4 МВА																4		0	4	0	ПАО "Россети"	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	
3	Строительство ВЛ 220 кВ Таксимо – Чара ориентировочной протяженностью 239 км	Забайкальского края, Республики Бурятия	2028	1×239 км															239			239	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	
4	Строительство ВЛ 220 кВ Маккавеево – Чита ориентировочной протяженностью 120,16 км	Забайкальского края	2024	1×120,16 км				120,16														120,16	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	
5	Разукрупнение 2АТ-А 220/110/18 кВ и 2АТ-Б 220/110/18 кВ Назаровской ГРЭС для присоединения автотрансформаторов к РУ 220 кВ и РУ 110 кВ через отдельные выключатели	Красноярского края и Республики Тыва	2023	х		х																0	х	0	АО "Назаровская ГРЭС"	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение выдачи мощности Назаровской ГРЭС	

**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 В 2023 – 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)																			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта			
					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
	500 кВ																										
1	Строительство ПП 500 кВ Агорта с заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1 с образованием ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1 и ВЛ 500 кВ Амурская – Агорта № 1, заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2 с образованием ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 2 и ВЛ 500 кВ Амурская – Агорта № 2, строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия ориентировочной протяженностью 280 км, установка на ПП 500 кВ Агорта двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый	Амурской области	2024	1×280 км 2×180 Мвар				280		360													280	0	360	ПАО "Россети"	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД", ООО "Рудник Таборный", ООО "Антрацит-ИнвестПроект", ООО "Удоканская медь", ООО "УК ТОР "Южная Якутия")
	Строительство ПС 500 кВ Даурия с установкой одного автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА с резервной фазой 167 МВА и установкой одного ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар (1х501 МВА, 1хШР-180 Мвар)		2024	3×167 + 167 МВА 1×180 + 60 Мвар					501	180													0	501	180	ПАО "Россети"	
	220 кВ																										
2	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Сквородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 2 км каждая	Амурской области	2024	2×2 км				4															4	0	0	ПАО "Россети"	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД", ООО "Рудник Таборный", ООО "Антрацит-ИнвестПроект", ООО "Удоканская медь", ООО "УК ТОР "Южная Якутия")
	Реконструкция ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сквородино со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 2 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручи/т		2024	1×2 км				2														2	0	0	ПАО "Россети"		
	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т		2024	1×1,5 км				1,5														1,5	0	0	ПАО "Россети"		
	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т		2024	1×1,5 км				1,5														1,5	0	0	ПАО "Россети"		
	Реконструкция КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 1 со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,4 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Тында		2024	1×1,4 км				1,4															1,4	0	0	ПАО "Россети"	



№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта  ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта			
					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
3	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой третьего автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 63 МВА	Республики Саха (Якутия)	2023	1×63 МВА		63																	0	63	0	ПАО "Якутскэнерго"	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
	2023		х	х																		х	0	0	ПАО "Якутскэнерго"		
	2023		1×12 Мвар			12																0	0	12	ПАО "Якутскэнерго"		
4	Реконструкция ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т с установкой ИРМ 220 кВ мощностью 80 Мвар и 40 Мвар	Амурской области	2023	1×80 Мвар 1×40 Мвар			120																0	0	120	ОАО "РЖД"	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
5	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча ориентировочной протяженностью 324 км	Забайкальского края (ОЭС Сибири), Амурской области (ОЭС Востока)	2028	1×324 км															324				324	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

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 2023 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта																						Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого				
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

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 2023 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС ЦЕНТРА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта																					Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта	
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	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
	Мероприятия по строительству новых объектов электросетевого хозяйства для усиления электрической сети в целях осуществления технологического присоединения и предусмотренные техническими условиями на технологическое присоединение																										
	АЭС																										
	750 кВ																										
1	Реконструкция ВЛ 750 кВ Курская АЭС – Новобрянская для обеспечения возможности сооружения блочной гибкой связи 750 кВ энергоблока № 1 Курской АЭС-2 ориентировочной протяженностью 2,17 км	Курской области	2023	1×2,17 км	2,17																		2,2	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение выдачи мощности блока № 1 Курской АЭС-2
	500 кВ																										
2	Реконструкция ПС 220 кВ Ярцево со строительством ОРУ 500 кВ с установкой двух автотрансформаторов 500/220 кВ мощностью 500 МВА каждый	г. Москвы и Московской области	2024	2×500 МВА					1000														0	1000	0	ПАО "Россети"	Обеспечение выдачи мощности Загорской ГАЭС-2
3	Строительство новых ЛЭП 500 кВ Загорская ГАЭС-2 – Ярцево № 1 и ЛЭП 500 кВ Загорская ГАЭС-2 – Ярцево № 2 ориентировочной протяженностью 30 км	г. Москвы и Московской области	2024	2×30 км				60															60	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение выдачи мощности Загорской ГАЭС-2
4	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС – Трубино на ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Ярцево с образованием двух новых ЛЭП 500 кВ Конаковская ГРЭС – Ярцево и ЛЭП 500 кВ Трубино – Ярцево ориентировочной протяженностью 6 км	г. Москвы и Московской области	2024	2×6 км				12															12	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение выдачи мощности Загорской ГАЭС-2
	330 кВ																										
5	Строительство двух одноцепных заходов ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Железногорская в КРУЭ 330 кВ Курской АЭС-2 ориентировочной протяженностью 1 км каждый с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Железногорская и связи 330 кВ между ОРУ 330 кВ Курской АЭС и КРУЭ 330 кВ Курской АЭС-2 (ВЛ 330 кВ ОРУ – КРУЭ № 2)	Курской области	2024	2×1 км				2															2	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение выдачи мощности блока № 1 Курской АЭС-2
6	Реконструкция ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Стройплощадка № 1 с организацией ее перезавода из существующего ОРУ Курской АЭС в КРУЭ 330 кВ Курской АЭС 2 ориентировочной протяженностью 5 км	Курской области	2024	1×5 км				5															5	0	0	АО "Концерн Росэнергоатом"	Обеспечение выдачи мощности блока № 1 Курской АЭС-2
7	Строительство двух одноцепных заходов ВЛ 330 кВ 2АТ в КРУЭ 330 кВ Курская АЭС-2 ориентировочной протяженностью 10 км каждый с образованием связи 330 кВ между стороной 330 кВ трансформатора 2АТ и КРУЭ 330 кВ Курской АЭС-2 (ВЛ 330 кВ 2АТ) и связи 330 кВ между ОРУ 330 кВ 1 очереди Курской АЭС (ячейка 3) и КРУЭ 330 кВ Курской АЭС-2 (ВЛ 330 кВ ОРУ – КРУЭ № 1)	Курской области	2024	2×10 км				20															20	0	0	АО "Концерн Росэнергоатом"	Обеспечение выдачи мощности блока № 1 Курской АЭС-2
	ТЭС																										
	220 кВ																										
8	Строительство ПС 220 кВ Заводская с трансформатором Т-2 220/10 кВ мощностью 95 МВА, трансформатором Т-1 220/10 кВ мощностью 16 МВА и трансформатором Т-3 10/10 кВ мощностью 16 МВА	г. Москвы и Московской области	2023	1×95 МВА 1×16 МВА		111																	0	111	0	ООО "Альтернативная генерирующая компания-1" (ООО "АГК-1")	Обеспечение схемы выдачи мощности генерирующих объектов ООО "АГК-1"

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта																			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта			
					2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.					Итого		
					ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА			Мвар	км	МВА
9	Строительство ПС 220 кВ РП-3 с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью 200 МВА каждый	Липецкой области	2023	2×200 МВА		400															0	400	0	ПАО "НЛМК"	Обеспечение выдачи мощности Утилизационной ТЭЦ-2 и технологического присоединения потребителей (ПАО "НЛМК")		
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Северная – Металлургическая I, II цепь на ПС 220 кВ РП-3 ориентировочной протяженностью 0,99 км каждый с образованием КВЛ 220 кВ Северная – РП-3 I, II цепь и КВЛ 220 кВ Металлургическая – РП-3 I, II цепь		2023	4×0,99 км	3,96																3,96	0	0	ПАО "Россети"			

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 2023 – 2028 ГОДЫ  
ПО ОЭС ЮГА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта																						Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					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		
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 220/35/35 кВ мощностью 160 МВА каждый	Волгоградской области	2023	2×160 МВА		320																	0	320	0	ООО "Шестой Ветропарк ФРВ"	Обеспечение выдачи мощности Ольховской ВЭС
2	Строительство одного двухцепного захода ВЛ 220 кВ Петров Вал – Таловка на Ольховскую ВЭС ориентировочной протяженностью 39,8 км			2×39,8 км	79,6																		79,6	0	0	ПАО "Россети"	
ТЭС																											
220 кВ																											
3	Строительство одного двухцепного захода ВЛ 220 кВ Киевская – Чекон на Ударную ТЭС ориентировочной протяженностью 5,06 км и одного двухцепного захода ВЛ 220 кВ Тамань – Славянская на Ударную ТЭС ориентировочной протяженностью 29,4 км	Республики Адыгея и Краснодарского края	2023	2×5,06 км 2×29,4 км	68,92																		68,92	0	0	ПАО "Россети"	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений 2. Обеспечение выдачи мощности Ударной ТЭС

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 2023 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта																					Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта		
					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	
	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	Самарской области	2024	1×2,7 км				2,7															2,7	0	0	ООО "Четырнадцатый ветропарк ФРВ"	Обеспечение выдачи мощности Гражданской ВЭС (ООО "Четырнадцатый ветропарк ФРВ"), Покровской ВЭС и Ивановской ВЭС (ООО "Девятый ветропарк ФРВ")	
	Строительство РУ 220/35 кВ Гражданской ВЭС с трансформатором 220/35 кВ мощностью 160 МВА и трансформатором 220/35 кВ мощностью 125 МВА		2024	1×160 МВА 1×125 МВА				285															0	285	0	ООО "Четырнадцатый ветропарк ФРВ"	Обеспечение выдачи мощности Гражданской ВЭС (ООО "Четырнадцатый ветропарк ФРВ"), Покровской ВЭС и Ивановской ВЭС (ООО "Девятый ветропарк ФРВ")	

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 2023 – 2028 ГОДЫ  
ПО ОЭС УРАЛА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта																						Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					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		
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

**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 2023 – 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)																					Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта		
					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	
Мероприятия по строительству новых объектов электросетевого хозяйства для усиления электрической сети в целях осуществления технологического присоединения и предусмотренные техническими условиями на технологическое присоединение																												
220 кВ																												
1	Строительство ВЛ 220 кВ АЭС БРЕСТ – ГПП-220 ориентировочной протяженностью 17 км	Томской области	2026	1×17 км										17										17	0	0	АО "СХК"	Обеспечение выдачи мощности электростанции и технологического присоединения потребителей АО "СХК"
2	Строительство одного двухцепного захода ВЛ 220 кВ Восточная – ЭС-2 СХК (Т-202) на РУ 220 кВ АЭС БРЕСТ ориентировочной протяженностью 5 км с образованием ВЛ 220 кВ АЭС БРЕСТ – ЭС-2 СХК ориентировочной протяженностью 5 км и ВЛ 220 кВ АЭС БРЕСТ – Восточная ориентировочной протяженностью 25,288 км	Томской области	2026	2×5 км										10										10	0	0	АО "СХК"	
3	Строительство РУ 220 кВ АЭС БРЕСТ с трансформатором 220/6,3 кВ мощностью 16 МВА для электроснабжения комплекса ПЯТЦ	Томской области	2026	1×16 МВА											16									0	16	0	АО "СХК"	



**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 2023 – 2028 ГОДЫ  
ПО ОЭС ВОСТОКА**

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта																						Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта	
				2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого						
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар			
	Мероприятия по строительству новых и реконструкции существующих объектов электросетевого хозяйства в целях обеспечения выдачи мощности объектов генерации в соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение																											
	ТЭС																											
	220 кВ																											
1	Строительство ПП 220 кВ Магистральный с заходами КВЛ 220 кВ Тында – Лопча в ПП 220 кВ Магистральный ориентировочной протяженностью 0,26 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Лопча – Магистральный и КВЛ 220 кВ Магистральный – Тында № 2, строительство заходов существующей КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи в ПП 220 кВ Магистральный ориентировочной протяженностью 0,26 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Магистральный – Хорогочи и КВЛ 220 кВ Магистральный – Тында № 1 и реконструкцией КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 2 со строительством участка до ПП 220 кВ Магистральный ориентировочной протяженностью 0,9 км с образованием ВЛ 220 кВ Магистральный – Сковородино	Амурской области	2025	2×0,26 км 2×0,26 км 1×0,9 км							1,94													1,94	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение выдачи мощности блоков № 4 и № 5 Нерюнгринской ГРЭС
2	Строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Даурия – Магистральный ориентировочной протяженностью 160 км	Амурской области	2025	1×160 км							160													160	0	0		
3	Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Магистральный № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 191,9 км каждая	Республики Саха (Якутия) (ЮЯР), Амурской области	2025	2×191,9 км							383,8													383,8	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение выдачи мощности блоков № 4 и № 5 Нерюнгринской ГРЭС
4	Строительство двух заходов ВЛ 220 кВ Зеленый Угол – Суходол на Артемовскую ТЭЦ-2 ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ-2 – Суходол и ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ-2 – Зеленый Угол	Приморского края	2027	2×0,5 км													1							1	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение выдачи мощности Артемовской ТЭЦ-2
	Строительство двух заходов ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Владивостокская ТЭЦ-2 на Артемовскую ТЭЦ 2 ориентировочной протяженностью 0,6 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ-2 – Артемовская ТЭЦ и ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ-2 – Владивостокская ТЭЦ-2		2027	2×0,6 км													1,2						1,2	0	0	ПАО "Россети"		
	Строительство двух заходов ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна на ПС 220 кВ Угловая ориентировочной протяженностью 0,2 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Владивосток – Угловая и ВЛ 220 кВ Волна – Угловая		2027	2×0,2 км														0,4						0,4	0	0	ПАО "Россети"	
	Строительство ПС 220 кВ Угловая с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 250 МВА		2027	1×250 МВА														250						0	250	0	ПАО "Россети"	
	Строительство шинопровода 220 кВ от ПС 220 кВ Угловая до ПС 220 кВ Западная ориентировочной протяженностью 0,2 км		2027	1×0,2 км														0,2						0,2	0	0		

\*- параметры ЛЭП будут уточнены на стадии разработки проектной документации

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 2023 – 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)																			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта			
					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
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 (2х63 МВА)	Новгородской области	2023	2×63 МВА		126																	0	126	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО "Цемент", АО "Парус")
	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Ленинградская – Чудово на ПС 330 кВ Ручей ориентировочной протяженностью 0,32 км (2х0,16 км)		2023	2×0,16 км	0,32																	0,32	0	0			
2	Реконструкция ПС 330 кВ Ржевская с установкой третьего автотрансформатора 330/110 кВ мощностью 200 МВА (1х200 МВА)	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	2023	1×200 МВА		200																	0	200	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД", ООО "ЛСР. Недвижимость-СЗ", ООО "Энергосоюз Северо-Запад", ООО "СПБ Энергострой", ООО "ГООО "ИнвестАльянс")
3	Строительство ПС 330 кВ Нарва с четырьмя автотрансформаторами 330/110 кВ мощностью 400 МВА каждый (4х400 МВА)	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	2023	4×400 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 (1х31 км)	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	2023	1×31 км	31																	31	0	0	ПАО "Россети"		
	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Копорская – Кингисеппская на ПС 330 кВ Нарва ориентировочной протяженностью 30 км (2х15 км) с образованием ВЛ 330 кВ Кингисеппская – Нарва № 1 и ВЛ 330 кВ Копорская – Нарва № 1	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	2023	2×15 км	30																		30	0	0	ПАО "Россети"	
4	Реконструкция ПС 400 кВ Выборгская с установкой третьего автотрансформатора 330/110 кВ мощностью 125 МВА (1х125 МВА)	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	2023	1×125 МВА		125																	0	125	0	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Приморский УПК")
220 кВ																											
5	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 (2х40 МВА)	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	2023	2×40 МВА		80																	0	80	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения (ОАО "РЖД", ООО "РЭС", ООО "РСК РЭС", ООО "СК Прагма", ООО "Осиновая роща")
6	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 (2х40 МВА)	Архангельской области и Ненецкого автономного округа	2023	2×40 МВА		80																	0	80	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения (ПАО "Россети Северо-Запад")

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 2023 – 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)																			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта			
					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
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 Трубино с заменой автотрансформаторов АТ-1 500/220 кВ и АТ-2 500/220 кВ мощностью 3×167 МВА каждый на автотрансформаторы 500/220 кВ мощностью 500 МВА каждый, с заменой автотрансформаторов АТ-3 220/110 кВ и АТ-4 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый на автотрансформаторы 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый и установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	г. Москвы и Московской области	2023	2×500 МВА		1000																0	1000	0	ПАО "Россети"	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Флагман" (I очередь), ООО "ПРОМСТРОЙ", ООО "Стройсервис", ООО "Евросити", ООО "ГИПЕРГЛО-БУС", ООО "Гранель")	
				2×250 МВА		500																0	500	0			
				2×100 МВА		200																	0	200			0
2	Реконструкция ПС 500 кВ Ногинск с заменой автотрансформаторов АТ-3 220/110 кВ и АТ-4 220/110 кВ мощностью 3×60 МВА каждый на автотрансформаторы 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый и установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	г. Москвы и Московской области	2023	2×250 МВА		500																0	500	0	ПАО "Россети"	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО "Машиностроительный завод")	
				2×100 МВА		200																0	200	0			
3	Строительство ПС 500 кВ Обнинская с установкой автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 3×167 МВА с резервной фазой 167 МВА	Калужской области	2026	3×167+167 МВА											501+167								0	501+167	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "НЛМК-Калуга")
	Строительство ВЛ 500 кВ Калужская – Обнинская ориентировочной протяженностью 14,2 км	Калужской области	2026	1×14,2 км										14,2									14,2	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "НЛМК-Калуга")
220 кВ																											
4	Строительство двух ВЛ 220 кВ Обнинская – Созвездие ориентировочной протяженностью 46,88 км каждая	Калужской области	2026	2×46,88 км											93,76								93,76	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "НЛМК-Калуга")
5	Реконструкция ПС 220 кВ Тепличная с установкой второго трансформатора 220/10 кВ мощностью 80 МВА	Тульской области	2023	1×80 МВА		80																	0	80	0	ООО "Тепличный комплекс "Тульский"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Тепличный комплекс "Тульский")
6	Реконструкция ПС 220 кВ Луч с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на автотрансформаторы 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый, установка двух трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью по 2×125 МВА	г. Москвы и Московской области	2024	2×200 МВА 2×125 МВА					650														0	650	0	ПАО "Россети"	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Развитие")
7	Строительство ПС 220 кВ КТПН (ГПП-4) с двумя трансформаторами 220/110 кВ мощностью 63 МВА каждый	г. Москвы и Московской области	2023	2×63 МВА		126																	0	126	0	АО "Газпромнефть-МНПЗ"	Обеспечение технологического присоединения (АО "Газпромнефть-МНПЗ")
	Строительство двух КЛ 220 кВ Капотня – КТПН ориентировочной протяженностью 2 км каждая	г. Москвы и Московской области	2023	2×2 км	4																	4	0	0			

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта																					Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого			
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	
8	Реконструкция ПС 220/110 кВ Нефтезавод с установкой второго автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 125 МВА	г. Москвы и Московской области	2023	1×125 МВА		125															0	125	0	АО "Газпромнефть-МНПЗ"	Обеспечение технологического присоединения (АО "Газпромнефть-МНПЗ")	
	Строительство КЛ 220 кВ Нефтезавод – КГПН ориентировочной протяженностью 3 км	г. Москвы и Московской области	2023	1×3 км	3															3	0	0				
9	Реконструкция ПС 220/110/10 кВ Чертаново с установкой двух силовых трансформаторов 220/10 кВ по 63 МВА и демонтажем существующих силовых трансформаторов напряжением 110/10/10 кВ Т-1, Т-2 мощностью по 63 МВА	г. Москвы и Московской области	2023	2×63 МВА		126															0	126	0	ПАО "Россети Московский регион"	Обеспечение технологического присоединения (ООО "Проект-Девелопмент", АО "Мотель Варшавский")	
10	Реконструкция ПС 220 кВ Метзавод с установкой четвертого трансформатора 220/35 кВ мощностью 180 МВА	Калужской области	2026	1×180 МВА										180							0	180	0	ООО "НЛМК - Калуга"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "НЛМК-Калуга")	
11	Строительство одного двухцепного захода ВЛ 220 кВ Ярцево – Радуга на ПС 220 кВ Дмитров ориентировочной протяженностью 16,445 км и 16,395 км с образованием ВЛ 220 кВ Ярцево – Дмитров и ВЛ 220 кВ Дмитров – Радуга	г. Москвы и Московской области	2023	16,445 км 16,395 км	32,84																32,84	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО "ОЭЗ ТВТ "Дубна")	
12	Строительство ПС 220 кВ Варваринский-тяговая с двумя трансформаторами 220/27,5/11 кВ мощностью 40 МВА	Тамбовской области	2025	2×40 МВА								80									0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД", электрификация участка Ртищево – Кочетовка Юго-Восточной железной дороги)	
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Тамбовская – Мичуринская на ПС 220 кВ Варваринский-тяговая ориентировочной протяженностью 10 км		2025	2×10 км						20										20	0	0	ПАО "Россети"			
13	Строительство ПС 220 кВ Пушкар-тяговая с двумя трансформаторами 220/27,5/11 кВ мощностью 40 МВА каждый	Тамбовской области	2025	2×40 МВА								80									0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД", электрификация участка Ртищево – Кочетовка Юго-Восточной железной дороги)	
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Тамбовская – Котовская на ПС 220 кВ Пушкар-тяговая ориентировочной протяженностью 0,5 км		2025	2×0,5 км						1										1	0	0	ПАО "Россети"			
14	Строительство ПС 220 кВ Арсенал с двумя трансформаторами 220/27,5/11 кВ мощностью 40 МВА каждый	Тульской области	2025	2×40 МВА								80									0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
	Строительство захода ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая на ПС 220 кВ Арсенал ориентировочной протяженностью 3,5 км		2025	2×3,5 км						7										7	0	0	ПАО "Россети"			
15	Строительство заходов ВЛ 220 кВ ЦАГИ – Руднево и КВЛ 220 кВ Ногинск – Руднево на ПС 500 кВ Каскадная ориентировочной протяженностью 0,73 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Каскадная – ЦАГИ, КВЛ 220 кВ Ногинск – Каскадная, ВЛ 220 кВ Каскадная – Руднево I цепь, ВЛ 220 кВ Каскадная – Руднево II цепь.	г. Москвы и Московской области	2023	4×0,73 км	2,92																2,92	0	0	ПАО "Россети Московский регион"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО "Россети Московский регион")	
16	Реконструкция двухцепной КЛ 220 кВ ТЭЦ-23 – Елоховская I, II цепь с заменой провода ориентировочной протяженностью 24 км	г. Москвы и Московской области	2023	2×12 км	24																24	0	0	ПАО "Россети Московский регион"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО "Московский ткацко-отделочный комбинат", ФГБУ "Управление заказчика строительства и реконструкции объектов федеральных государственных органов", Управления делами Президента Российской Федерации, АО "РЖД")	
17	Реконструкция КЛ 220 кВ Владыкино – Бескудниково № 2 с заменой провода ориентировочной протяженностью 4,1 км	г. Москвы и Московской области	2023	1×4,1 км	4,1																4,1	0	0	ПАО "Россети Московский регион"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (КП города Москвы "Управление гражданского строительства", АО "Группа Компаний ПИК", АО "Вариатор")	

\*- в случае отсутствия реализации мероприятия в указанный срок потребуются ввод ГАО в объеме 25 МВт в 2024 году, даже при не реализации планов по технологическому присоединению энергопринимающих устройств максимальной мощностью более 5 МВт.

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 2023 – 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)																						Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта	
					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			
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 Т-2 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА	Республики Адыгея и Краснодарского края	2023	1×63 МВА		63																	0	63	0	ПАО "Россети"	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Тепличный комплекс "Зеленая линия", ОАО "РЖД")	
330 кВ																												
2	Строительство ПС 330 кВ Тихая с двумя трансформаторами 330/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	Республики Ингушетия	2023	2×63 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 0,2 км			2×0,2 км	0,4																	0,4	0	0	ПАО "Россети"			
3	Строительство ПС 330 кВ Нахимовская с одним автотрансформатором 330/110 кВ мощностью 200 МВА	Республики Крым и г. Севастополя	2023	1×200 МВА		200																	0	200	0	АО "Крымэнерго"	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей	
	Строительство заходов КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС - Западно-Крымская на ПС 330 кВ Нахимовская ориентировочной протяженностью 6,9 км			2×6,9 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	Республики Адыгея и Краснодарского края	2025	1×125 МВА								125												0	125	0	ПАО "Россети"	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (администрации муниципального образования "Майкопский район")
	Реконструкция ПС 220 кВ Черемушки с установкой БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар		2025	1×25 Мвар										25										0	0	25	ПАО "Россети Кубань"	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (администрации муниципального образования "Майкопский район")
	Реконструкция ПС 220 кВ Черемушки с установкой трансформатора Т-4 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА, заменой трансформатора Т-3 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА		2023	2×25 МВА		50																		0	50	0	ПАО "Россети Кубань"	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей
5	Строительство ПС 220 кВ Донбиотех с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Ростовской области	2024	2×40 МВА					80														0	80	0	АО "Донские биотехнологии"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО "Донские биотехнологии")	

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта																						Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого				
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
6	Строительство ПС 220 кВ Лотос с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 80 МВА каждый, оснащенных устройствами РПН	Астраханской области	2025	2×80 МВА							160											0	160	0	ООО "АЭК-Холдинг"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "АЭК-Холдинг")	
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нефтепровод – Астрахань на ПС 220 кВ Лотос ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый с образованием ЛЭП 220 кВ Нефтепровод – Лотос и ЛЭП 220 кВ Астрахань – Лотос			2×0,5 км																		1	0	0			
7	Строительство ПС 220 кВ Цемес с двумя трансформаторами 220/35/6 кВ мощностью 80 МВА каждый	Республики Адыгея и Краснодарского края	2023	2×80 МВА		160																0	160	0	ООО "Новоросметалл"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Новоросметалл")	
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Афицкий НПЗ – Кирилловская с отпайками на ПС 220 кВ Цемес ориентировочной протяженностью 5 км			2×5 км	10																	10	0	0			
8	Реконструкция ПС 220 кВ Канальная с установкой третьего трансформатора 230/27,5/11 кВ мощностью 40 МВА	Волгоградской области	2023	1×40 МВА		40																0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
9	Реконструкция ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Восточная промзона I, II цепь с заменой провода АС-300 на провод с большей пропускной способностью ориентировочной протяженностью 5,5 км каждая	Республики Адыгея и Краснодарского края	2023	2×5,5 км	11																	11	0	0	ПАО "Россети"	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "КЭСК", АО "НЭСК-Электросети")	
10	Строительство ПС 220 кВ Новошахтинская с двумя трансформаторами 220/110/6/6 кВ мощностью 125 МВА каждый	Ростовской области	2023	2×125 МВА		250																0	250	0	АО "Новошахтинский завод нефтепродуктов"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО "Новошахтинский завод нефтепродуктов")	
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Шахты на ПС 220 кВ Новошахтинская ориентировочной протяженностью 15,5 км каждый		2023	2×15,5 км	31																	31	0	0	ПАО "Россети"		
11	Строительство ПС 220 кВ Прокат с четырьмя трансформаторами 220/10/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	Волгоградской области	2023 2024	4×125 МВА		250			250													0	500	0	ООО "РНК"	Обеспечение технологического присоединения ООО "РНК"	
12	Строительство двухцепной ЛЭП 220 кВ Трубная - Прокат I, II цепь ориентировочной протяженностью 10,737 км	Волгоградской области	2023	2×10,737 км	21,47																	21,47	0	0	ПАО "Россети"		
13	Строительство ПС 220 кВ Сталь с одним трансформатором 220/35 кВ мощностью 140 МВА	Волгоградской области	2024	1×140 МВА					140													0	140	0	ООО "РНК"		
14	Строительство ЛЭП 220 кВ Трубная - Сталь ориентировочной протяженностью 8,949 км	Волгоградской области	2024	1×8,949 км				8,949														8,949	0	0	ПАО "Россети"		
15	Строительство ПС 220 кВ Газовая с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА	Республики Крым и г. Севастополя	2023	1×125 МВА		125																0	125	0	АО "Крымэнерго"	Обеспечение технологического присоединения ГУП РК "Черноморнефтегаз"	
16	Строительство одного двухцепного захода КВЛ 220 кВ Тамань - Кафа № 3 на ПС 220 кВ Газовая ориентировочной протяженностью 2 км с образованием КВЛ 220 кВ Тамань - Газовая и ВЛ 220 кВ Кафа - Газовая	Республики Крым и г. Севастополя	2023	2×2 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)																			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта			
					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
17	Строительство ПС 220 кВ Промышленная с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	Республики Крым и г. Севастополя	2025	2×25 МВА							50											0	50	0	ГУП РК "Крымэнерго"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (индустриальный парк "Бахчисарай")	
	2025		2×1 км																			2	0	0			
18	Строительство ПС 220 кВ КУБ-С с трансформатором 220/10 кВ мощностью 63 МВА	Республики Адыгея и Краснодарского края	2023	1×63 МВА		63																	0	63	0	ООО "КУБ-С"	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "КУБ-С")
	2023		2×14 км	28																			28	0	0	ООО "КУБ-С"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "КУБ-С")

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 2023 – 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)																						Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					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		
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	Нижегородской области	2023	1×250 МВА		250																	0	250	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения АО "ВМЗ"
220 кВ																											
2	Строительство ПС 220 кВ НПЗ с двумя автотрансформаторами 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА каждый и с установкой двух трансформаторов 220/6/6 кВ мощностью 63 МВА каждый.	Нижегородской области	2023	2×125 МВА 2×63 МВА		376																	0	376	0	ООО "ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез"	Обеспечение технологического присоединения ООО "ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез"
	Строительство ВЛ 220 кВ от места врезки в реконструируемую ВЛ 220 кВ Бобыльская – Кудьма до РУ 220 кВ новой ПС 220 кВ НПЗ ориентировочной протяженностью 7,56 км с образованием ВЛ 220 кВ Бобыльская – НПЗ и ВЛ 220 кВ Кудьма – НПЗ			2×7,56 км	15,12																15,12	0	0	ПАО "Россети"			
3	Реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ ГПП Метзавод с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 63 МВА каждый и одного трансформатора 220/35 кВ мощностью 160 МВА	Саратовской области	2024	2×63 МВА 1×160 МВА				286															0	286	0	АО "МЗ Балаково"	Обеспечение технологического присоединения АО "МЗ Балаково"
	Реконструкция ВЛ 220 кВ Центральная – Метзавод № 1 и ВЛ 220 кВ Центральная – Метзавод № 2 с заменой провода на провод с допустимой токовой нагрузкой 1060 А при ТНВ=+30 °С ориентировочной протяженностью 5,6 км каждая			2×5,6 км		11,2															11,2	0	0	ПАО "Россети"			
4	Строительство ПС 220 кВ РЦОД с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	Саратовской области	2024	2×100 МВА				200															0	200	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения ООО "ИнфоТех Балаково"
	Строительство заходов от ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС – Ершовская до РУ 220 кВ ПС 220 кВ РЦОД ориентировочной протяженностью 7 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС – РЦОД I цепь и ВЛ 220 кВ Ершовская – РЦОД. Строительство ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС – РЦОД II цепь ориентировочной протяженностью 35 км			2×7 км 1×35 км		49															49	0	0	ПАО "Россети"			



**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 2023 – 2028 ГОДЫ**

**ПО ОЭС УРАЛА**

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
Мероприятия по строительству новых и реконструкции существующих объектов электросетевого хозяйства, реализация которых предусмотрена техническими условиями на технологическое присоединение																											
220 кВ																											
1	Строительство надстройки 220 кВ на ПП 110 кВ Угутский (ПС 220 кВ Погорелова) с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью 125 МВА каждый	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	2027	2×125 МВА													250						0	250	0	АО "Россети Тюмень"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО "НК "Роснефть")
	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Святогор – Погорелова ориентировочной протяженностью 79,937 км			2×79,937 км												159,9						159,9	0	0			
2	Реконструкция ПС 220 кВ Правдинская с установкой третьего автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 125 МВА	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	2023	1×125 МВА		125																	0	125	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО "НК "Роснефть")
3	Строительство ПС 220 кВ в районе ПС 110 кВ Лосинка с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью 125 МВА каждый	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	2027	2×125 МВА													250						0	250	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО "НК "Роснефть")
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Пыть-Ях – ЮБГПЗ на ПС 220 кВ в районе ПС 110 кВ Лосинка ориентировочной протяженностью 8 км			2×8 км											16						16	0	0				
4	Строительство надстройки 220 кВ на ПС 110 кВ Батово с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью 125 МВА каждый	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	2027	2x125 МВА													250						0	250	0	АО "Россети Тюмень"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО "НК "Роснефть", АО "НК "Конданефть")
	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Демьянская – Батово ориентировочной протяженностью 124,35 км			2x124,35 км											248,7						248,7	0	0				
5	Строительство ПС 220 кВ Тасу Ява с двумя автотрансформаторами 220/110/35 кВ мощностью 250 МВА каждый	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	2024	2×250 МВА					500														0	500	0	АО "Тюменнефтегаз"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО "Тюменнефтегаз")
6	Строительство двухцепной КВЛ 220 кВ Ермак – Тасу Ява ориентировочной протяженностью 69,655 км (перевод двухцепной КВЛ 110 кВ Ермак – Русская на напряжение 220 кВ с образованием двухцепной КВЛ 220 кВ Ермак – Тасу Ява)	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	2024	2×69,655 км				139,3														139,3	0	0	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО "Тюменнефтегаз")		
7	Строительство КВЛ 220 кВ Исконная – Ермак ориентировочной протяженностью 134,4 км	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	2024	1×134,4 км				134,4														134,4	0	0			

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта  ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																					Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта	
					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
8	Строительство ПС 220 кВ Ныда с двумя трансформаторами 220/35 кВ мощностью 10 МВА каждый	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	2024	2×10 МВА					20														0	20	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
	Строительство двух одноцепных заходов ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой на ПС 220 кВ Ныда ориентировочной протяженностью 2,73 км каждый			2×2,73 км				5,50															5,5	0	0	ПАО "Россети"	
9	Строительство ПС 220 кВ Ярудей с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	2025	2×6,3 МВА								12,6											0	12,6	0	АО "Россети Тюмень"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "СПХ")
	Строительство двух одноцепных отпаяк от ВЛ 220 кВ Салехард – Надым № 1, № 2 цепь на ПС 220 кВ Ярудей ориентировочной протяженностью 0,3 км каждая			2×0,3 км						0,6													0,6	0	0		
10	Строительство ПС 220 кВ Муллит с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	Челябинской области	2023	2×25 МВА		50																	0	50	0	ООО "Муллит"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Муллит")
	Строительство одного двухцепного захода ВЛ 220 кВ Новометаллургическая – ЧФЗ I цепь на ПС 220 кВ Муллит ориентировочной протяженностью 2,5 км			2×2,5 км	5																		5	0	0		
11	Реконструкция ПС 220 кВ 90 с установкой одной БСК 220 кВ мощностью 60 Мвар	Челябинской области	2024	1×60 Мвар						60													0	0	60	ПАО "ММК"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО "ММК")
	Реконструкция ПС 220 кВ 90 с установкой одной БСК 220 кВ мощностью 50 Мвар			1×50 Мвар						50													0	0	50		
	Реконструкция ПС 220 кВ 90 с установкой одной БСК 220 кВ мощностью 95 Мвар			1×95 Мвар						95														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 ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, А ТАКЖЕ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА, ПРИНАДЛЕЖАЩИХ СЕТЕВЫМ ОРГАНИЗАЦИЯМ И ИНЫМ ЛИЦАМ, К ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В 2023 – 2028 ГОДЫ  
ПО ОЭС СИБИРИ

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта																					Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта	
					2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого				
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА			Мвар
	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 Тайшет с установкой третьего автотрансформатора 500/110/35 кВ мощностью 250 МВА	Иркутской области	2023	1×250 МВА		250																	0	250	0	ОАО "ИЭСК"	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД"
2	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА	Иркутской области	2023	1×200 МВА		200																	0	200	0	ОАО "ИЭСК"	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД"
3	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА	Иркутской области	2023	1×200 МВА		200																	0	200	0		1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД"
4	Строительство ПС 500 кВ Нижнеангарская с двумя автотрансформаторами 500/220/10 кВ мощностью (501+167) МВА и 501 МВА: I этап – установка одного автотрансформатора 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА с резервной фазой 167 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА с резервной фазой мощностью 167 МВА), установка ШПР 500 кВ мощностью 180 Мвар, двух УШР 220 кВ мощностью 50 Мвар каждый, двух БСК 220 кВ мощностью 52 Мвар каждая; II этап – установка второго автотрансформатора 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА), установка двух ШПР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый	Республики Бурятия	2023	1×501+167 МВА 1×180 Мвар		501	180																0	501	180	ПАО "Россети"	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД" (БАМ и Транссиб), ООО "Полос Сухой Лог", ПАО "Высочайший", ООО «ИНК»
				1×501 МВА 2×180 Мвар		501	360															0	501	360	1. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД" (БАМ и Транссиб), ООО "Полос Сухой Лог", ПАО "Высочайший", ООО «ИНК». 2. Протокол совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр		
	Республики Бурятия	2023	2×50 Мвар 2×52 Мвар			204														0	0	204	ПАО "Россети"	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД" (БАМ и Транссиб), ООО "Полос Сухой Лог", ПАО "Высочайший", ООО «ИНК», ПАО «Газпром»			
	Иркутской области, Республики Бурятия	2023	1×461,73 км 1×180 Мвар	461,73		180														461,73	0	180					
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Ангоя – Новый Уоян (АУ-38) и ВЛ 220 кВ Кичера – Новый Уоян (КУ-37) на ПС 500 кВ Нижнеангарская ориентировочной протяженностью 3,14 км и 1,337 км	Республики Бурятия	2023	1×3,14 км 1×1,337 км	4,477																	4,477	0	0	ПАО "Россети"	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД" (БАМ и Транссиб), ООО "Полос Сухой Лог", ПАО "Высочайший", ООО «ИНК»	

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта  ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																					Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта	
					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
5	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой второго автотрансформатора 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый)	Иркутской области	2023	1×501 МВА		501																	0	501	0	ПАО "Россети"	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО "Иркутская нефтяная компания", ПАО "Газпром", ООО "Полос Сухой Лог", ПАО "Высочайший"
	Реконструкция ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 2 с переводом на проектное напряжение 500 кВ			-	-																0	0	0				
6	Строительство ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3 ориентировочной протяженностью 295,7 км	Иркутской области	2024	1×295,7 км				295,7															295,7	0	0	ПАО "Россети"	1. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полос Сухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Газпром», ПАО «Высочайший». 2. Протокол совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр
	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Усть-Илимской ГЭС-Усть-Кут № 3			1×180 Мвар						180												0	0	180	ПАО "Россети"		
	Реконструкция РУ 500 кВ Усть-Илимской ГЭС с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар на ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 2 при вводе ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3		2024	1×180 Мвар						180													0	0	180	ПАО "Иркутскэнерго"	
7	Реконструкция ПС 220 кВ Таксимо со строительством РУ 500 кВ и установкой автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА с резервной фазой 167 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА с резервной фазой мощностью 167 МВА)	Республики Бурятия	2024	1×501+167 МВА					501														0	501	0	ПАО "Россети"	1. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полос Сухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Высочайший». 2. Протокол совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр
	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо ориентировочной протяженностью 235,8 км	Республики Бурятия	2024	1×235,8 км				235,8													235,8	0	0				
8	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2 ориентировочной протяженностью 461,9 км	Иркутской области, Республики Бурятия	2024	1×461,9 км				461,90															461,9	0	0	ПАО "Россети"	1. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полос Сухой Лог», ОАО «РЖД», ООО «ИНК», ПАО «Высочайший», ПАО «Газпром». 2. Протокол совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр
	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская-Усть-Кут № 2	Иркутской области	2024	1×180 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)																						Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					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		
9	Реконструкция ПС 500 кВ Ново-Анжерская с установкой пятого автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА	Кемеровской области	2024	1×250 МВА					250														0	250	0	ПАО "Россети"	1. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД". 2. Протокол совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр
10	Реконструкция ПС 500 кВ Ново-Анжерская с установкой одного выключателя 220 кВ	Кемеровской области	2024	х																			0	0	0	ПАО "Россети"	1. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД". 2. Протокол совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр
11	Реконструкция ПС 500 кВ Юрга с установкой третьего автотрансформатора 500/110/10 кВ мощностью 250 МВА	Кемеровской области	2024	1×250 МВА					250														0	250	0	ПАО "Россети"	1. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД". 2. Протокол совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр
12	Реконструкция ПС 500 кВ Юрга с установкой двух выключателей 500 кВ	Кемеровской области	2024	х																			0	0	0	ПАО "Россети"	1. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД". 2. Протокол совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр
13	Реконструкция ПС 500 кВ Означенное с установкой автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 801 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 267 МВА каждый)	Республики Хакасия	2024	1×801 МВА					801														0	801	0	ПАО "Россети"	Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва
	220 кВ																										
14	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	Иркутской области	2025	1×1 км							1												1	0	0	ОАО "ИЭСК"	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО "ГринФилд"
15	Реконструкция ПС 220 кВ Чудничный с установкой третьего трансформатора 220/27,5 кВ мощностью 25 МВА	Иркутской области	2023	1×25 МВА		25																	0	25	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД"
16	Строительство ПС 220 кВ СЭМЗ с тремя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	Иркутской области	2025	3×63 МВА							189												0	189	0	АО "Гринфилд"	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО "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			1×6 км 1×2 км							8										8	0	0				

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта																			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта		
					2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.					Итого	
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар			км	МВА
17	Строительство ПС 220 кВ Кыргайская с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Кемеровской области	2023	2×40 МВА		80															0	80	0	ООО "ОФ Талдинская"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО "ОФ Талдинская"	
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кузбасская – Новокузнецкая II цепь на ПС 220 кВ Кыргайская ориентировочной протяженностью 10,75 км каждый			2×10,8 км	21,6																21,6	0	0	ПАО "Россети"		
18	Строительство ПС 220 кВ Сибирский магнезит с трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	Красноярского края и Республики Тыва	2025	2×63 МВА							126										0	126	0	ООО "Группа "Магнезит"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО "Группа "Магнезит"	
	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Раздолинская – Сибирский Магнезит ориентировочной протяженностью 6,216 км			2×6,216 км							12,4										12,4	0	0			
19	Строительство ПС 220 кВ Кантат с двумя трансформаторами 220/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	Красноярского края и Республики Тыва	2023	2×40 МВА		80															0	80	0	ФГУП "НО РАО"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ФГУП "НО РАО"	
	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Узловая – Кантат ориентировочной протяженностью 35,2 км			2×35,2 км	70,4																70,4	0	0			
20	Строительство ВЛ 220 кВ Ангара – БоАЗ № 4 ориентировочной протяженностью 4,17 км	Красноярского края и Республики Тыва	2028	1×4,17 км														4,17				4,17	0	0	ЗАО "Богучанский алюминиевый завод"	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО "Богучанский алюминиевый завод"
21	Строительство ПС 220 кВ Туманная с двумя трансформаторами 220/35/35 кВ мощностью 160 МВА каждый. Установка на ПС 220 кВ Туманная двух БСК 220 кВ мощностью 70 Мвар каждая. Установка на ПС 220 кВ Туманная двух УШР 220 кВ мощностью 63 Мвар каждый	Красноярского края и Республики Тыва	2024	2×160 МВА 2×63 Мвар 2×70 Мвар					320	266											0	320	266	ООО "Голевская горнорудная компания"	Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва	
	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Туран – Туманная ориентировочной протяженностью 272 км			2×272 км					544												544	0	0	ПАО "Россети"		
22	Строительство ПС 220 кВ ТК Гусиноозерский с трансформатором 220/10 кВ мощностью 40 МВА	Республики Бурятия	2023	1×40 МВА																	0	0	0	ООО "Тепличный комплекс "Гусиноозерский"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО "Тепличный комплекс "Гусиноозерский"	
	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Мухоршибирь (ГМШ-260) до ПС 220 кВ ТК Гусиноозерский ориентировочной протяженностью 0,748 км			1×0,748 км	0,748																0,748	0	0			
23	Реконструкция ПС 220 кВ Полимер с установкой двух трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 80 МВА каждый. Реконструкция ПС 220 кВ Полимер с установкой двух БСК 220 кВ мощностью 25 Мвар каждая	Иркутской области	2023	2×80 МВА 2×25 Мвар		160	50														0	160	50	ООО "Иркутская нефтяная компания"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО "Иркутская нефтяная компания"	
24	Строительство ПС 220 кВ Рассолы с двумя трансформаторами 220/110/35 кВ мощностью 80 МВА каждый	Иркутской области	2024	2×80 МВА					160												0	160	0	ООО "Иркутская нефтяная компания"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО "Иркутская нефтяная компания"	
	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 1,3 км и 1,8 км			1×1,3 км 1×1,8 км					3,1												3,1	0	0	ПАО "Россети"		
25	Строительство ПС 220 кВ Амикан с двумя трансформаторами 220/6 кВ мощностью 2×40 МВА каждый	Красноярского края и Республики Тыва	2024	2×40 МВА					80												0	80	0	ООО Горно-рудная компания "Амикан"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО Горно-рудная компания "Амикан"	
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Раздолинская – Тайга I цепь на ПС 220 кВ Амикан ориентировочной протяженностью 0,249 км каждый			2×0,249 км					0,498												0,498	0	0	ПАО "Россети"		

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта																					Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого			
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	
26	Реконструкция ПС 220 кВ Коршуниха с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/35 кВ и АТ-2 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	Иркутской области	2023	2×200 МВА		400																0	400	0	ОАО "ИЭСК"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД"
27	Реконструкция ПС 220 кВ Киза с установкой третьего трансформатора 220/25/10 кВ мощностью 40 МВА	Республики Бурятия	2023	1×40 МВА		40																0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД"
28	Реконструкция ПС 220 кВ Metallurg с установкой двух трансформаторов 220/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	Кемеровской области	2023	2×40 МВА		80																0	80	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	Кемеровской области	2024	2×40 МВА					80													0	80	0	АО "УК "Сибирская"	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО "УК "Сибирская"
30	Реконструкция ПС 220 кВ Тайга с установкой третьего автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА. Реконструкция ПС 220 кВ Тайга с установкой четырех БСК 110 кВ мощностью 29 Мвар каждая	Красноярского края и Республики Тыва	2023	1×125 МВА 4×29 Мвар		125	116															0	125	116	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО "Полос Красноярск"
31	Реконструкция ПС 220 кВ Раздолинская с установкой СТК мощностью -110/+121 Мвар, подключаемого через трансформатор 1Т 220/15,75 кВ мощностью 125 МВА	Красноярского края и Республики Тыва	2023	1×125 МВА		125																	125		ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО "Полос Красноярск", ООО "Тайга Богучаны"
32				-110/+121 Мвар			-110/+121															0	0	0		
33	Реконструкция ВЛ 220 кВ Приангарская – Раздолинская №1 и ВЛ 220 кВ Приангарская – Раздолинская №2 с заменой провода на провод с допустимой токовой нагрузкой не менее 1450 А ориентировочной протяженностью 172,41 км и 172,47 км	Красноярского края и Республики Тыва	2023	1×172,41 км 1×172,47 км	344,88																	344,88	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО "Полос Красноярск", ООО "Группа "Магnezит"
34	Реконструкция ПС 220 кВ Строительная с заменой трансформаторов Т-1 220/10/6 кВ и Т-2 220/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	Новосибирской области	2023	1×63 МВА		63																0	63	0	АО "Электромagистраль"	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей
			2024	1×63 МВА					63												0	63	0			
35	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Чита – Озёрная ориентировочной протяженностью 240,543 км	Забайкальского края, Республики Бурятия	2023	2×240,5 км	481																	481	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО "Озёрное"
	2023		2×125 МВА		250															0	250	0				
36	Строительство ПС 220 кВ Ковыкта с двумя автотрансформаторами 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	Иркутской области	2023	2×63 МВА		126																0	126	0	ПАО "Газпром"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО "Газпром"
	2023		2×259,2 км	518,4																518,4	0	0	ПАО "Россети"			
37	Строительство ПС 220 кВ Чертово Корыто с двумя трансформаторами 220/10/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	Иркутской области	2024	2×80 МВА					160													0	160	0	АО "Тонода"	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО "Тонода"
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1 на ПС 220 кВ Чертово Корыто ориентировочной протяженностью 6,2 км каждый	Иркутской области		2×6,2 км				12,4												12,4	0	0	ПАО "Россети"			

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта																					Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого			
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	
38	Строительство ПС 220 кВ Витим с установкой двух трансформаторов 220/35 кВ мощностью 160 МВА каждый и двух трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	Иркутской области	2023	2×160 МВА 2×100 МВА		520															0	520	0	ООО "Полос сухой лог"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО "Полос Сухой Лог"	
	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Сухой Лог – Витим ориентировочной протяженностью 4,2 км			2×4,2 км	8,4															8,4	0	0				
39	Реконструкция ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран и ВЛ 220 кВ Туран – Кызылская (Д-47) со строительством нового участка ВЛ ориентировочной протяженностью 2 км и образованием ВЛ 220 кВ Ергаки – Кызылская ориентировочной протяженностью 150 км	Красноярского края и Республики Тыва	2024	1×2 км				2														2	0	0	ПАО "Россети"	Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва
40	Строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран ориентировочной протяженностью 230 км	Красноярского края и Республики Тыва	2024	1×230 км				230														230	0	0	ПАО "Россети"	
	Реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Шушенская-опорная с расширением на одну ячейку для подключения ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран	Красноярского края и Республики Тыва	2024	х																		0	0	0	ПАО "Россети"	
41	Реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Кызылская с расширением на одну ячейку для подключения ВЛ 220 кВ Кызылская – Мерген	Красноярского края и Республики Тыва	2024	х																		0	0	0	ПАО «Россети»	Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва
	Строительство ВЛ 220 кВ Кызылская – Мерген ориентировочной протяженностью 70 км	Красноярского края и Республики Тыва	2024	1×70 км				70														70	0	0	ПАО "Россети"	
42	Строительство ВЛ 220 кВ Туран – Мерген ориентировочной протяженностью 130 км	Красноярского края и Республики Тыва	2024	1×130 км				130														130	0	0	ПАО "Россети"	Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва
43	Строительство ПС 220 кВ Мерген с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью 63 МВА каждый, с установкой БСК 220 кВ мощностью 40 Мвар, двух УШР 220 кВ мощностью 50 Мвар каждый	Красноярского края и Республики Тыва	2024	2×63 МВА 2×50 Мвар				126	100													0	126	100	ПАО "Россети"	Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва
				1×40 Мвар				40													0	0	40	ПАО "Россети"		
44	Реконструкция ПС 220 кВ Кызылская с заменой двух автотрансформаторов 1АТ 220/110/10 кВ и 2АТ 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый, с заменой трансформатора 1Т-110 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый, с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар каждая, с установкой УШР 110 кВ мощностью 25 Мвар	Красноярского края и Республики Тыва	2024	2×125 МВА 2×40 МВА 2×26 Мвар 1×25 Мвар				330	77													0	330	77	ПАО "Россети"	Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва
45	Реконструкция ПС 220 кВ Крупская тяговая с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	Красноярского края и Республики Тыва	2024	1×40 МВА				40														0	40	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)																						Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					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		
46	Строительство ПС 220 кВ Кизир тяговая с двумя трансформаторами 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА каждый	Красноярского края и Республики Тыва	2024	2×40 МВА					80														0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД"
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кошурниково тяговая – Курагино тяговая на ПС 220 кВ Кизир тяговая ориентировочной протяженностью 0,92 км каждый	Красноярского края и Республики Тыва	2024	2×0,92 км				1,84															1,84	0	0	ПАО "Россети"	
47	Реконструкция РУ 220 кВ Красноярской ТЭЦ-3 с установкой трансформатора 220/10 кВ мощностью 63 МВА	Красноярского края и Республики Тыва	2023	1×63 МВА		63																	0	63	0	Филиал АО "Енисейская ТГК (ТГК-13)" - "Красноярская ТЭЦ-3"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО "БАМовская ТЭС-1"
48	Реконструкция РУ 220 кВ Назаровской ГРЭС с установкой трансформатора 220/10 кВ мощностью 63 МВА	Красноярского края и Республики Тыва	2023	1×63 МВА		63																	0	63	0	АО "Назаровская ГРЭС"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО "БАМовская ТЭС-1"
49	Реконструкция ПС 220 кВ Ачинский НПЗ с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 33 Мвар каждая	Красноярского края и Республики Тыва	2024	2×33 Мвар						66													0	0	66	АО "АНПЗ ВНК"	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО "АНПЗ ВНК"
50	Реконструкция ПС 220 кВ Ирбинская с установкой БСК 220 кВ мощностью не менее 57 Мвар	Красноярского края и Республики Тыва	2023	1×57 Мвар			57																0	0	57	ООО "УК Битривер"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО "УК Битривер"
51	Реконструкция ПС 220 кВ Чарыш с заменой трансформатора Т2 220/35/27,5 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	Республики Хакасия	2023	1×40 МВА		40																	0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД"
52	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Семиозерный – Могоча (ВЛ-225) и ВЛ 220 кВ Семиозерный – Чичатка (ВЛ-227) на ПС 220 кВ Семиозерный ориентировочной протяженностью 0,8 км каждый	Забайкальского края	2024	2×0,8 км				1,6															1,6	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД"
	Строительство ПС 220 кВ Семиозерный с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый		2024	2×40 МВА					80														0	80	0	ОАО "РЖД"	
53	Строительство третьей ВЛ 220 кВ Зилово – Холбон ориентировочной протяженностью 189,75 км	Забайкальского края	2024	1×189,75 км				189,75															189,75	0	0	ПАО "Россети"	1. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД" 2. Протокол совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр
54	Строительство третьей ВЛ 220 кВ Зилово – Могоча ориентировочной протяженностью 204,14 км	Забайкальского края	2024	1×204,14 км				204,14															204,14	0	0	ПАО "Россети"	1. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД" 2. Протокол совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр
55	Реконструкция ПС 220 кВ Харагун с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Забайкальского края	2023	1×40 МВА		40																	0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД"
56	Реконструкция ПС 220 кВ Тарбагатай с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	Забайкальского края	2023	1×40 МВА		40																	0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД"
57	Реконструкция ПС 220 кВ Бушулей с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	Забайкальского края	2024	1×40 МВА					40														0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД"
58	Реконструкция ПС 220 кВ Зилово с установкой второго трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	Забайкальского края	2024	1×40 МВА					40														0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД"

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта																			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта		
					2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.					Итого	
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар			км	МВА
59	Реконструкция ПС 220 кВ Дабан с установкой пятого трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА	Республики Бурятия	2023	1×25 МВА		25															0	25	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД"	
60	Реконструкция ПС 220 кВ Окусикан с установкой пятого трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Республики Бурятия	2023	1×40 МВА		40															0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД"	
61	Строительство ПС 220 кВ Ульги с двумя трансформаторами 220/27,5 кВ мощностью 25 МВА каждый	Республики Бурятия	2024	2×25 МВА				50													0	50	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД"	
	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Перевал – Таксимо (ПТ-44) на ПС 220 кВ Ульги ориентировочной протяженностью 15,523 км			1×15,523 км				15,523												15,523	0	0	ОАО "РЖД"			
62	Строительство ПС 220 кВ Янчуй с трансформатором 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Республики Бурятия	2024	1×40 МВА				40													0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД"	
	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Новый-Уоян – Ангаракан (УА-39) на ПС 220 кВ Янчуй ориентировочной протяженностью 0,77 км			1×0,77 км				0,77												0,77	0	0	ОАО "РЖД"			
63	Строительство ПС 220 кВ Нанчхул с трансформатором 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Республики Хакасия	2024	1×40 МВА				40													0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД"	
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Степная – Бискамжа на ПС 220 кВ Нанчхул ориентировочной протяженностью 24,982 км каждый			2×24,982 км				49,964												49,964	0	0	ПАО "Россети"			
64	Строительство ПС 220 кВ Джебь тяговая с трансформатором 220/35/27,5 кВ мощностью 25 МВА	Красноярского края и Республики Тыва	2023	1×25 МВА		25															0	25	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД"	
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Ирбинская – Щетинкино тяговая на ПС 220 кВ Джебь тяговая ориентировочной протяженностью 1,7 км каждый			2×1,7 км	3,4															3,4	0	0	ОАО "РЖД"			
65	Строительство ПС 220 кВ Речушка/т с автотрансформатором 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА и трансформатором 110/27,5 кВ мощностью 40 МВА	Иркутской области	2024	1×125 МВА 1×40 МВА				165													0	165	0	ОАО "РЖД"	1. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД". 2. Протокол совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр	
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ-250) на ПС 220 кВ Речушка/т ориентировочной протяженностью 1 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Речушка/т с отпайкой на ПС Заводская и ВЛ 220 кВ НПС-4 – Речушка/т			2×1 км				2												2	0	0	ОАО "ИЭСК"			

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта																			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта			
					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
66	Реконструкция ПС 220 кВ Ульянов с установкой трансформатора 220/55/27,5 кВ мощностью 25 МВА	Иркутской области	2023	1×25 МВА		25																0	25	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД"	
67	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с заменой автотрансформаторов АТ1 220/110/10 кВ и АТ2 220/110/10 кВ мощностью 60 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	Красноярского края и Республики Тыва	2024	2×125 МВА					250													0	250	0	ОАО "РЖД"	1. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД" 2. Протокол совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	
68	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар каждая	Красноярского края и Республики Тыва	2024	2×25 Мвар						50												0	0	50	ОАО "РЖД"	1. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД" 2. Протокол совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	
69	Реконструкция ПС 220 кВ БЦБК с заменой трансформаторов Т-1 220/35/6 кВ и Т-2 220/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	Иркутской области	2024	2×63 МВА					126													0	126	0	ОАО "ИЭСК"	Обеспечение технологического присоединения потребителей Особая экономическая зона Иркутск	
70	Строительство ПС 220 кВ Родники с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	Новосибирской области	2023	2×25 МВА		50																0	50	0	ООО "Энергоресурс"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО "Энергоресурс"	
	Строительство отпаяк от ВЛ 220 кВ Заря – Правобережная (236) и ВЛ 220 кВ Новосибирская ТЭЦ-3 – Отрадная (237) до ПС 220 кВ Родники ориентировочной протяженностью 0,5 км каждая			2×0,5 км	1																1	0	0	ООО "Энергоресурс"			
71	Строительство ПС 220 кВ Логопарк с двумя трансформаторами 220/20 кВ мощностью 63 МВА каждый	Новосибирской области	2025	2×63 МВА						126												0	126	0	АО "УК "ПЛП"	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО "АИР"	
	Строительство одного двухцепного захода ВЛ 220 кВ Новосибирская ТЭЦ-3 – Дружная I цепь с отпайкой на ПС Тепличная на ПС 220 кВ Логопарк ориентировочной протяженностью 3,6 км			2×3,6 км						7,2											7,2	0	0	АО "УК "ПЛП"			
72	Строительство ПС 220 кВ Нэолайн с двумя трансформаторами 220/20 кВ мощностью 40 МВА каждый	Новосибирской области	2024	2×40 МВА					80													0	80	0	ООО "Нэолайн"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО "Нэолайн"	
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Новосибирская ТЭЦ-3 – Дружная II цепь с отпайками на ПС 220 кВ Нэолайн ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый			2×0,1 км				0,2													0,2	0	0	ООО "Нэолайн"			
73	Реконструкция ПС 220 кВ Туран с установкой двух трансформаторов 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый, с установкой УШР 220 кВ мощностью 50 Мвар, с установкой БСК 220 кВ мощностью 52 Мвар	Красноярского края и Республики Тыва	2024	2×25 МВА 1×50 Мвар 1×52 Мвар					50	102												0	50	102	ПАО "Россети"	Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва	

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта																						Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого				
					ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА		
74	Строительство ПС 220 кВ Ырбан с автотрансформатором 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА	Красноярского края и Республики Тыва	2025	1×63 МВА							63											0	63	0	ПАО "Россети"	Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва	
	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Туран – Туманная I цепь до ПС 220 кВ Ырбан ориентировочной протяженностью 1 км			1×1 км							1												1	0	0		ПАО "Россети"
75	Строительство ПС 220 кВ ЦОД с трансформатором 220/10 кВ мощностью 125 МВА	Республики Бурятия	2023	1×125 МВА		125																0	125	0	ООО "Битривер-Б"	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО "Битривер-Б"	
	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Мухоршибирь – Саган-Нур (МШС-261) до ПС 220 кВ ЦОД ориентировочной протяженностью 0,25 км			1×0,25 км	0,25																	0,25	0	0	ПАО "Россети"		
76	Строительство ПС 220 кВ Антрацит с двумя трансформаторами 220/35 кВ мощностью 40 МВА каждый	Новосибирская область	2024	1×40 МВА					40													0	40	0	АО «Сибирский Антрацит»	Обеспечение технологического присоединения АО "Сибирский Антрацит"	
			2025	1×40 МВА								40										0	40	0			
	Строительство отпак от ВЛ 220 кВ Заря – Южная I цепь с отпайкой на ПС Электродная (249) и ВЛ 220 кВ Заря – Южная II цепь с отпайкой на ПС Электродная (250) до ПС 220 кВ Антрацит		2024	х				х														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 ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, А ТАКЖЕ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА, ПРИНАДЛЕЖАЩИХ СЕТЕВЫМ ОРГАНИЗАЦИЯМ И ИНЫМ ЛИЦАМ, К ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В 2023 – 2028 ГОДЫ

ПО ОЭС ВОСТОКА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта																						Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого				
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
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 со строительством заходов ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1, № 2 на ПП 500 кВ Химкомбинат ориентировочной протяженностью 9,2 км каждый	Амурской области	2023	4×9,2 км	36,8																		36,8	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Амурский газохимический комплекс")
	Строительство четырех шинопроводов от ПП 500 кВ Химкомбинат до ПС 500 кВ АГХК ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый		2023	4×0,5 км	2																	2	0	0	ПАО "Россети"		
	Строительство ПС 500 кВ АГХК с четырьмя автотрансформаторами 500/110 кВ мощностью 250 МВА каждый		2023	4×250 МВА		1000																0	1000	0	ООО "Амурский газохимический комплекс"		
2	Строительство двух одноцепных заходов ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская (Л-512) на ПП 500 кВ Нерген ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	Хабаровского края и ЕАО	2023	2×0,5 км	1																		1	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Амур Минералс")
	Строительство ПП 500 кВ Нерген с установкой одного УШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар		2023	1×180 + 60 Мвар			180														0	0	180				
	Строительство одного шинопровода от ПП 500 кВ Нерген до ПС 500 кВ Тажная ориентировочной протяженностью 0,5 км		2023	1×0,5 км	0,5																0,5	0	0				
	Строительство ПС 500 кВ Тажная с одной автотрансформаторной группой 500/220 кВ мощностью 501 МВА, двумя группами ШР 10 кВ мощностью 29,7 Мвар и 52,5 Мвар		2023	3×167+167 МВА		501																0	501	0	ООО "Амур Минералс"		
			2023	3×9,9 Мвар 3×17,5 Мвар			82,2															0	0	82,2			
3	Строительство ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг ориентировочной протяженностью 475,2 км	Приморского края	2025	1×475,2 км							475,2												475,2	0	0	ПАО "Россети"	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО "УК ТОР Приморье" (ООО "Приморский металлургический завод"), ООО "Строй ДВ", ООО "Дальнегорский ГОК", АО "Корпорация развития Приморского края", ООО "Управляющая компания Промышленного парка "Большой камень", ООО "ДНС СИТИ", ООО "Ритейл парк", ООО "Трансформация", АО "Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики")
	Строительство ПС 500 кВ Варяг с автотрансформаторной группой 500/220 кВ мощностью 3х167 МВА с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар		2025	3×167+167 МВА 1×180+60 Мвар							501	180									0	501	180				
	Реконструкция РУ 500 кВ Приморской ГРЭС с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар		2025	1×180 Мвар								180									0	0	180				
	Строительство двух одноцепных заходов ВЛ 500 кВ Владивосток – Лозовая на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 4 км с образованием ВЛ 500 кВ Владивосток – Варяг и ВЛ 500 кВ Варяг – Лозовая		2025	2×2 км							4										4	0	0				

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта																					Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта		
					2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого					
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар			
	220 кВ																											
4	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая-2 на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 10 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Варяг и ВЛ 220 кВ Варяг – Береговая-2	Приморского края	2025	2×10 км							20													20	0	0	ПАО "Россети"	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО "УК ТОР Приморье" (ООО "Приморский металлургический завод"), ООО "Строй ДВ", ООО "Дальнегорский ГОК", АО "Корпорация развития Приморского края", ООО "Управляющая компания Промышленного парка "Большой камень", ООО "ДНС СИТИ", ООО "Ритейл парк", ООО "Трансформация", АО "Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики")
	Строительство ПС 220 кВ Металлург с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	Приморского края	2025	2×125 МВА							250												0	250	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО "УК ТОР Приморье" (ООО "Приморский металлургический завод"))	
	Строительство двух ВЛ 220 кВ Варяг – Металлург ориентировочной протяженностью 25 км каждая		2025	2×25 км							50												50	0	0			
5	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Таежная – Малмыж ориентировочной протяженностью 50,243 км	Хабаровского края и ЕАО	2023	2×50,243 км	100,486																		100,486	0	0	ООО "Амур Минералс"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Амур Минералс")	
	Строительство ПС 220 кВ Малмыж с четырьмя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 100 МВА каждый и установкой восьми БСК 10 кВ мощностью 10 Мвар каждая		2023	4×100 МВА 8×10 Мвар		400	80																0	400	80	ООО "Амур Минералс"		
6	Строительство ВЛ 220 кВ Тында – Лопча – Хани – Чара ориентировочной протяженностью 560,2 км	Амурской области (ОЭС Востока), Республики Саха (Якутия), Забайкальского края (ОЭС Сибири)	2023	1×560,2 км	560,2																		560,2	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Удоканская медь», ООО «Антрацит-ИнвестПроект», ООО «Рудник Таборный»)	
	Реконструкция ПС 220 кВ Хани с установкой трех БСК 220 кВ мощностью 26 Мвар каждая и двух УШР 220 кВ мощностью 25 Мвар каждый		2024	3×26 Мвар 2×25 Мвар						128												0	0	128	ПАО "Россети"			
	Реконструкция ПС 220 кВ Лопча с установкой двух УШР 220 кВ мощностью 25 Мвар каждый и четырех БСК 220 кВ мощностью 26 Мвар каждая		2024	2×25 Мвар 4×26 Мвар							154											0	0	154				

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта  ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																						Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					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		
7	Строительство ПП 220 кВ Талума (ПП 220 кВ Антрацит) со строительством заходов ВЛ 220 кВ Лопча – Юктали на ПП 220 кВ Талума (ПП 220 кВ Антрацит) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	Амурской области, Республики Саха (Якутия) (ЮЯР)	2025	2×0,1 км						0,2													0,2	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "АнтрацитИнвестПроект")
	Строительство ПС 220 кВ Сыллахская с двумя трансформаторами 220/6 кВ мощностью 32 МВА каждый		2025	2×32 МВА							64											0	64	0	ООО "АнтрацитИнвестПроект"		
	Строительство ВЛ 220 кВ Талума (Антрацит) – Сыллахская ориентировочной протяженностью 55 км		2025	1×55 км							55												55	0	0	ООО "АнтрацитИнвестПроект"	
8	Строительство ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 2 ориентировочной протяженностью 279 км	Амурской области, Республики Саха (Якутия) (ЮЯР)	2023	1×279 км	279																		279	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Эльгауголь")
	Реконструкция ПС 220 кВ Эльгауголь с установкой автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА		2023	1×125 МВА		125																0	125	0			
9	Строительство ПП 220 кВ Нюя	Республики Саха (Якутия)	2023	х																			0	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Газпром добыча Ноябрьск")
	Строительство четырех заходов ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй № 1 с отпайкой на ПС НПС-11 и ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй № 2 с отпайкой на ПС НПС-11 на ПС 220 кВ Нюя ориентировочной протяженностью 1 км каждая с образованием ВЛ 220 кВ Нюя – Пеледуй № 1, № 2, ВЛ 220 кВ Нюя – Городская № 1, № 2 с отпайкой на ПС НПС-11		2023	4×1 км	4																4	0	0				
	Строительство ПС 220 кВ Чаянда с двумя трансформаторами 220/110 кВ мощностью 63 МВА каждый		2023	2×63 МВА		126																	0	126	0	ПАО "Россети"	
	Строительство ВЛ 220 кВ Нюя – Чаянда I цепь, II цепь ориентировочной протяженностью 74,5 км		2023	2×74,5 км	149																		149	0	0	ПАО "Россети"	
10	Строительство ПС 220 кВ Минеральная с двумя трансформаторами 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	Приморского края	2023	2×63 МВА		126																	0	126	0	ЗАО "Находкинский завод минеральных удобрений"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ЗАО "Находкинский завод минеральных удобрений")
	Строительство двух заходов КВЛ 220 кВ Лозовая – Находка на ПС 220 кВ Минеральная ориентировочной протяженностью 33,5 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Лозовая – Минеральная и КВЛ 220 кВ Находка – Минеральная		2023	2×33,5 км	67																	67	0	0	ПАО "Россети"		
11	Строительство ПС 220 кВ Сгбеево/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Амурской области	2023	2×40 МВА		80																	0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
12	Строительство ПС 220 кВ Тумнин/т с установкой двух трансформаторов 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×40 МВА				80															0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
	Строительство двух заходов ВЛ 220 кВ Высокогорная (Кузнецовский) – Ванино (Л-263) на ПС 220 кВ Тумнин/т ориентировочной протяженностью 0,2 км каждый		2024	2×0,2 км				0,4														0,4	0	0	ПАО "Россети"		

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта																						Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого				
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
13	Строительство третьей ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нижний Куранах (Томмот) с заходами на ПС 220 кВ НПС-19 ориентировочной протяженностью 337,28 км	Республики Саха (Якутия)	2023	1×337 км 2×0,14 км	337,3																	337,3	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО "Транснефть")	
14	Строительство ПС 220 кВ НПС-10 с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Республики Саха (Якутия)	2023	2×40 МВА		80																0	80	0	ООО "Транснефть-Восток"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Транснефть - Восток")	
	Строительство двух ответвительных ЛЭП от ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1, 2 на ПС 220 кВ НПС-10 ориентировочной протяженностью 5 км каждая с образованием ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1 с отпайкой на ПС НПС-10, ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 2 с отпайкой на ПС НПС-10	Республики Саха (Якутия), Иркутской области		2×5 км	10																10	0	0				
15	Строительство ПС 220 кВ Эльбан/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×25 МВА					50													0	50	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
	Строительство двух заходов ВЛ 220 кВ НПС-2 – Старт на ПС 220 кВ Эльбан/т ориентировочной протяженностью 4,5 км каждый	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×4,5 км				9														9	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
16	Строительство ПС 220 кВ Аксака/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×40 МВА					80													0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
	Строительство двух заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Аксака/т ориентировочной протяженностью 1 км каждый	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×1 км				2														2	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
17	Строительство ПС 220 кВ Оунэ/т с тремя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2024	3×40 МВА					120													0	120	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
18	Строительство ПС 220 кВ Джигдаси/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×40 МВА					80													0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
	Строительство двух заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Джигдаси/т ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×0,5 км				1														1	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
19	Строительство ПС 220 кВ Высокогорная/т с тремя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2024	3×40 МВА					120													0	120	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
20	Строительство ВЛ 220 кВ Кузнецовский – Высокогорная/т I, II цепь ориентировочной протяженностью 5,54 км	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×5,54 км				11														11	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
21	Строительство ПС 220 кВ Ландыши/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×40 МВА					80													0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	



№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта																					Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого			
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	
22	Строительство ПС 220 кВ Кумтэ/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×40 МВА					80													0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
	Строительство двух заходов ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 2 (Л-254) на ПС 220 кВ Кумтэ/т ориентировочной протяженностью 1 км каждый	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×1 км				2														2	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
23	Строительство ПС 220 кВ Кун/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×40 МВА					80													0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
	Строительство двух заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Кун/т ориентировочной протяженностью 1,5 км каждый	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×1,5 км				3														3	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
24	Строительство ПС 220 кВ Комсомольск – Сортировочный/т (ПС 220 кВ Юность/т) с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×40 МВА					80													0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
	Строительство двух заходов ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 1 (Л-255) на ПС 220 кВ Комсомольск – Сортировочный/т (ПС 220 кВ Юность/т) ориентировочной протяженностью 4,5 км каждый	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×4,5 км				9														9	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
25	Строительство ПС 220 кВ Эльдиган/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×40 МВА					80													0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
	Строительство двух заходов ВЛ 220 кВ Селихино – Уктур (Л-259) на ПС 220 кВ Эльдиган/т ориентировочной протяженностью 1 км каждый	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×1 км				2														2	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
26	Реконструкция ПС 220 кВ БАМ/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Амурской области	2024	1×40 МВА					40													0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
27	Реконструкция ПС 220 кВ Сулус/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Амурской области	2024	1×40 МВА					40													0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
28	Реконструкция ПС 220 кВ Талдан/т с установкой трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Амурской области	2024	1×40 МВА					40													0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
29	Реконструкция ПС 220 кВ Михайло Чесноковская/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Амурской области	2024	1×40 МВА					40													0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
30	Реконструкция ПС 220 кВ Белогорск/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Амурской области	2023	1×40 МВА		40																0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
31	Реконструкция ПС 220 кВ Короли/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Амурской области	2023	1×40 МВА		40																0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта																						Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого				
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
32	Реконструкция ПС 220 кВ Тарманчук/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Амурской области	2023	1×40 МВА		40																0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
33	Реконструкция ПС 220 кВ Ядрин/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Амурской области	2023	1×40 МВА		40																0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
34	Реконструкция ПС 220 кВ Сковородино/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Амурской области	2024	1×40 МВА					40													0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
35	Реконструкция ПС 220 кВ Карьерный/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Амурской области	2023	1×40 МВА		40																0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
	Строительство шинопровода от ПС 220 кВ Архара до ПС 220 кВ Карьерный/т ориентировочной протяженностью 0,3 км		2023	1×0,3 км	0,3																0,3	0	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")		
36	Строительство ПС 220 кВ Джелюмкен/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×40 МВА					80													0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
	Строительство двух заходов ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко на ПС 220 кВ Джелюмкен/т ориентировочной протяженностью 4 км каждый	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×4 км				8														8	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
37	Строительство ПС 220 кВ Литовко/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×40 МВА					80													0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
	Строительство двух заходов ВЛ 220 кВ НПС-2 – НПС-1 с отпайкой на ПС Литовко на ПС 220 кВ Литовко/т ориентировочной протяженностью 8 км и 3,5 км	Хабаровского края и ЕАО	2024	1×8 км 1×3,5 км				11,5														11,5	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
38	Строительство ПС 220 кВ Разъезд/т (ПС 220 кВ Алькан/т) с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×25 МВА					50													0	50	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
	Строительство двух заходов ВЛ 220 кВ НПС-2 – Старт на ПС 220 кВ Разъезд/т (ПС 220 кВ Алькан/т) ориентировочной протяженностью 2 км каждый	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×2 км				4														4	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
39	Строительство ПС 220 кВ Сельгон/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×25 МВА					50													0	50	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
	Строительство двух заходов ВЛ 220 кВ НПС-2 – НПС-3 на ПС 220 кВ Сельгон/т ориентировочной протяженностью 3 км каждый	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×3 км				6														6	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
40	Реконструкция ПС 220 кВ Волочаевка/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Хабаровского края и ЕАО	2024	1×40 МВА					40													0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
41	Реконструкция ПС 220 кВ Розенгартровка/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Хабаровского края и ЕАО	2023	1×40 МВА		40																0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	
42	Реконструкция ПС 220 кВ Губерова/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Приморского края	2023	1×40 МВА		40																0	40	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")	

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта																						Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого				
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
43	Строительство ПС 220 кВ Полиметалл с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 63 МВА	Хабаровского края и ЕАО	2023	1×63 МВА					63														0	63	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Ресурсы Албазино")
	Строительство двух заходов ВЛ 220 кВ Березовая – Горин на ПС 220 кВ Полиметалл ориентировочной протяженностью 5 км каждый	Хабаровского края и ЕАО	2023	2×5 км				10															10	0	0	ПАО "Россети"	
44	Строительство ПС 220 кВ Ванино/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×40 МВА					80														0	80	0	ОАО "РЖД"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
	Строительство двух заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Ванино/т ориентировочной протяженностью 7,9 км каждый	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×7,9 км				15,8															15,8	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД")
45	Строительство ПС 220 кВ Тихоокеанская с двумя трансформаторами 220 кВ мощностью 40 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×40 МВА					80														0	80	0	ООО "ТГМК"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "ТГМК")
	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Ванино – Тихоокеанская ориентировочной протяженностью 37 км	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×37 км				74															74	0	0	ПАО "Россети"	
46	Строительство КВЛ 220 кВ Амурская – ГПП ориентировочной протяженностью 60 км	Амурской области	2023	1×60 км	60																		60	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ФКУ "Дирекция космодрома "Восточный")
47	Строительство ПП 220 кВ Золотинка со строительством заходов ВЛ 220 кВ Хани – Чара № 1 ориентировочной протяженностью 0,5 км	Амурской области	2025	2×0,5 км							1												1	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Рудник Таборный")
48	Строительство ПС 220 кВ Таборная с одним трансформатором 220/35/6 кВ мощностью 25 МВА	Республики Саха (Якутия)	2025	1×25 МВА								25											0	25	0	ООО "Рудник Таборный"	
49	Строительство ВЛ 220 кВ Золотинка – Таборная ориентировочной протяженностью 100 км	Амурской области, Республики Саха (Якутия)	2025	1×100 км							100												100	0	0	ООО "Рудник Таборный"	
50	Реконструкция ВЛ 220 кВ Комсомольская – ГПП 4 (Л-251) со строительством участка ВЛ 220 кВ от ПС 220 кВ Старт до ПС 220 кВ ГПП-4 ориентировочной протяженностью 21 км с образованием ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт №1 с отпайкой на ПС ГПП-4	Хабаровского края и ЕАО	2024	1×21 км				21															21	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД", ООО "ТГМК", ООО "Компания Ремсталь")
51	Строительство ПП 220 кВ Байкал	Хабаровского края и ЕАО	2024	х					х														0	х	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД", ООО "ТГМК", ООО "Компания Ремсталь")
52	Строительство ПП 220 кВ Кузнецовский	Хабаровского края и ЕАО	2024	х					х														0	х	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД", ООО "ТГМК", ООО "Компания Ремсталь")
53	Строительство ВЛ 220 кВ Комсомольская – Байкал I цепь ориентировочной протяженностью 60,8 км	Хабаровского края и ЕАО	2024	1×60,8 км				60,8															60,8	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД", ООО "ТГМК", ООО "Компания Ремсталь")
54	Строительство ВЛ 220 кВ Комсомольская – Байкал II цепь ориентировочной протяженностью 61,3 км	Хабаровского края и ЕАО	2024	1×61,3 км				61,3															61,3	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "ТГМК", ООО "Компания Ремсталь")
55	Строительство ВЛ 220 кВ Байкал – Оунэ/т ориентировочной протяженностью 111,7 км	Хабаровского края и ЕАО	2024	1×111,7 км				111,7															111,7	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД", ООО "ТГМК", ООО "Компания Ремсталь")

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта																						Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого				
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
56	Строительство ВЛ 220 кВ Кузнецовский – Оунэ/т ориентировочной протяженностью 27,8 км	Хабаровского края и ЕАО	2024	1×27,8 км				27,8														27,8	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД", ООО "ТГМК", ООО "Компания Ремсталь")	
57	Строительство ВЛ 220 кВ Кузнецовский – Ландыши/т ориентировочной протяженностью 201,6 км	Хабаровского края и ЕАО	2024	1×201,6 км				201,6														201,6	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД", ООО "ТГМК", ООО "Компания Ремсталь")	
58	Строительство ВЛ 220 кВ Ванино – Ландыши/т ориентировочной протяженностью 34 км	Хабаровского края и ЕАО	2024	1×34 км				34														34	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД", ООО "ТГМК", ООО "Компания Ремсталь")	
59	Строительство ВЛ 220 кВ Байкал – Ванино ориентировочной протяженностью 330,1 км	Хабаровского края и ЕАО	2024	1×330,1 км				330,1														330,1	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "ТГМК", ООО "Компания Ремсталь")	
60	Строительство двух заходов ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино №1 (Л-255) на ПП 220 кВ Байкал ориентировочной протяженностью 1 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Комсомольская – Байкал и ВЛ 220 кВ Байкал – Селихино №1	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×1 км				2														2	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД", ООО "ТГМК", ООО "Компания Ремсталь")	
61	Строительство двух заходов ВЛ 220 кВ Селихино – Ванино на ПП 220 кВ Байкал, ориентировочной протяженностью 0,8 км каждый и двух заходов на ПП 220 кВ Кузнецовский ориентировочной протяженностью 1,75 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Кузнецовский – Байкал, ВЛ 220 кВ Ванино – Кузнецовский и ВЛ 220 кВ Байкал – Селихино №2	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×0,8 км 2×1,75 км				5,101														5,101	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД", ООО "ТГМК", ООО "Компания Ремсталь")	
62	Строительство двух заходов ВЛ 220 кВ Уктур – Высокогорная (Л-261) на ПП 220 кВ Кузнецовский ориентировочной протяженностью 1 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Кузнецовский – Уктур и ВЛ 220 кВ Кузнецовский – Высокогорная №2	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×1 км				2														2	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД", ООО "ТГМК", ООО "Компания Ремсталь")	
63	Строительство двух заходов ВЛ 220 кВ Высокогорная – Ванино (Л-263) на ПП 220 кВ Кузнецовский ориентировочной протяженностью 1 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Кузнецовский – Ванино и ВЛ 220 кВ Кузнецовский – Высокогорная №1	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×1 км				2														2	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД", ООО "ТГМК", ООО "Компания Ремсталь")	
64	Реконструкция ПС 500 кВ Комсомольская с установкой СКРМ мощностью не менее 75 Мвар	Хабаровского края и ЕАО	2024	1×75 Мвар						75												0	0	75	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "ТГМК", ООО "Компания Ремсталь", ОАО "РЖД", ООО "Правоурмийское")	
65	Установка СКРМ на подстанциях 220 кВ транзита 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино мощностью не менее 75 Мвар	Хабаровского края и ЕАО	2024	1×75 Мвар						75												0	0	75	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД", ООО "ТГМК", ООО "Компания Ремсталь")	
66	Строительство двух заходов ВЛ 220 кВ Сулук – Джамку (Л-277) на ПС 220 кВ Богдановка ориентировочной протяженностью 5 км каждый	Хабаровского края и ЕАО	2026	2×5 км										10								10	0	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения ООО «Правоурмийское»	
67	Строительство ПС 220 кВ Богдановка с одним автотрансформатором 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА	Хабаровского края и ЕАО	2026	1×63 МВА										63								0	63	0	ПАО "Россети"		

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта  ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																						Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					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		
68	Реконструкция ПС 220 кВ Уктур с заменой трансформаторов тока ВЛ 220 кВ Уктур – Высокогорная (Л-261) и ВЛ 220 кВ Селихино – Уктур (Л-259)	Хабаровского края и ЕАО	2024	х					х														0	х	0	ПАО "Россети"	1. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД").  2. Протокол совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр
69	Строительство ПП 220 кВ Судостроительный	Приморского края	2026	х											х								0	х	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО "КРПК" (Промышленный парк "Большой камень"))
70	Строительство ЛЭП 220 кВ Владивосток – Судостроительный и ЛЭП 220 кВ Звезда – Судостроительный ориентировочной протяженностью 44 км каждая	Приморского края	2026	2×44 км										88								88	0	0	ПАО "Россети"		
71	Строительство ПС 220 кВ Пригородная с двумя трансформаторами 220/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	Приморского края	2026	2×63 МВА											126							0	126	0	АО "ДРСК"		
72	Строительство двух шинопроводов 220 кВ от ПП 220 кВ Судостроительный до ПС 220 кВ Пригородная ориентировочной протяенностью 0,5 км каждый	Приморского края	2026	2×0,5 км										1								1	0	0	АО "ДРСК"		
73	Строительство ПС 220 кВ Морская с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	Приморского края	2023	2×25 МВА		50																0	50	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО "Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики")	
74	Строительство ВЛ 220 кВ Звезда – Морская ориентировочной протяженностью 44 км	Приморского края	2023	1×44 км	44																	44	0	0	ПАО "Россети"		
75	Строительство ВЛ 220 кВ Владивосток – Морская ориентировочной протяженностью 44 км	Приморского края	2023	1×44 км	44																	44	0	0	ПАО "Россети"		
76	Строительство ПС 220 кВ Надеждинская с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 160 МВА каждый	Приморского края	2025	2×160 МВА								320										0	320	0	ПАО "Россети"	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО "Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики")	
77	Строительство двух ВЛ 220 кВ Владивосток – Надеждинская ориентировочной протяженностью 10 км каждая	Приморского края	2025	2×10 км							20											20	0	0	ПАО "Россети"		
78	Реконструкция ПС 220 кВ Надеждинская с установкой третьего трансформатора 220/10 кВ мощностью 160 МВА	Приморского края	2026	1×160 МВА											160							0	160	0	ПАО "Россети"		

\*- мощность и места размещения СКРМ, параметры ЛЭП будут уточнены на стадии разработки проектной документации

ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗУЕМЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ ПО РЕНОВАЦИИ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В 2023 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта																			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта			
					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
	220 кВ																										
1	Реконструкция ПС 220 кВ Усинская с заменой трансформаторов Т-1 220/35/6 кВ и Т-2 220/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	Республики Коми	2025	2×63 МВА								126											0	126	0	ПАО "Россети"	Реновация основных фондов

ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗУЕМЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ ПО РЕНОВАЦИИ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В 2023 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС ЦЕНТРА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта																									Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого							
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
	220 кВ																													
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗУЕМЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ ПО РЕНОВАЦИИ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В 2023 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС ЮГА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта																					Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта	
					2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого				
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА			Мвар
	220 кВ																										
1	Реконструкция ПС 220 кВ Алюминиевая с заменой автотрансформаторов АТ-5 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА и АТ-6 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА каждый, с заменой восьми однофазных трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 60 МВА каждый и четырех трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 66,6 МВА каждый на четыре трансформатора 220/10/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	Волгоградской области	2023	2×250 МВА 4×200 МВА		1300																0	1300	0	ПАО "Россети"	Реновация основных фондов	
2	Реконструкция ПС 220 кВ Владимировка с заменой двух автотрансформаторов АТ-3 220/110/35 кВ и АТ-4 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый, замена двух трансформаторов Т-1 110/6/6 кВ и Т 2 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый и установкой БСК 110 кВ мощностью 27,3 Мвар	Астраханской области	2024	2×125 МВА 1×1,3 км				1,3	250													1,3	250	0	ПАО "Россети"	Реновация основных фондов	
				2×25 МВА 1×27,3 Мвар					50	27,3											0	50	27,3				
3	Реконструкция ПС 330 кВ Владикавказ-2 с установкой двух СТК мощностью 50 Мвар каждый	Республики Северная Осетия – Алания	2023	2×50 Мвар			100															0	0	100	ПАО "Россети"	Реновация основных фондов	



ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗУЕМЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ ПО РЕНОВАЦИИ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В 2023 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта																						Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта	
					2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого					
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км		МВА
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗУЕМЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ ПО РЕНОВАЦИИ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В 2023 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС УРАЛА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта  ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																					Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта	
					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
	500 кВ																										
1	Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с заменой двух автотрансформаторов 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) на два автотрансформатора мощностью 501 МВА каждый и резервной фазы мощностью 167 МВА, установкой двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с выполнением перезавода ВЛ 500 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 6,4 км	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	2024	2×3×167+167 МВА 6,4 км 2×180 Мвар				6,4	1169	360												6,4	1169	360	ПАО "Россети"	Реновация основных фондов	
	Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с заменой двух автотрансформаторов 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый и одного автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый, с установкой УШР 220 кВ мощностью 100 Мвар с выполнением перезавода ВЛ 220 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 4,3 км			2×200 МВА 4,3 км 1×100 Мвар				4,3	400	100										4,3	400	100	ПАО "Россети"				
	Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый и двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 25 МВА с выполнением перезавода ВЛ 110 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 4,7 км			2×63 МВА 2×25 МВА 1×4,7 км				4,7	176												4,7	176	0	ПАО "Россети"			

ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗУЕМЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ ПО РЕНОВАЦИИ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В 2023 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС СИБИРИ

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта																			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта			
					2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.					Итого		
					ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА			Мвар	км	МВА
	220 кВ																										
1	Реконструкция ПС 220 кВ НКАЗ-2 с заменой АТ 1 220/110 кВ мощностью 200 МВА на автотрансформатор 220/110 кВ мощностью 250 МВА, заменой АТ-2 220/110 кВ мощностью 200,1 МВА (группа однофазных автотрансформаторов 3×66,7 МВА) на автотрансформатор 220/110 кВ мощностью 250 МВА, с заменой Т-1, Т-2 и Т-3 220/10 кВ мощностью 200,1 МВА каждый (группа однофазных трансформаторов 3×66,7 МВА) на трансформаторы 220/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	Кемеровской области	2025	2×250 МВА 3×200 МВА							1100											0	1100	0	ПАО "Россети"	Реновация основных фондов	

ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗУЕМЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ ПО РЕНОВАЦИИ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В 2023 – 2028 ГОДЫ ПО ОЭС ВОСТОКА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта																						Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			Итого				
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
	220 кВ																										
1	Реконструкция ПС 500 кВ Хехцир-2 с укрупнением путем присоединения ПС 220 кВ Хехцир с заменой на ПС 220 кВ Хехцир автотрансформаторов АТ-1 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×125 МВА					250												0	250	0	ПАО "Россети"	1. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД"). 2. Реновация основных фондов		
2	Реконструкция ПС 220 кВ Уктур с установкой трансформатора 220/10 кВ мощностью 10 МВА	Хабаровского края и ЕАО	2024	1×10 МВА					10												0	10	0	ПАО "Россети"	Реновация основных фондов		