

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2025–2030 ГОДЫ

СВОДНЫЙ ОТЧЕТ ПО ЕЭС РОССИИ

СОДЕРЖАНИЕ

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 в ретроспективный период.....	11
1.4	Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	12
1.5	Фактические вводы, демонтажи генерирующего оборудования, ЛЭП и трансформаторов 220 кВ и выше в ретроспективном периоде	25
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.....	34
3	Прогноз потребления электрической энергии и мощности по ЕЭС России и синхронным зонам	44
3.1	Основные социально-экономические показатели	44
3.2	Сводная прогнозная информация по потреблению электрической энергии и мощности	46
4	Показатели экспортных/импортных поставок электрической энергии и мощности.....	56
4.1	Показатели экспортных/импортных поставок электрической энергии и мощности в ретроспективном периоде	56
4.2	Прогнозные показатели экспортных/импортных поставок электрической энергии и мощности	57
5	Описание перспективного развития генерирующих мощностей ЕЭС России и синхронных зон	60
5.1	Основные объемы и структура выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях	60
5.2	Основные объемы и структура вводимого генерирующего оборудования на электростанциях	61
5.3	Основные объемы и структура реконструкции генерирующего оборудования на электростанциях	65
6	Результаты расчетов балансовой надежности.....	66
7	Прогнозные балансы электрической энергии и мощности по ЕЭС России и синхронным зонам	72
7.1	Баланс мощности с учетом основного объема вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации и реконструкции генерирующего оборудования	72
7.2	Баланс электрической энергии с учетом основного объема вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации и реконструкции генерирующего оборудования при среднемноголетней величине выработки ГЭС	75
7.3	Балансы мощности и электрической энергии энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности в	

случае реализации планов по технологическому присоединению новых потребителей	78
8 Анализ изменения структуры генерации	100
9 Прогноз потребности в топливе организаций электроэнергетики ЕЭС России и синхронных зон, включающий потребность тепловых электростанций ЕЭС России и синхронных зон в органическом топливе на среднесрочный период.....	102
10 Предложения по комплексным техническим решениям, направленным на повышение эффективности функционирования ЭЭС России и на ликвидацию прогнозных дефицитов электрической энергии и мощности, включающие общую характеристику проблем ЭЭС России, требующих комплексного подхода к разработке технических решений. Техничко- экономическое обоснование комплексных технических решений, направленных на повышение эффективности функционирования ЭЭС России	104
10.1 Комплексное техническое решение по развитию сети и обеспечения технической возможности технологического присоединения новых потребителей на территории г. Москвы и Московской области.....	104
10.2 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.....	105
11 Предложения по развитию магистральных электрических сетей.....	107
11.1 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.....	107
11.2 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	113
11.3 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	115
12 Информация о развитии устройств и комплексов релейной защиты и автоматики	117
13 Оценка экономических последствий реализации технических решений, предусмотренных схемой и программой развития электроэнергетических систем России	124
13.1 Прогнозные объемы инвестиций в развитие ЕЭС России и синхронных зон в прогнозных ценах	124

13.2	Сводные показатели по прогнозным капитальным вложениям в объекты электросетевого хозяйства по классам напряжения 220 кВ и выше в прогнозных ценах	126
13.3	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в магистральной сети	126
13.3.1	Основные подходы	126
13.3.2	Исходные допущения	127
13.3.3	Результаты оценки тарифных последствий	132
13.3.4	Оценка чувствительности экономических условий	133
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	136
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	138
ПРИЛОЖЕНИЕ А	Балансовые показатели по синхронным зонам, территориальным электроэнергетическим системам, входящим в ЕЭС России	140
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	Перечень планируемых изменений установленной генерирующей мощности объектов по производству электрической энергии в ЕЭС России на период 2025–2030 годов	146
ПРИЛОЖЕНИЕ В	Перечень мероприятий по развитию электрических сетей, включающий и перспективные мероприятия по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше в ЕЭС России	189
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям, к Единой национальной (общероссийской) электрической сети	211

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДН	–	аварийно допустимое напряжение
АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АПНУ	–	автоматика предотвращения нарушения устойчивости
АТ	–	автотрансформатор
АТГ	–	автотрансформаторная группа
АЭС	–	атомная электростанция
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВВП	–	валовой внутренний продукт
ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВСВГО	–	выбор состава включенного генерирующего оборудования
ВЧЗ	–	высокочастотный заградитель
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГА	–	гидроагрегат
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГАЭС	–	гидроаккумулирующая электростанция
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГПЭС	–	газопоршневая электростанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГТЭС	–	газотурбинная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ДФО	–	Дальневосточный федеральный округ
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
КОМ	–	конкурентный отбор мощности
КОМ НГО	–	конкурентный отбор мощности новых генерирующих объектов
КОММод	–	отбор проектов реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций
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
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НП Совет рынка	–	Ассоциация «Некоммерческое партнерство Совет рынка по организации эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергией и мощностью»
НПЗ	–	нефтеперерабатывающий завод
НПС	–	нефтеперекачивающая станция
ОЗП	–	осенне-зимний период
ОН	–	отключение нагрузки
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПГУ	–	парогазовая установка
Пор	–	пусковой орган
ПП	–	переключательный пункт
ППТ	–	передача постоянного тока
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РЗ	–	релейная защита
РП	–	(электрический) распределительный пункт
РСВ	–	рынок на сутки вперед
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СД	–	синхронный двигатель
СН	–	среднее напряжение
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
СШ	–	система (сборных) шин
СЭС	–	солнечная электростанция
Т	–	трансформатор
т у.т.	–	тонна условного топлива
ТИТЭС	–	технологически изолированные территориальные электроэнергетические системы
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТТ	–	трансформатор тока
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль

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
ФАС России	– Федеральная антимонопольная служба
ФОб	– фиксация отключения блока
Фол	– фиксация отключения линии электропередачи
ФосШ	– фиксация отключения системы (секции) шин
Фсм	– фиксация сброса мощности
ШР	– шунтирующий реактор
ЭС	– электроэнергетическая система, энергосистема
ЭЭС	– электроэнергетическая система (территориальная)

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

Наименование	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 – Резекне (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)
ЕЭС России – Беларусь	ВЛ 750 кВ Смоленская АЭС – Белорусская (Л-707)
	ВЛ 330 кВ Витебск – Талашкино (ВЛ 349)
	ВЛ 330 кВ Рославль – Кричев (ВЛ 439)
	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
ЕЭС России – Грузия	ВЛ 110 кВ Светиловичи – Красная Гора
	ВЛ 500 кВ Центральная – Джвари (ВЛ 500 кВ Кавкасион)
ЕЭС России – Абхазия	ВЛ 110 кВ Эзминская ГЭС – Ларси ГЭС (ВЛ 110 кВ Дарьяли)
ЕЭС России – Азербайджан	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-Каменогорская
	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	

Наименование	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 Приятное
	ВЛ 110 кВ Акбулакская – Яйсан
	ВЛ 110 кВ Илекская – Месторождение
	ВЛ 110 кВ Киемба́й – 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 – Суондук
	ВЛ 110 кВ Бзанская – Чертомбай с отпайками на ПС ГНСВ
	ВЛ 110 кВ Бузанская – ГНСВ
	ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Станционная ¹⁾
	ВЛ 110 кВ Каргалы районная – Кара-Оба ¹⁾
	ВЛ 110 кВ Пригородная – Восточная ¹⁾
	ВЛ 110 кВ Ракитная – Баталы с отпайкой на ПС ПТФ ¹⁾
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 – Ивало (Л-82)
ЕЭС России – Норвегия	ВЛ 150 кВ Борисоглебская ГЭС-8 – 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)

Наименование	Электросетевой объект
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)

Примечание – ¹⁾ По условиям договора о параллельной работе электроэнергетических систем включение по ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Станционная, ВЛ 110 кВ Карталы районная – Кара-Оба, ВЛ 110 кВ Пригородная – Восточная и ВЛ 110 кВ Ракитная – Баталы с отпайкой на ПС ПТФ не производится: разъединители и выключатели отключены и опломбированы.

1.2 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 01.01.2024 составила 248164,9 МВт, в том числе: АЭС – 29543,0 МВт, ГЭС – 48866,7 МВт, ГАЭС – 1355,9 МВт, ТЭС – 163712,0 МВт, ВЭС – 2517,8 МВт, СЭС – 2169,6 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 отчетный год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

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

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
ЕЭС России	247601,8	733,8	422,8	200,6	51,6	248164,9
АЭС	29543,0	–	–	–	–	29543,0
ГЭС	48749,6	44,2	–	71,7	1,2	48866,7
ГАЭС	1355,9	–	–	–	–	1355,9
ТЭС	163539,4	415,5	422,2	128,9	50,4	163712,0
ВЭС	2298,4	220,0	0,6	–	–	2517,8
СЭС	2115,5	54,1	–	–	–	2169,6
1-я синхронная зона	236359,9	733,8	392,8	200,6	51,6	236953,0
АЭС	29543,0	–	–	–	–	29543,0
ГЭС	44132,1	44,2	–	71,7	1,2	44249,2
ГАЭС	1355,9	–	–	–	–	1355,9
ТЭС	156915,0	415,5	392,2	128,9	50,4	157117,6
ВЭС	2298,4	220,0	0,6	–	–	2517,8
СЭС	2115,5	54,1	–	–	–	2169,6
2-я синхронная зона	11241,9	–	30,0	–	–	11211,9
АЭС	–	–	–	–	–	–
ГЭС	4617,5	–	–	–	–	4617,5
ГАЭС	–	–	–	–	–	–
ТЭС	6624,4	–	30,0	–	–	6594,4
ВЭС	–	–	–	–	–	–
СЭС	–	–	–	–	–	–

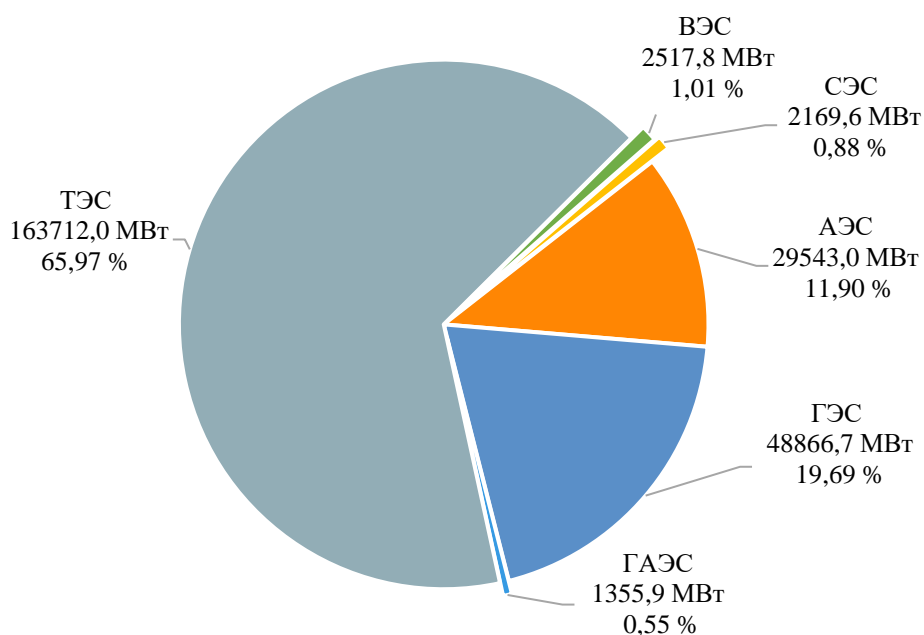


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России по состоянию на 01.01.2024

1.3 Фактический объем производства электрической энергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии в ЕЭС России в 2023 году составило 1134104,2 млн кВт·ч, в том числе на АЭС – 217315,2 млн кВт·ч, ГЭС, ГАЭС – 195115,2 млн кВт·ч, ТЭС – 712667,4 млн кВт·ч, ВЭС – 6309,6 млн кВт·ч, СЭС – 2696,8 млн кВт·ч.

Структура производства электрической энергии 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 зонах за период 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Показатель	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии ЕЭС России	1080555,4	1047031,5	1114548,0	1121607,8	1134104,2
АЭС	208773,3	215682,1	222244,8	223369,8	217315,2
ГЭС, ГАЭС	190295,4	207416,3	209519,8	192188,0	195115,2
ТЭС	679881,0	620566,8	676908,0	697935,3	712667,4
ВЭС	320,8	1384,1	3621,7	5561,9	6309,6
СЭС	1284,9	1982,3	2253,8	2552,9	2696,8
Производство электрической энергии 1-й синхронной зоны	1036736,2	1003132,2	1067605,0	1072431,1	1084713,6
АЭС	208773,3	215682,1	222244,8	223369,8	217315,2
ГЭС, ГАЭС	173707,1	190456,9	190284,4	172546,6	176519,5
ТЭС	652650,1	593626,8	649200,3	668400,0	681872,6
ВЭС	320,8	1384,1	3621,7	5561,9	6309,6
СЭС	1284,9	1982,3	2253,8	2552,9	2696,8

Показатель	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии 2-й синхронной зоны	43819,3	43899,4	46943,1	49176,7	49390,5
АЭС	–	–	–	–	–
ГЭС, ГАЭС	16588,3	16959,4	19235,4	19641,4	18595,7
ТЭС	27231,0	26940,0	27707,6	29535,3	30794,8
ВЭС	–	–	–	–	–
СЭС	–	–	–	–	–

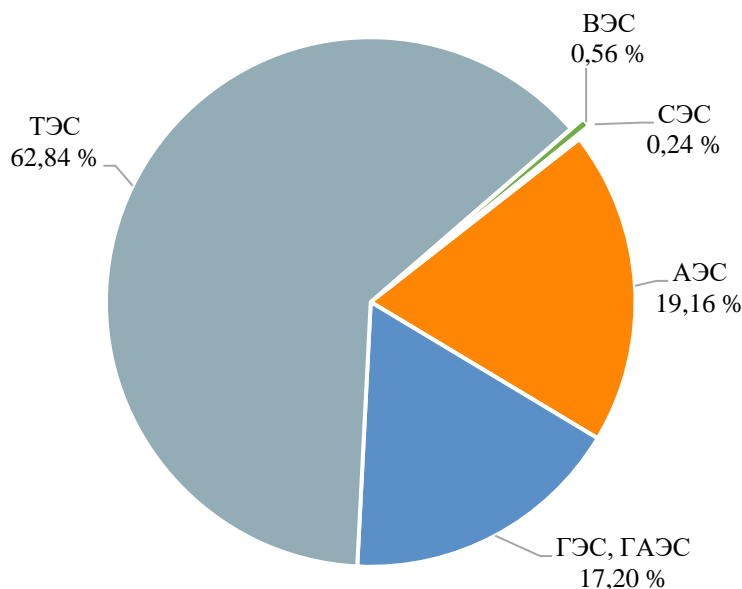


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии ЕЭС России в 2023 году

1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период

В 2023 году потребление электрической энергии по ЕЭС России составило 1121725 млн кВт·ч, превысив объем потребления 2022 года на 15355 млн кВт·ч или на 1,39 %.

В 2023 году максимум потребления мощности ЕЭС России зафиксирован 11 декабря при среднесуточной ТНВ по территории ЕЭС России $-20,3^{\circ}\text{C}$ и составил 168741 МВт, что выше фактического значения 2022 года на 9877 МВт или на 6,20 %. Среднесуточная ТНВ на день прохождения годового максимума потребления мощности ЕЭС в 2023 году отмечена на $5,8^{\circ}\text{C}$ ниже соответствующего значения 2022 года. Основными факторами увеличения максимума потребления мощности являются температурный режим в период прохождения максимума потребления мощности (длительный период низких ТНВ) и рост потребления в производственной сфере.

Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности ЕЭС России за период 2019–2023 годов, а также максимумы потребления мощности в ОЗП приведены в таблице 4 и на рисунках 3, 4.

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

Показатель	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1059362	1033720	1090437	1106370	1121725	
Годовой темп прироста, %	0,36	-2,42	5,49	1,46	1,39	
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме	1056769	1031082	1087774	1103721	1119080	
Годовой темп прироста, %	0,37	-2,43	5,50	1,47	1,39	
Максимум потребления мощности, МВт	151661	150436	161418	158864	168741	
Годовой темп прироста, %	-0,14	-0,81	7,30	-1,58	6,20	
Число часов использования максимума потребления мощности (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме), ч/год	6970	6854	6739	6948	6632	
Дата и время прохождения максимума потребления мощности, дд.мм чч:мм	24.01 10:00	25.12 17:00	24.12 11:00	13.01 10:00	11.12 12:00	
Среднесуточная ТНВ, °С	-15,3	-13,1	-15,7	-14,5	-20,3	
ОЗП	2018– 2019 гг.	2019– 2020 гг.	2020– 2021 гг.	2021– 2022 гг.	2022– 2023 гг.	2023– 2024 гг.
Максимум потребления мощности ОЗП, МВт	151877	148078	155273	161418	163520	168741
Прирост к прошлому ОЗП, %	0,17	-2,50	4,86	3,96	1,01	6,20
Дата и время прохождения максимума потребления мощности, дд.мм чч:мм	24.12.2018 17:00	26.11.2019 17:00	21.01.2021 10:00	24.12.2021 11:00	10.01.2023 12:00	11.12.2023 12:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-15,5	-8,8	-17,2	-15,7	-19,7	-20,3

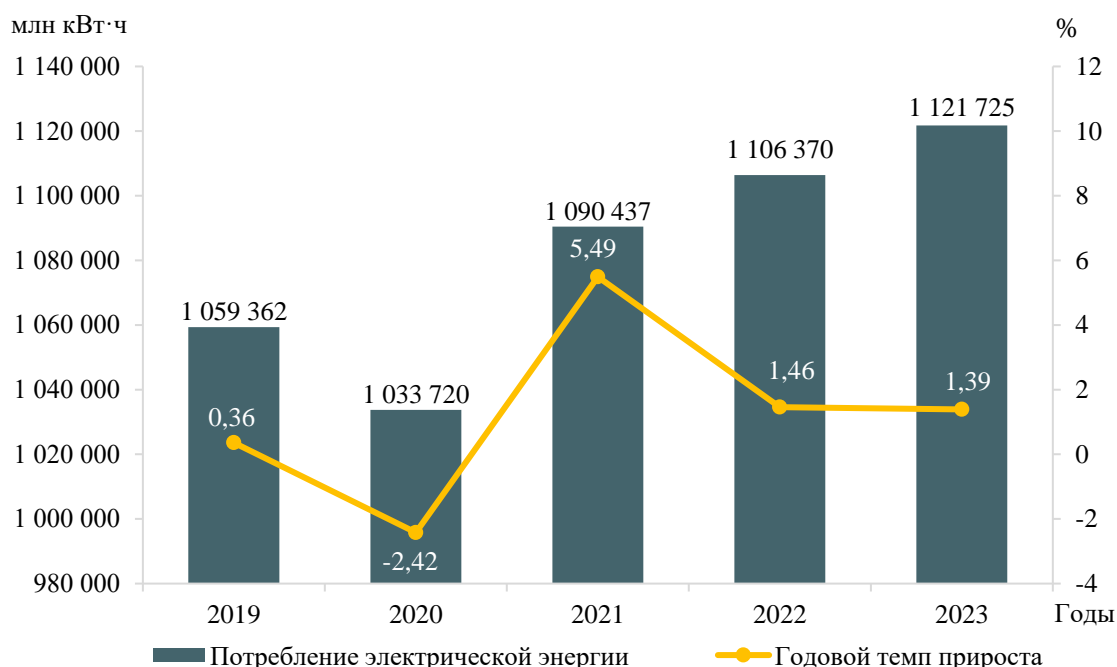


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии ЕЭС России и годовые темпы прироста за период 2019–2023 годов

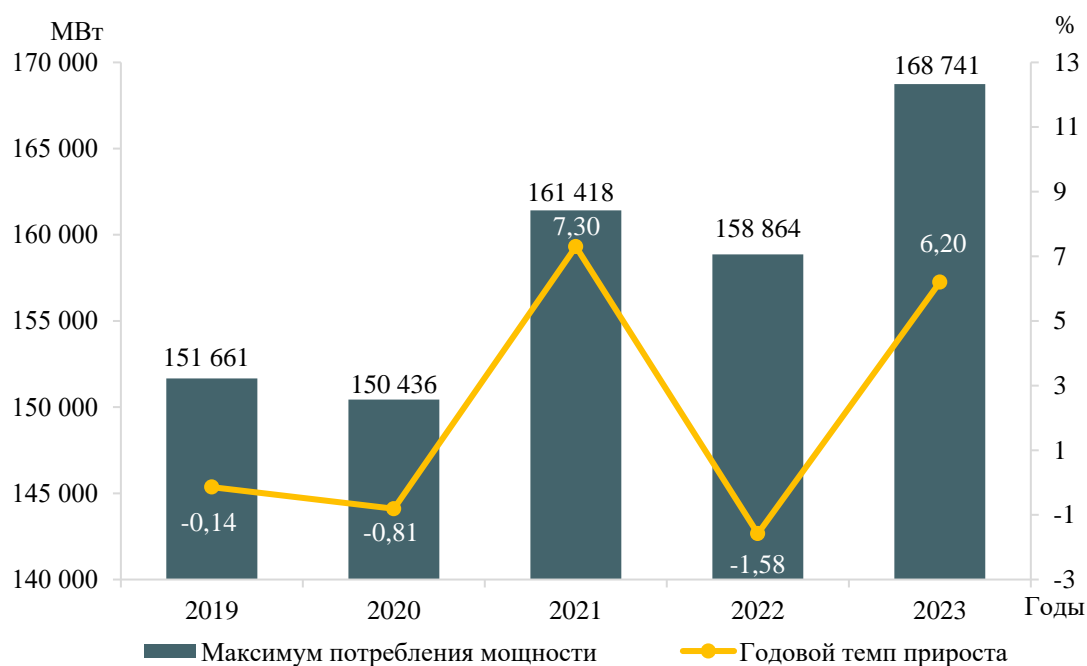


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности ЕЭС России и годовые темпы прироста за период 2019–2023 годов

Объем потребления электрической энергии ЕЭС России за период 2019–2023 годов увеличился на 66166 млн кВт·ч и составил в 2023 году 1121725 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,22 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 5,49 % в 2021 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и имело отрицательное значение 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, направленными на недопущение распространения *COVID-2019*, 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 2019–2023 годов максимум потребления мощности ЕЭС России вырос на 16864 МВт и составил 168741 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,13 %. Максимум потребления мощности ЕЭС России в рассматриваемый отчетный период наблюдался в основном в утренние часы. В 2020 году максимум потребления был зафиксирован в вечернее время. Наибольший годовой прирост мощности наблюдался в 2021 году и составил 7,30 %. Наибольшее снижение максимума потребления мощности наблюдалось в 2022 году и имело отрицательное значение 1,58 %.

Основными причинами увеличения максимума потребления мощности ЕЭС России в 2021 году явились отмена карантинных ограничений и новые соглашения ОПЕК+, членом которой является Российская Федерация, по объемам добычи нефти. Снижение этого показателя в 2022 году обусловлено более высокой ТНВ в период прохождения максимума потребления мощности.

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

Годовой режим потребления электрической энергии ЕЭС России характеризуется высокой плотностью. За рассматриваемый ретроспективный период число часов использования максимума потребления мощности изменялось в диапазоне 6632–6970 ч/год. Наименьшее число часов использования максимума потребления мощности зафиксировано в 2023 году, что объясняется значительным ростом максимума потребления мощности в конце года.

На рисунке 5 представлены годовые графики месячного максимума потребления мощности ЕЭС России за период 2019–2023 годов.

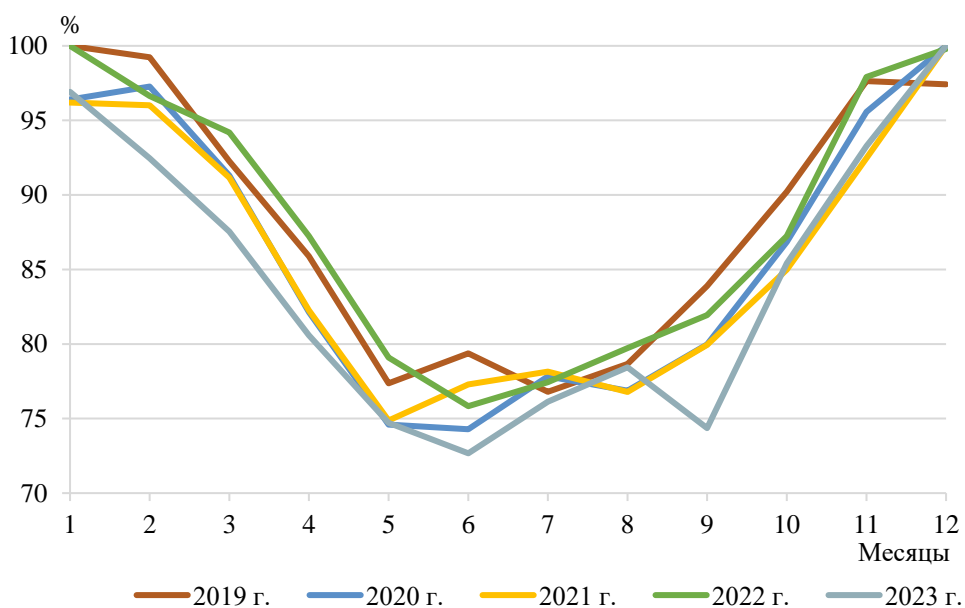


Рисунок 5 – Годовые графики месячного максимального потребления мощности ЕЭС России за период 2019–2023 годов

Годовая неравномерность за период 2019–2023 годов изменялась в диапазоне 72,7–76,8 %. Как видно из рисунка 5, наибольшая неравномерность за рассматриваемый отчетный период зафиксирована в 2023 году. Наиболее плотный годовой режим наблюдался в 2019 году с неравномерностью 76,8 %. В последние годы обозначилась тенденция к появлению пика в конфигурации графика в июле-августе месяцах со смещением минимального годового потребления на май-июнь.

На рисунке 6 представлена динамика изменения среднесуточных ТНВ и суточного максимального потребления мощности ЕЭС России за период ОЗП (январь, февраль, ноябрь и декабрь) 2019–2023 годов. Как видно из рисунка 6, наиболее низким ТНВ соответствуют более высокие значения суточных максимумов потребления мощности. Кроме самих значений ТНВ в день прохождения максимума на величину потребления мощности большое влияние оказывает и эффект продолжительности периода устойчивых экстремальных (низких или высоких) температур.

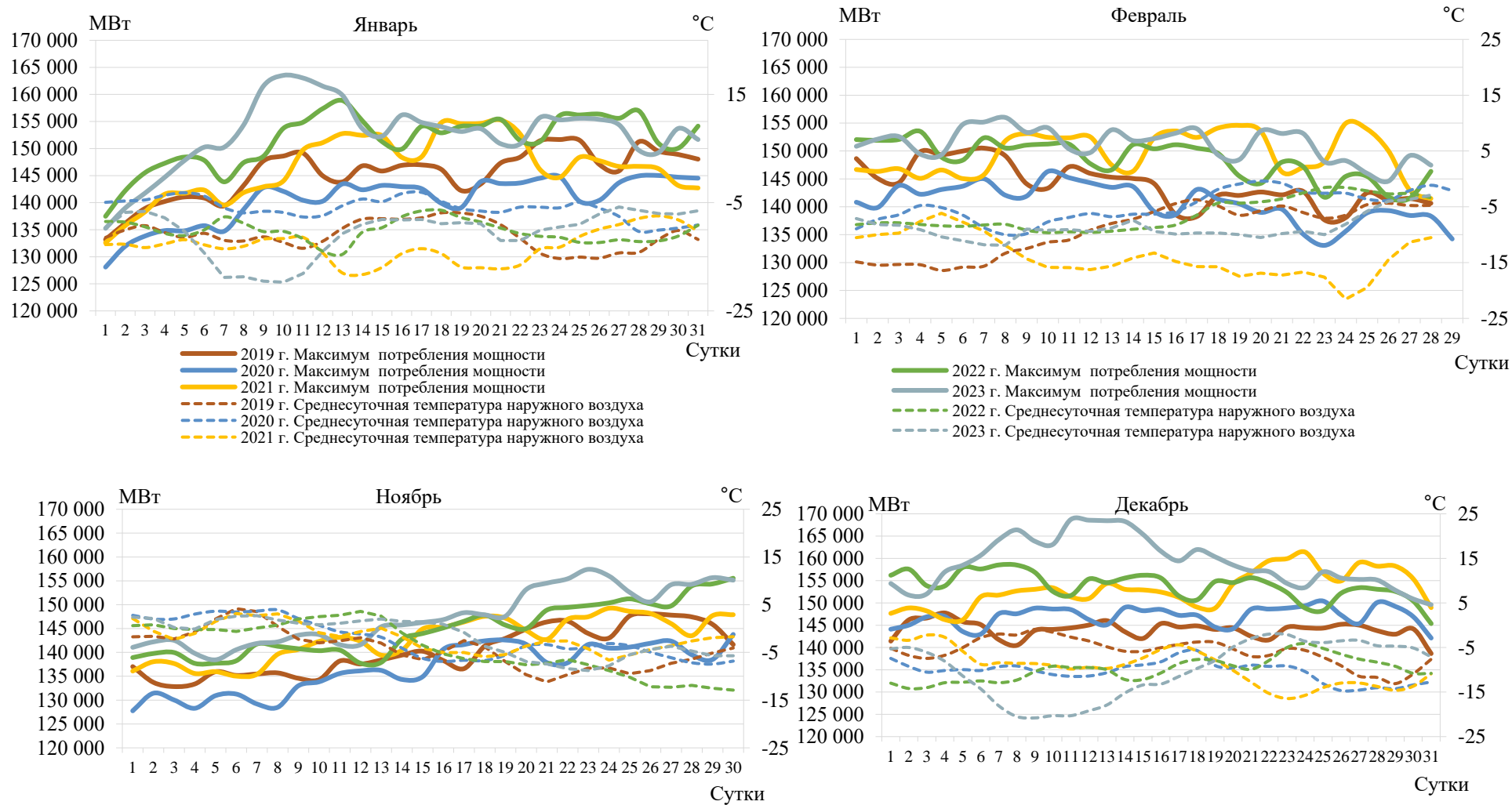


Рисунок 6 – Динамика изменения среднесуточных ТНВ и суточного максимального потребления мощности ЕЭС России

Динамика потребления электрической энергии и мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России за период 2019–2023 годов представлена в таблице 5 и на рисунках 7, 8. Потребление электрической энергии представлено с учетом и без учета потребления электрической энергии на производственные нужды в насосном режиме ГАЭС.

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

Показатель	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1019053	993026	1047583	1061910	1075775
Годовой темп прироста, %	-0,23	-2,55	5,49	1,37	1,31
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме	1016461	990389	1044920	1059261	1073131
Годовой темп прироста, %	-0,22	-2,56	5,51	1,37	1,31
Максимум потребления мощности, МВт	145885	144304	154152	152118	161593
Годовой темп прироста, %	-0,73	-1,08	6,82	-1,32	6,23
Число часов использования максимума потребления мощности без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, ч/год	6968	6863	6778	6963	6641
Дата и время прохождения максимума потребления мощности, дд.мм чч:мм	24.01 10:00	25.12 17:00	24.12 11:00	07.12 10:00	11.12 17:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-15,3	-12,9	-15,4	-12,8	-20,2

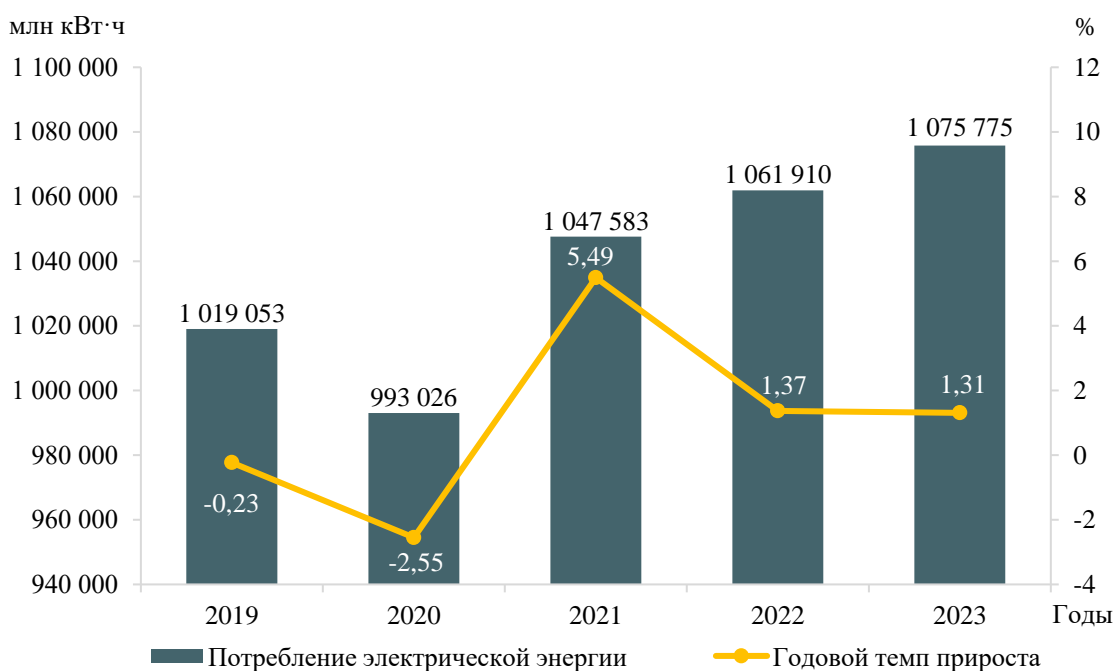


Рисунок 7 – Потребление электрической энергии 1-й синхронной зоны ЕЭС России и годовые темпы прироста

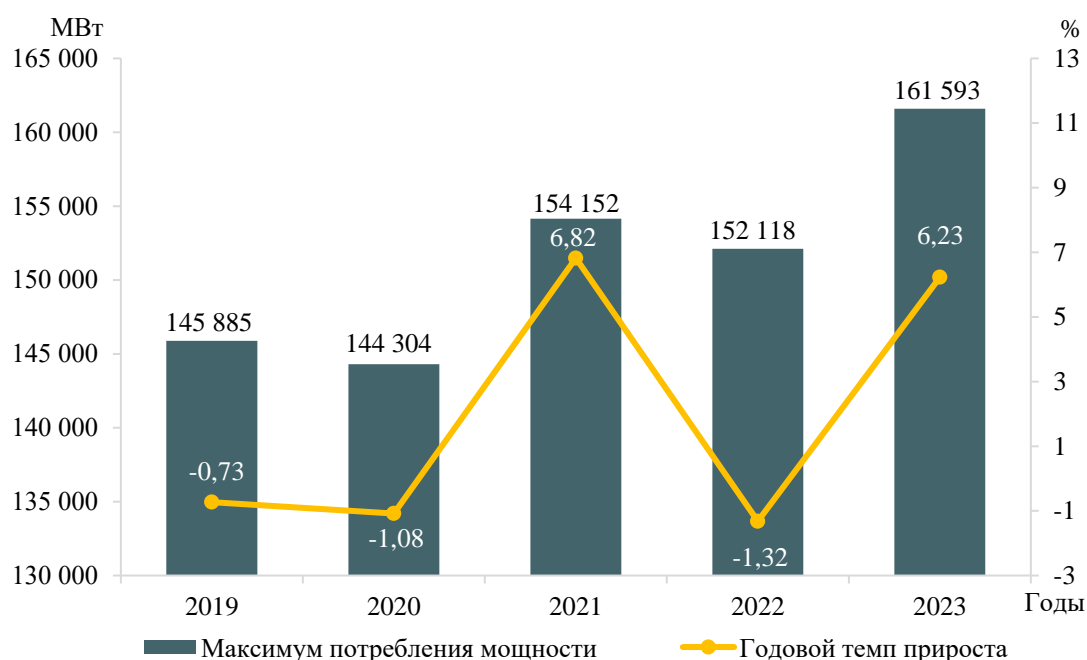


Рисунок 8 – Максимум потребления мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии 1-й синхронной зоны ЕЭС России увеличилось на 54413 млн кВт·ч и составило в 2023 году 1075775 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,04 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 5,49 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 2,55 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России вырос на 14639 МВт и составил 161593 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,92 %. Наибольший годовой прирост мощности был зафиксирован в 2021 году и составил 6,82 %. Наибольшее снижение максимума потребления мощности наблюдалось в 2022 году и составило 1,32 %.

Как видно из таблиц 4, 5, даты и время прохождения максимумов потребления мощности 1-й синхронной зоны совпадали с периодом прохождения максимума потребления мощности ЕЭС России, за исключением 2022 года. В 2023 году потребление мощности 1-й синхронной зоны зафиксировано в сутки прохождения максимума ЕЭС России, но в отличный от ЕЭС России час.

На рисунке 9 представлена динамика изменения среднесуточных ТНВ и суточного максимального потребления мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России за период ОЗП (январь, февраль, ноябрь и декабрь) 2019–2023 годов.

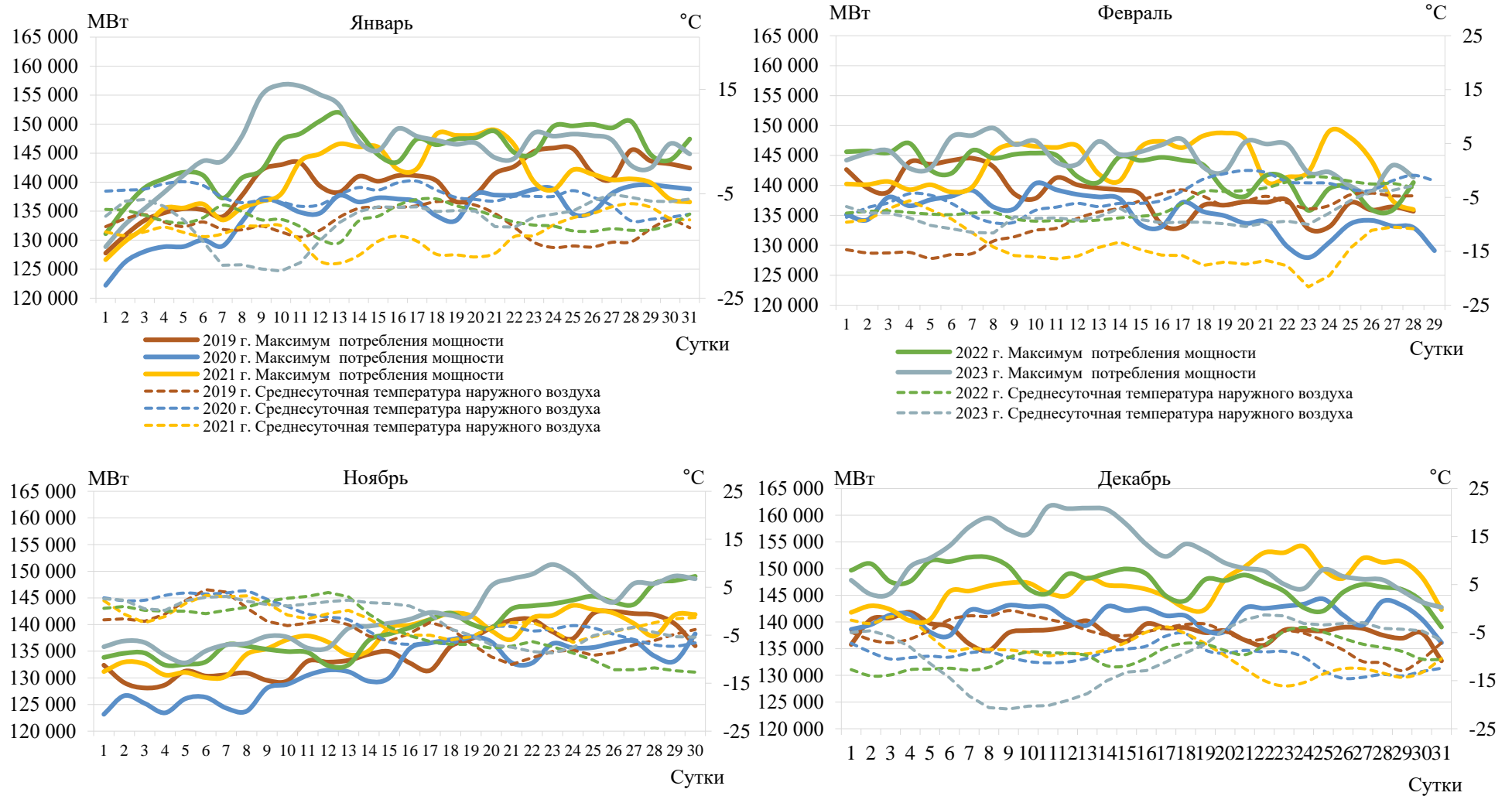


Рисунок 9 – Динамика изменения среднесуточных ТНВ и суточного максимального потребления мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России

Годовой режим потребления электрической энергии 1-й синхронной зоны ЕЭС России немного плотнее режима ЕЭС в целом. За рассматриваемый ретроспективный период число часов использования максимума потребления мощности изменялось в диапазоне 6641–6968 ч/год.

На рисунке 10 представлена конфигурация годовых графиков месячного максимума потребления мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России за период 2019–2023 годов.

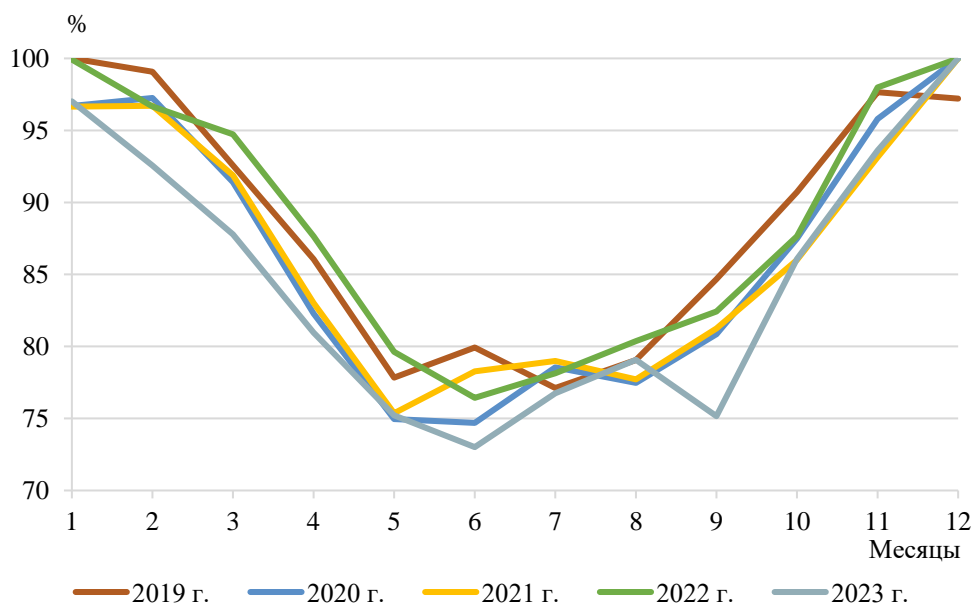


Рисунок 10 – Годовые графики месячного потребления мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России

Годовая неравномерность 1-й синхронной зоны ЕЭС России за период 2019–2023 годов изменялась в диапазоне 73,0–77,1 %. Как видно из рисунка 10, наибольшая неравномерность за рассматриваемый отчетный период зафиксирована в 2023 году. Наиболее плотный годовой режим наблюдался в 2019 году с неравномерностью 77,1 %.

Динамика потребления электрической энергии и мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России за период 2019–2023 годов представлена в таблице 6 и на рисунках 11, 12.

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

Показатель	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	40308	40694	42854	44460	45950
Годовой темп прироста, %	17,87	0,96	5,31	3,75	3,35
Максимум потребления мощности, МВт	6709	6701	7499	7246	7883
Годовой темп прироста, %	19,32	-0,11	11,90	-3,37	8,79
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6008	6072	5715	6136	5829
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	27.12 12:00	30.12 04:00	31.12 12:00	20.12 11:00	22.12 11:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-26,3	-24,2	-27,6	-23,8	-24,9

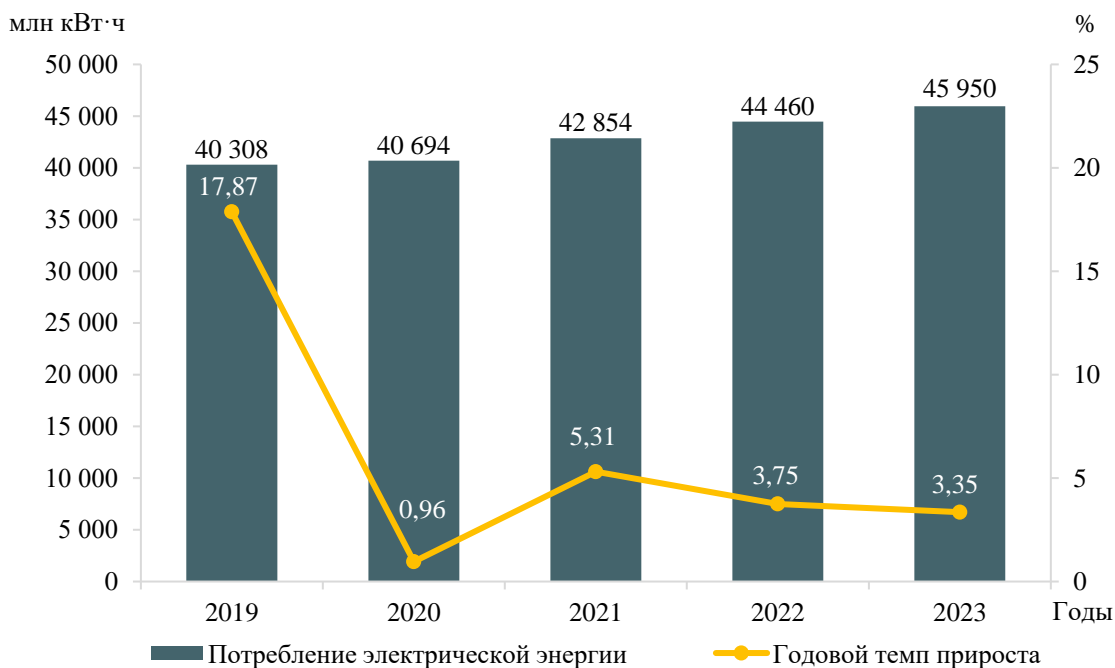


Рисунок 11 – Потребление электрической энергии 2-й синхронной зоны ЕЭС России и годовые темпы прироста

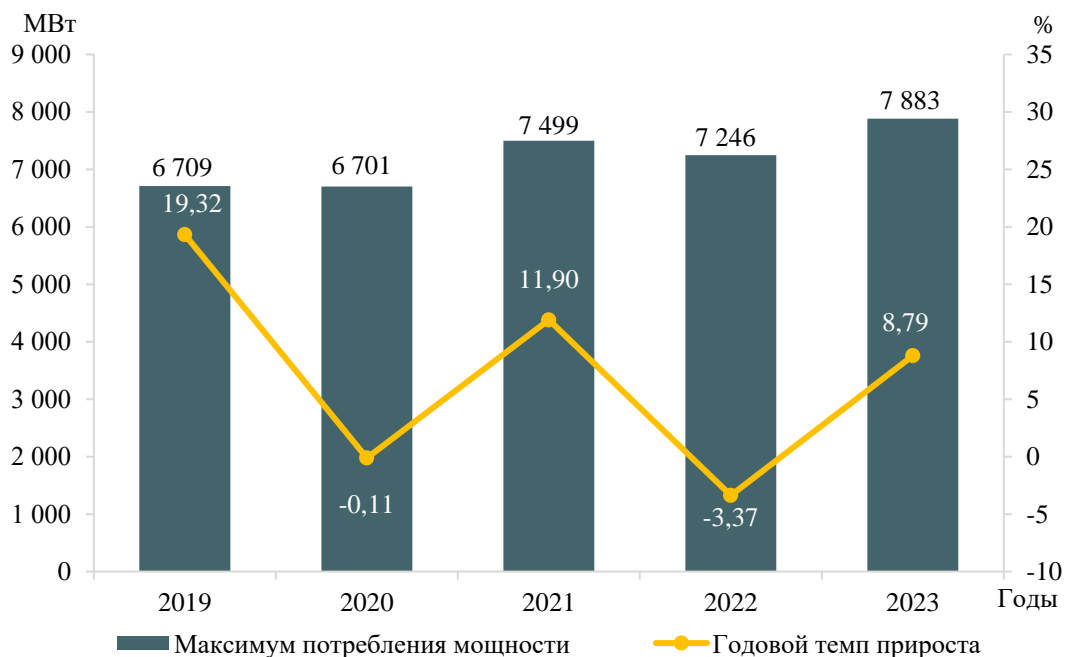


Рисунок 12 – Максимум потребления мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России и годовые темпы прироста за период 2019–2023 годов

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии 2-й синхронной зоны ЕЭС России увеличилось на 11753 млн кВт·ч и составило в 2023 году 45950 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 6,09 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 17,87 % в 2019 году и обусловлен присоединением к ЕЭС России Западного и Центрального энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия), ранее работавших изолировано. Наименьший прирост зафиксирован в 2020 году и

составил 0,96 %. В сопоставимых территориальных границах (без учета присоединения к ЕЭС России Центрального и Западного энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия)) потребление электрической энергии 2-й синхронной зоны ЕЭС России увеличилось бы на 5913 млн кВт·ч и составило бы в 2023 году 40110 млн кВт·ч при среднегодовых темпах прироста потребления мощности 3,24 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России вырос на 2568 МВт и составил 7883 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 8,20 %. Рост потребления мощности в 2023 году обусловлен ростом потребления предприятиями производственной сферы. Наибольший годовой прирост мощности был зафиксирован в 2019 году и составил 19,32 %, что обусловлено присоединением Центрального и Западного энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия) к ЕЭС России. Немного меньше отмечен годовой прирост потребления мощности и в 2021 году. Наибольшее снижение максимума потребления мощности наблюдалось в 2022 году и имело отрицательное значение 3,37 %. В сопоставимых территориальных границах (без учета присоединения Центрального и Западного энергорайонов Якутии) максимальное потребление мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России увеличилось бы на 1348 МВт и составило бы 6971 МВт при среднегодовых темпах прироста потребления мощности 4,39 %.

На рисунке 13 представлена динамика изменения среднесуточных ТНВ и суточного максимального потребления мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России в период ОЗП (январь, февраль, ноябрь и декабрь) 2019–2023 годов.

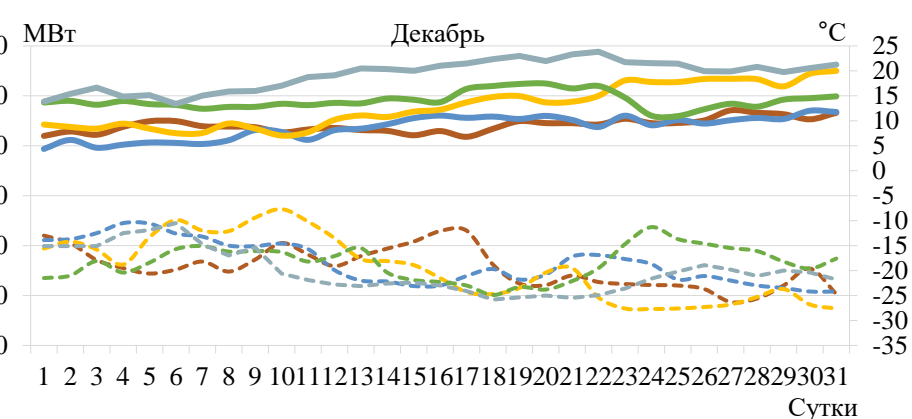
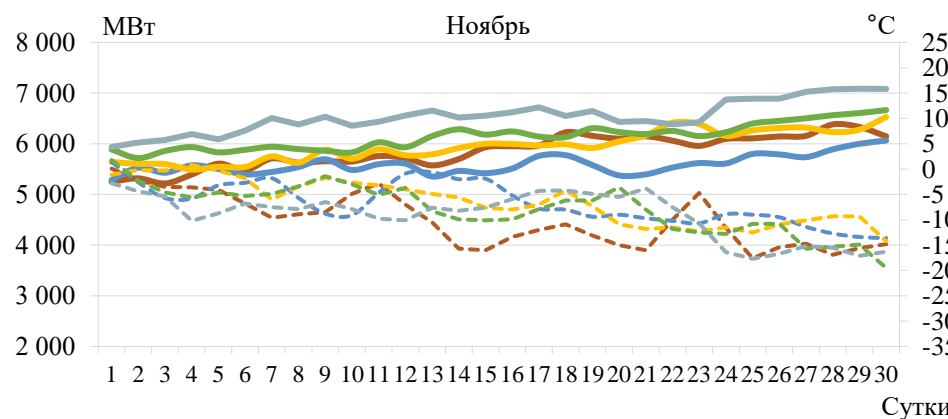
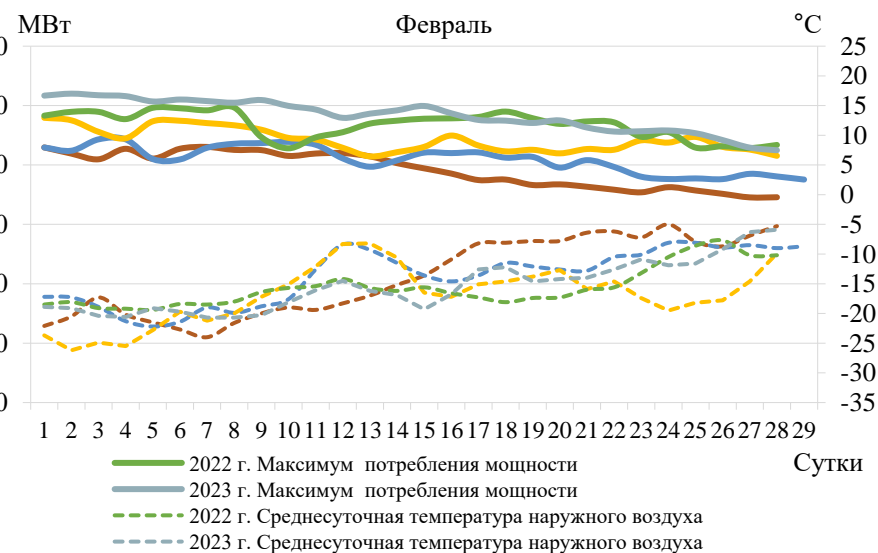
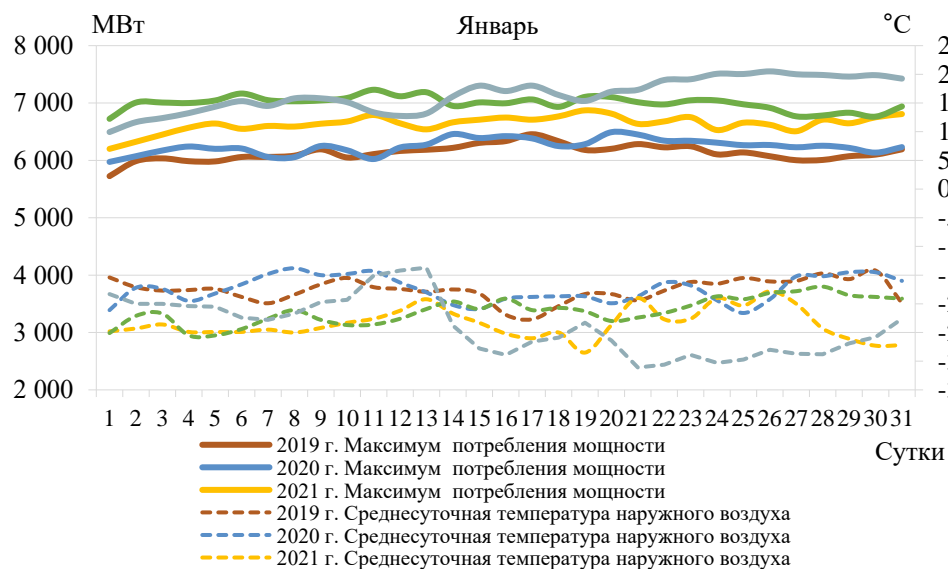


Рисунок 13 – Динамика изменения среднесуточных ТНВ и суточного максимального потребления мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России

Годовой режим потребления электрической энергии 2-й синхронной зоны ЕЭС России характеризуется невысокой плотностью, что обусловлено большой долей сферы услуг и домашнего хозяйства. За рассматриваемый ретроспективный период число часов использования максимума потребления мощности изменялось в диапазоне 5715–6136 ч/год. Наименьшее число часов использования максимума потребления мощности отмечено в 2021 году и обусловлено ростом максимума потребления мощности к концу года на фоне низких ТНВ и увеличением потребления мощности промышленными предприятиями.

На рисунке 14 представлена конфигурация годовых графиков месячного максимума потребления мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России за период 2019–2023 годов.

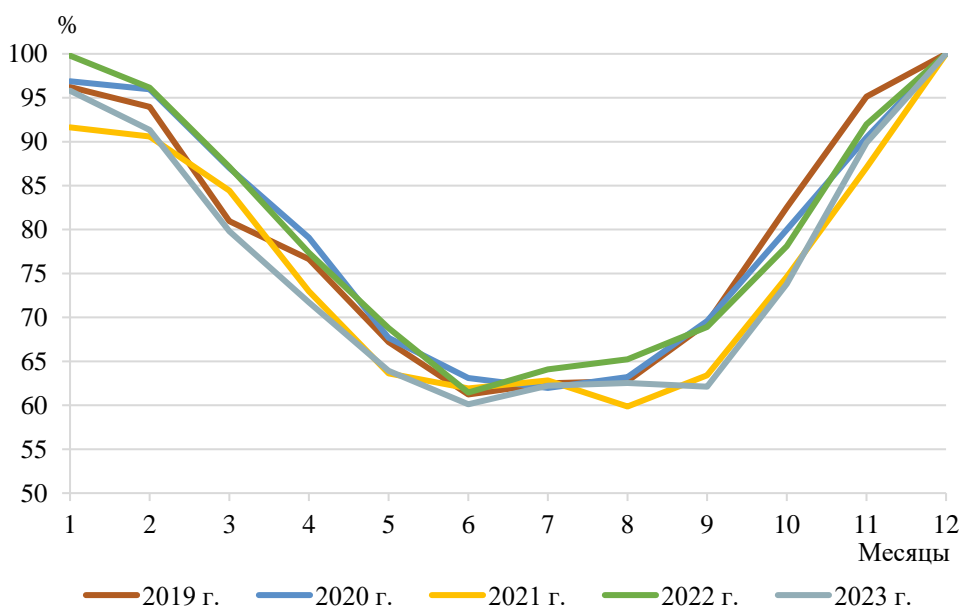


Рисунок 14 – Годовые графики месячного потребления мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России за период 2019–2023 годов

Коэффициент годовой неравномерности 2-й синхронной зоны ЕЭС России за период 2019–2023 годов изменялся в диапазоне с 59,9–62,0 %. Как видно из рисунка 14, разуплотненный годовой режим за рассматриваемый отчетный период зафиксирован в 2021 году с неравномерностью 59,9 %. Наиболее плотный годовой режим наблюдался в 2020 году с неравномерностью 62,0 %. В отличие от 1-й синхронной зоны ЕЭС России в конфигурации годовых графиков 2-й синхронной зоны ЕЭС России только намечается пик потребления в летние месяцы.

Территориальное распределение потребления электрической энергии и мощности по синхронным зонам ЕЭС России характеризуется преобладанием 1-й синхронной зоны, доля которой в 2023 году составила 95,9 % от общего объема потребления электрической энергии ЕЭС России и 95,8 % от максимума потребления мощности ЕЭС России (рисунок 15).

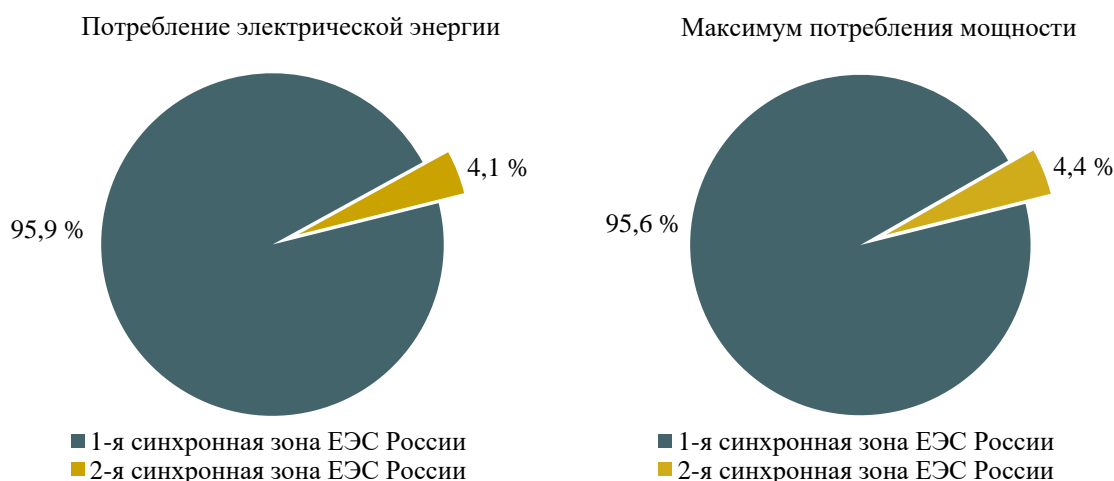


Рисунок 15 – Территориальная структура потребления электрической энергии и мощности за 2023 год

1.5 Фактические вводы, демонтажи генерирующего оборудования, ЛЭП и трансформаторов 220 кВ и выше в ретроспективном периоде

За период 2019–2023 годов на электростанциях ЕЭС России было выведено из эксплуатации 8291,3 МВт устаревшего генерирующего оборудования, в том числе: на АЭС – 2000,0 МВт, ГЭС – 30,3 МВт, ТЭС – 6260,4 МВт, на ВЭС – 0,6 МВт.

На АЭС за период 2019–2023 годов было выведено из эксплуатации 2000 МВт (энергоблок № 2 установленной мощностью 1000 МВт 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 2019–2023 годов приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России и синхронных зонах за период 2019–2023 годов, МВт

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	Всего за 2019–2023 гг.
ЕЭС России	1746,0	3253,5	1896,8	972,2	422,8	8291,3
АЭС	–	1000,0	1000,0	–	–	2000,0
ГЭС и ГАЭС	2,0	28,3	–	–	–	30,3
ТЭС	1744,0	2225,2	896,8	972,2	422,2	6260,4
ВЭС	–	–	–	–	0,6	0,6
СЭС	–	–	–	–	–	–
1-я синхронная зона	1578,0	3169,6	1886,8	945,5	392,8	7972,7
АЭС	–	1000,0	1000,0	–	–	2000,0
ГЭС и ГАЭС	2,0	28,3	–	–	–	30,3
ТЭС	1576,0	2141,3	886,8	945,5	392,2	5941,8
ВЭС	–	–	–	–	0,6	0,6
СЭС	–	–	–	–	–	–

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	Всего за 2019–2023 гг.
2-я синхронная зона	168,0	83,9	10,0	26,7	30,0	318,6
АЭС	–	–	–	–	–	–
ГЭС и ГАЭС	–	–	–	–	–	–
ТЭС	168,0	83,9	10,0	26,7	30,0	318,6
ВЭС	–	–	–	–	–	–
СЭС	–	–	–	–	–	–

За период 2019–2023 годов на электростанциях ЕЭС России было введено в эксплуатацию 9895,7 МВт генерирующих мощностей, в том числе: на АЭС – 2369,1 МВт, ГЭС – 437,5 МВт, ТЭС – 3425,0 МВт, ВЭС, СЭС – 3664,1 МВт.

Структура вводов генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России в период 2019–2023 годов приведена в таблице 8.

Таблица 8 – Вводы генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России в период 2019–2023 годов, МВт

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	Всего за 2019–2023 гг.
ЕЭС России	2969,9	1865,2	2716,1	1610,7	733,8	9895,7
АЭС	1181,0	–	1188,2	–	–	2369,1
ГЭС, ГАЭС	346,0	20,9	–	26,4	44,2	437,5
ТЭС	914,4	637,0	286,1	1172,0	415,5	3425,0
ВЭС	–	843,4	1008,9	262,4	220,0	2334,6
СЭС	528,5	364,0	232,9	149,9	54,1	1329,4
1-я синхронная зона	2969,9	1734,2	2556,1	1608,2	733,8	9602,2
АЭС	1181,0	–	1188,2	–	–	2369,1
ГЭС, ГАЭС	346,0	20,9	–	26,4	44,2	437,5
ТЭС	914,4	506,0	126,1	1169,5	415,5	3131,5
ВЭС	–	843,4	1008,9	262,4	220,0	2334,6
СЭС	528,5	364,0	232,9	149,9	54,1	1329,4
2-я синхронная зона	–	131,0	160,0	2,5	–	293,5
АЭС	–	–	–	–	–	–
ГЭС и ГАЭС	–	–	–	–	–	–
ТЭС	–	131,0	160,0	2,5	–	293,5
ВЭС	–	–	–	–	–	–
СЭС	–	–	–	–	–	–

Вводы генерирующих мощностей за период 2019–2023 годов на АЭС осуществлялись на площадках:

– Ленинградской АЭС – введен в эксплуатацию энергоблок № 6 типа ВВЭР-1200 мощностью 1188,2 МВт в 2021 году;

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

Вводы генерирующих мощностей на ГЭС за период 2019–2023 годов составили 437,5 МВт, из них: 346 МВт на Зарамагской ГЭС-1 в Республике Северная

Осетия – Алания в 2019 году. На малых ГЭС в период 2019–2023 годов введено в эксплуатацию генерирующее оборудование в объеме 91,5 МВт.

Развитие возобновляемых источников энергии в период 2019–2023 годов осуществлялось за счет строительства ВЭС в объеме 2334,6 МВт и СЭС – 1329,4 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 2019–2023 годов

Субъект Российской Федерации	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
Московская область	ТЭЦ-22 Мосэнерго	2022	№ 9	T-295/335-23,5	295
Республика Татарстан	Лемаевская ПГУ-ТЭС	2022	–	ПГУ (SGT5-2000E, SGT5-2000E, SST5-600)	494,8

За период 2019–2023 годов в ЕЭС России было введено 8153,77 км ЛЭП напряжением 220 кВ и выше, в том числе: в 1-й синхронной зоне – 6188,16 км, во 2-й синхронной зоне – 1965,61 км. Вводы трансформаторной мощности на подстанциях 220 кВ и выше составили 38692 МВА, в том числе: в 1-й синхронной зоне – 34892 МВА, во 2-й синхронной зоне – 3800 МВА.

Объемы вводов электросетевых объектов (ЛЭП и ПС) напряжением 220 кВ и выше за период 2019–2023 годов в ЕЭС России, а также с детализацией по первой и второй синхронным зонам приведены в таблицах 10, 11.

Таблица 10 – Вводы ЛЭП по ЕЭС России в период 2019–2023 годов, км

Класс напряжения	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	Всего за 2019–2023 гг.
ЕЭС России	3054,63	508,18	2298,55	796,00	1496,41	8153,77
750 кВ	–	–	–	–	–	–
500 кВ	359,15	–	5,90	–	812,66	1177,71
330 кВ	82,34	177,77	929,21	19,70	–	1209,02
220 кВ	2613,14	330,42	1363,44	776,30	683,75	5767,04
1-я синхронная зона	2684,67	232,96	2040,57	296,21	933,75	6188,16
750 кВ	–	–	–	–	–	–
500 кВ	359,15	–	5,90	–	756,79	1121,84
330 кВ	82,34	177,77	929,21	19,70	–	1209,02
220 кВ	2243,18	55,20	1105,46	276,51	176,96	3857,30

Класс напряжения	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	Всего за 2019–2023 гг.
2-я синхронная зона	369,96	275,22	257,98	499,79	562,66	1965,61
750 кВ	–	–	–	–	–	–
500 кВ	–	–	–	–	55,87	55,87
330 кВ	–	–	–	–	–	–
220 кВ	369,96	275,22	257,98	499,79	506,79	1909,74

Таблица 11 – Вводы трансформаторной мощности по ЕЭС России в период 2019–2023 годов, МВА

Класс напряжения	Тип изменений	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	Всего за 2019–2023 гг.
ЕЭС России	Ввод мощности	8381	5426	10994	5233	8658	38692
	Прирост мощности	6487	3416	7968	3025	5287	26183
750 кВ	Ввод мощности	–	–	1251	–	–	1251
	Прирост мощности	–	–	1251	–	–	1251
500 кВ	Ввод мощности	1002	1269	2501	–	4753	9525
	Прирост мощности	597	1002	2501	–	2753	6853
330 кВ	Ввод мощности	250	1150	125	1000	525	3050
	Прирост мощности	250	775	–	550	200	1775
220 кВ	Ввод мощности	7129	3007	7117	4233	3380	24866
	Прирост мощности	5640	1639	4216	2475	2334	16304
1-я синхронная зона	Ввод мощности	7777	5356	10077	4475	7207	34892
	Прирост мощности	5933	3391	7111	2662	3876	22973
750 кВ	Ввод мощности	–	–	1251	–	–	1251
	Прирост мощности	–	–	1251	–	–	1251
500 кВ	Ввод мощности	1002	1269	2501	–	3753	8525
	Прирост мощности	597	1002	2501	–	1753	5853
330 кВ	Ввод мощности	250	1150	125	1000	525	3050
	Прирост мощности	250	775	–	550	200	1775
220 кВ	Ввод мощности	6525	2937	6200	3475	2929	22066
	Прирост мощности	5086	1614	3359	2112	1923	14094
2-я синхронная зона	Ввод мощности	604	70	917	758	1451	3800
	Прирост мощности	554	25	857	363	1411	3210
750 кВ	Ввод мощности	–	–	–	–	–	–
	Прирост мощности	–	–	–	–	–	–
500 кВ	Ввод мощности	–	–	–	–	1000	1000
	Прирост мощности	–	–	–	–	1000	1000
330 кВ	Ввод мощности	–	–	–	–	–	–
	Прирост мощности	–	–	–	–	–	–
220 кВ	Ввод мощности	604	70	917	758	451	2800
	Прирост мощности	554	25	857	363	411	2210

Наиболее крупные вводы электросетевых объектов за период 2019–2023 годов представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Наиболее крупные вводы электросетевых объектов по ЕЭС России за период 2019–2023 годов

Энергосистема	Электросетевой объект	Год ввода
Брянской области	Введена в работу ПС 500 кВ Белобережская с установкой двух 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
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 Зарамагскую ГЭС-1 протяженностью 2×37 км с образованием ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик, 137,4 км и ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС – Владикавказ-2, 80,9 км – для обеспечения выдачи мощности Зарамагской ГЭС-1 (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
Мурманской области	Строительство ПС 330 кВ Мурманская с одним трансформатором 330/150/35 кВ мощностью 250 МВА	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, 1,6 км и 1,75 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 ГЭС	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

Энергосистема	Электросетевой объект	Год ввода
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
Челябинской области	Введена в работу ПС 220 кВ Медная с установкой двух трансформаторов мощностью 100 МВА каждый 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 3,228 км	2020
Республики Адыгея и Краснодарского края	Выполнен заход ВЛ 500 кВ Центральная – Ингури ГЭС (ВЛ 500 кВ Кавкасиони) на ПС 500 кВ Джвари с образованием двух ЛЭП: ВЛ 500 кВ Центральная – Джвари (ВЛ 500 кВ Кавкасиони) и ВЛ 500 кВ Ингури ГЭС – Джвари (ВЛ 500 кВ Лиа). Протяженность нового участка ВЛ 500 кВ Центральная – Джвари (ВЛ 500 кВ Кавкасиони) составила 5,9 км	2021
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, 129,8 км	2021
Республики Карелия	Введена ВЛ 330 кВ Каменный Бор – Петрозаводск, 286,8 км	2021
Республики Карелия	Введена ВЛ 330 кВ Петрозаводск – Тихвин-Литейный, 331,94 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

Энергосистема	Электросетевой объект	Год ввода
г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Введена в работу ПС 330 кВ Менделеевская с установкой двух автотрансформаторов мощностью 200 МВА каждый со строительством заходов ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС – Западная в РУ 330 кВ ПС 330 кВ Менделеевская с образованием новых ВЛ 330 кВ Западная – Менделеевская и ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС – Менделеевская	2022
Амурской области, Забайкальского края	Введена межсистемная линия связи ВЛ 220 кВ Хани – Чара № 2, 127 км	2022
Забайкальского края	Введены межсистемные линии связи КВЛ 220 кВ Чара – Блуждающий № 1 № 2, 22,96 км и 22,9 км	2022
Амурской области	Введена межсистемная линия связи ВЛ 220 кВ Лопча – Тында 159,4 км	2022
Амурской области, Забайкальского края	Введена межсистемная линия связи ВЛ 220 кВ Лопча – Хани 280,6 км	2022
Владимирской области	Перезавод в новое РУ 220 кВ ПС 220 кВ Районная (новая) КВЛ 220 кВ Владимирская – Районная (новая) II цепь, 1,92 км	2022
Владимирской области	Перезавод в новое РУ 220 кВ ПС 220 кВ Районная (новая) КВЛ 220 кВ Заря – Районная (новая), 1,89 км	2022
г. Москвы и Московской области	Введена в работу ПС 220 кВ Тютчево с установкой двух автотрансформаторов мощностью 125 МВА каждый со строительством заходов ВЛ 220 кВ Новософрино – Уча на ПС 220 кВ Тютчево с образованием двух ЛЭП: КВЛ 220 кВ Новософрино – Тютчево и КВЛ 220 кВ Тютчево – Уча, 1,27 км (0,64 км и 0,63 км)	2022
Республики Адыгея и Краснодарского края	Введена в работу ПС 220 кВ Ильская с установкой двух трансформаторов мощностью 63 МВА каждый со строительством заходов ВЛ 220 кВ Кубанская – Афипская на ПС 220 кВ Ильская с образованием ВЛ 220 кВ Кубанская – Ильская и ВЛ 220 кВ Афипская – Ильская	2022
г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Выполнена реконструкция АТ-1 330/110/10 кВ мощностью 200 МВА на ПС 330 кВ Гатчинская	2022
Республики Адыгея и Краснодарского края	Выполнена реконструкция АТ-2 330/110/10 кВ мощностью 125 МВА на ПС 330 кВ Армавир	2022
Белгородской области	Выполнена реконструкция АТ-1 330/110/10 кВ мощностью 200 МВА на ПС 330 кВ Белгород	2022
Белгородской области	Введен АТ-4 330/110 кВ мощностью 200 МВА на ПС 330 кВ Лебеди	2022
Пермского края	Выполнена реконструкция с заменой 5АТ и 6АТ мощностью 250 МВА каждый на трансформаторы 220/110/13,8 кВ мощностью 300 МВА каждый на Воткинской ГЭС	2022
Республики Саха (Якутия)	Выполнена реконструкция с заменой 1АТ и 2АТ мощностью 125 МВА каждый на трансформаторы 220/110/35 кВ мощностью 250 МВА каждый на Нерюнгринской ГРЭС	2022
Республики Адыгея и Краснодарского края	Выполнена реконструкция АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 195 МВА на ПС 220 кВ Кирилловская	2022

Энергосистема	Электросетевой объект	Год ввода
Республики Адыгея и Краснодарского края	Установка третьего автотрансформатора на ПС 220 кВ Афипиская	2022
Республики Адыгея и Краснодарского края	Введена в работу ПС 220 кВ Кольцевая с установкой двух трансформаторов мощностью 63 МВА каждый со строительством заходов ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – Славянская на ПС 220 кВ Кольцевая с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – Кольцевая и ВЛ 220 кВ Славянская – Кольцевая	2022
Республики Адыгея и Краснодарского края	Выполнены заходы ВЛ 220 кВ Тамань – Славянская на Ударную ТЭС, протяженностью 2×29,42 км с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС – Славянская и ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС – Тамань – для обеспечения выдачи мощности Ударной ТЭС	2022
Иркутской области	Введена ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3, 295,063 км	2023
г. Москвы и Московской области	Введена КЛ 220 кВ Белорусская – Бутырки №1 № 2, 2×5,07 км	2023
Республики Адыгея и Краснодарского края	Выполнен заход ВЛ 220 кВ Киевская – Чекон на Ударную ТЭС с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС – Чекон и ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС – Киевская. Протяженность захода составила 2×5,11 км	2023
Республики Саха (Якутия)	Введена ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-19, 8,1 км	2023
Республики Саха (Якутия)	Введена КВЛ 220 кВ Томмот – НПС-19, 332,68 км	2023
Амурской области	Введена в работу ПС 500 кВ АГХК с установкой четырех автотрансформаторов мощностью 250 МВА каждый со строительством четырех ВЛ 500 кВ Химкомбинат – АГХК I,II,III,IV цепь (2×3,2 км и 2×3,03 км)	2023
Хабаровского края и Еврейской автономной области	Введен в работу ПП 500 кВ Нерген с установкой одного УШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	2023
Хабаровского края и Еврейской автономной области	Выполнены заходы ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская (Л-512) на ПП 500 кВ Нерген протяженностью 0,305 км и 0,531 км	2023
Республики Бурятия	Введена в работу ПС 500 кВ Нижнеангарская с установкой двух автотрансформаторов мощностью 501 МВА (3×167 МВА) каждый со строительством ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 1, 460,678 км, а также со строительством заходов ВЛ 220 кВ Ангоя – Новый Уоян (АУ–38) на ПС 500 кВ Нижнеангарская с образованием ВЛ 220 кВ Нижнеангарская – Ангоя, 2,199 км и ВЛ 220 кВ Нижнеангарская – Новый Уоян II Цепь, 1,387 км и строительством заходов ВЛ 220 кВ Кичера – Новый Уоян (КУ–37) на ПС 500 кВ Нижнеангарская с образованием ВЛ 220 кВ Нижнеангарская – Кичера, 2,199 км и ВЛ 220 кВ Нижнеангарская – Новый Уоян I Цепь, 1,387 км.	2023
г. Москвы и Московской области	Выполнена реконструкция с заменой АТ-1 и АТ-2 мощностью 3×167 МВА каждый на трансформаторы 500/220/20 кВ мощностью 500 МВА каждый на ПС 500 кВ Чагино	2023

Энергосистема	Электросетевой объект	Год ввода
Нижегородской области	Введен АТ-6 500/110/10 кВ мощностью 250 МВА на ПС 500 кВ Радуга	2023
Иркутской области	Введен АТ-2 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (3×167 МВА) на ПС 500 кВ Усть-Кут	2023
г. Москвы и Московской области	Выполнена реконструкция с заменой АТ-1 и АТ-2 мощностью 3×167 МВА каждый на трансформаторы 500/220/10 кВ мощностью 500 МВА каждый на ПС 500 кВ Трубино	2023
г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Введен АТ-3 330/110/10 кВ мощностью 200 МВА на ПС 330 кВ Ржевская	2023
Республики Саха (Якутия)	Введена в работу ПС 220 кВ Чаянда с установкой двух автотрансформаторов мощностью 63 МВА каждый со строительством ВЛ 220 кВ Нью – Чаянда I, II цепь 2×66,421 км	2023
Республики Адыгея и Краснодарского края	Введен АТ-3 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА на ПС 220 кВ Брюховецкая	2023

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 схемно-режимных и режимно-балансовых условий, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО.

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

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект Российской Федерации	Операционная зона РДУ	Энергорайон	Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
ОЭС Северо-Запада	Мурманская область	Кольское РДУ	Энергорайон № 1, севернее контролируемого сечения Мончегорское север	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 330 кВ Мончегорск – Оленегорск, токовая нагрузка ВЛ 150 кВ Мончегорск ПС 11А – Выходной № 1 с отпайкой на ПС Оленегорск (Л-153) превышает ДДТН на величину до 7,1 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 26 МВт	Подключение ВЛ 330 кВ Мончегорск – Выходной (Л-406) в собственные ячейки на ПС 330 кВ Мончегорск и ПС 330 кВ Выходной с образованием второй цепи 330 кВ	Отсутствуют	Подключение ВЛ 330 кВ Мончегорск – Выходной (Л-406) в собственные ячейки на ПС 330 кВ Мончегорск и ПС 330 кВ Выходной с образованием второй цепи 330 кВ
ОЭС Северо-Запада	Мурманская область	Кольское РДУ	Энергорайон № 2, севернее контролируемого сечения КАЭС север	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме ¹⁾ , связанной с отключением ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Мончегорск № 1 и ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Мончегорск № 2, переток активной мощности в КС «Кольская АЭС – Апатиты – Мончегорск» превышает МДП на величину до 54 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 54 МВт	Создание на ПС 330 кВ Титан устройств: АОПО ВЛ 150 кВ Титан – Главная № 1 (Л-207) с действием на ОН в объеме не менее 54 МВт при ТНВ +17 °С; АОПО ВЛ 150 кВ Титан – Главная № 2 (Л-208) с действием на ОН в объеме не менее 54 МВт при ТНВ +17 °С	Отсутствуют	Создание на ПС 330 кВ Титан устройств: АОПО ВЛ 150 кВ Титан – Главная № 1 (Л-207); АОПО ВЛ 150 кВ Титан – Главная № 2 (Л-208)
ОЭС Северо-Запада	Республика Карелия	Карельское РДУ	Петрозаводский энергоузел	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением СШ 220 кВ ПС 220 кВ Дрельянка в период полного останова Петрозаводской ТЭЦ, происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже АДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 62 МВт	Реконструкция ПС 220 кВ Дрельянка с разделением несекционированной системы шин 220 кВ	Отсутствуют	Реконструкция ПС 220 кВ Дрельянка с разделением несекционированной системы шин 220 кВ
ОЭС Центра	Белгородская область	Курское РДУ	Юго-Западный	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 330 кВ Белгород – Лебеди (ВЛ 330 кВ Южная – Фрунзенская), переток активной мощности в КС «Юго-Западное» превышает МДП, на величину до 256 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 256 МВт	Строительство участка ВЛ 330 кВ от ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Сумы Северная до ПС 330 кВ Белгород с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Белгород ориентировочной протяженностью 148,087 км	Отсутствуют	Строительство участка ВЛ 330 кВ от ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Сумы Северная до ПС 330 кВ Белгород с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Белгород ориентировочной протяженностью 148,087 км
ОЭС Центра	Белгородская область	Курское РДУ	Юго-Западный	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 330 кВ Белгород – Лебеди и ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Белгород с отпайкой на ПС Сумы Северная, переток активной мощности в КС «Юго-Западное» превышает МДП, на величину до 256 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 256 МВт	Создание на ПС 330 кВ Белгород устройства АПНУ	Отсутствуют	Создание на ПС 330 кВ Белгород устройства АПНУ
ОЭС Юга	Краснодарский край	Кубанское РДУ	Центральный энергорайон Краснодарский энергоузел	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением АТ-1(2) на ПС 220 кВ Витаминкомбинат, токовая нагрузка АТ-2(1) ПС 220 кВ Витаминкомбинат превышает ДДТН на величину до 29 %, токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Восточная промзона превышает ДДТН на величину до 38 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 55 МВт	1. Строительство ПС 220 кВ Елизаветинская (Новая) с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА. 2. Строительство КВЛ 220 кВ Яблоновская – Елизаветинская (Новая) ориентировочной протяженностью 21 км. 3. Строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Елизаветинская (Новая) – Западная-2 с отпайками на ПС Тургеневская ориентировочной протяженностью 5,33 км	Отсутствуют	1. Строительство ПС 220 кВ Елизаветинская (Новая) с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА. 2. Строительство КВЛ 220 кВ Яблоновская – Елизаветинская (Новая) ориентировочной протяженностью 21 км. 3. Строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Елизаветинская (Новая) – Западная-2 с отпайками на ПС Тургеневская ориентировочной протяженностью 5,33 км
ОЭС Юга	Краснодарский край	Кубанское РДУ	Центральный энергорайон Усть-Лабинский энергоузел	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением 1 СШ 220 кВ на ПС 220 кВ Усть-Лабинск, токовая нагрузка АТ-2 ПС 220 кВ Усть-Лабинск превышает ДДТН на величину до 40 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 20 МВт	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Лабинская со строительством РУ 35 кВ для перевода части нагрузки с ПС 220 кВ Усть-Лабинск на электроснабжение от трансформаторов Т-3 110/35/10 кВ, Т-4 110/35/10 кВ ПС 220 кВ Ново-Лабинская	Отсутствуют	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Лабинская со строительством РУ 35 кВ для перевода части нагрузки с ПС 220 кВ Усть-Лабинск на электроснабжение от трансформаторов Т-3 110/35/10 кВ, Т-4 110/35/10 кВ ПС 220 кВ Ново-Лабинская
ОЭС Юга	Краснодарский край	Кубанское РДУ	Юго-Западный энергорайон Контролируемое сечение «Юго-Запад»	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением АТ-2 на ПС 220 кВ Славянская, токовая нагрузка АТ-1 на ПС 220 кВ Славянская превышает ДДТН на величину до 20 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 25 МВт	Реконструкция ПС 220 кВ Славянская с установкой третьего автотрансформатора АТ-3 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА	Реконструкция ПС 220 кВ Славянская с заменой автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	Реконструкция ПС 220 кВ Славянская с установкой третьего автотрансформатора АТ-3 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект Российской Федерации	Операционная зона РДУ	Энергорайон	Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
ОЭС Юга	Краснодарский край	Кубанское РДУ	Юго-Западный энергорайон Контролируемое сечение «Юго-Запад»	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением АТ-1(2) на ПС 220 кВ Бужора, токовая нагрузка АТ-1(2) на ПС 220 кВ Бужора превышает ДДТН на величину до 13 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 30 МВт	Реконструкция ПС 220 кВ Бужора с установкой третьего автотрансформатора АТ-3 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА	Реконструкция ПС 220 кВ Бужора с заменой автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	Реконструкция ПС 220 кВ Бужора с установкой третьего автотрансформатора АТ-3 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА
ОЭС Юга	Краснодарский край	Кубанское РДУ	Тихорецкий энергоузел	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением АТ-6 ПС 500 кВ Тихорецк, токовая нагрузка обмотки среднего напряжения АТ-5 ПС 500 кВ Тихорецк превышает ДДТН на величину до 57 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 190 МВт	1. Реконструкция ПС 500 кВ Тихорецк с подключением автотрансформаторов АТ-2 330/220/6 кВ мощностью 240 МВА, АТ-3 330/220/35 кВ мощностью 240 МВА к КРУЭ 220 кВ по проектной схеме. 2. 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)	Отсутствуют	1. Реконструкция ПС 500 кВ Тихорецк с подключением автотрансформаторов АТ-2 330/220/6 кВ мощностью 240 МВА, АТ-3 330/220/35 кВ мощностью 240 МВА к КРУЭ 220 кВ по проектной схеме. 2. 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)
ОЭС Юга	Краснодарский край	Кубанское РДУ	Армавирский энергоузел	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением АТ-1 с АТ-2 на ПС 330 кВ Армавир, токовая нагрузка обмотки среднего напряжения АТ-5 на ПС 330 кВ Армавир превышает ДДТН на величину до 33 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 100 МВт	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	Отсутствуют	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
ОЭС Юга	Краснодарский край	Кубанское РДУ	Армавирский энергоузел	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением 1 СШ-330 с АТ-1 и АТ-5 ПС 330 кВ Армавир, 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 кВ, токовая нагрузка обмотки среднего напряжения АТ-2 ПС 330 кВ Армавир превышает ДДТН на величину до 41 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 82 МВт	Реконструкция ПС 330 кВ Армавир в части переподключения автотрансформатора АТ-5 330/115/10,5 по стороне 330 кВ в полуторную цепочку 330 кВ совместно с ВЛ 330 кВ Ставропольская ГРЭС – Армавир I цепь или ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – Армавир с установкой нового выключателя 330 кВ	Отсутствуют	Реконструкция ПС 330 кВ Армавир в части переподключения автотрансформатора АТ-5 330/115/10,5 по стороне 330 кВ в полуторную цепочку 330 кВ совместно с ВЛ 330 кВ Ставропольская ГРЭС – Армавир I цепь или ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – Армавир с установкой нового выключателя 330 кВ
ОЭС Юга	Краснодарский край	Кубанское РДУ	Армавирский энергоузел	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением АТ-5 на ПС 330 кВ Армавир, токовая нагрузка АТ-2 на ПС 330 кВ Кропоткин превышает ДДТН на величину до 6 %, токовая нагрузка АТ-1 на ПС 330 кВ Армавир превышает ДДТН на величину до 18 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 50 МВт	Реконструкция ПС 330 кВ Кропоткин с установкой второго автотрансформатора 330/110/10 кВ мощностью 200 МВА	Отсутствуют	Реконструкция ПС 330 кВ Кропоткин с установкой второго автотрансформатора 330/110/10 кВ мощностью 200 МВА
ОЭС Юга	Краснодарский край	Кубанское РДУ	Армавирский энергоузел	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ I цепь (II цепь) при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Армавир – ЗТВС, токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ II цепь (I цепь) на ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ превышает АДТН на величину до 24 %, токовая нагрузка провода ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ II цепь (I цепь) на ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ превышает АДТН на величину до 1 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 20 МВт	Создание на ПС 330 кВ Армавир АОПО ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ I цепь (II цепь)	Отсутствуют	Создание на ПС 330 кВ Армавир АОПО ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ I цепь (II цепь)
ОЭС Юга	Краснодарский край	Кубанское РДУ	КС «ОЭС – Кубань»	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в нормальной схеме токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Тихорецк – Ново-Лабинская превышает ДДТН на величину до 4 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 20 МВт	Строительство ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк ориентировочной протяженностью 340 км	Отсутствуют	Строительство ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк ориентировочной протяженностью 340 км

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект Российской Федерации	Операционная зона РДУ	Энергорайон	Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
ОЭС Юга	Республика Дагестан	Дагестанское РДУ	Северный энергорайон Республики Дагестан	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в нормальной схеме электрической сети при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Каскад Чириуртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137), токовая нагрузка: – ВЛ 110 кВ Чириурт – Карланиурт-Тяговая (ВЛ-110-135) превышает ДДТН на величину до 32 %; – ВЛ 110 кВ Акташ – Карланиурт-Тяговая (ВЛ-110-136) превышает ДДТН на величину до 20 %; – ошиновок ВЛ 110 кВ Чириурт – Карланиурт-Тяговая (ВЛ-110-135) и ВЛ 110 кВ Акташ – Карланиурт-Тяговая (ВЛ-110-136) на ПС 110 кВ Карланиурт-Тяговая превышает ДДТН на величину до 32 %; – шин ПС 110 кВ Карланиурт-Тяговая превышает АДТН на величину до 10 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 24 МВт	1. Строительство ПС 330 кВ Сунжа с двумя автотрансформаторами 330/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ ⁴ . 2. Строительство заходов КВЛ 330 кВ Алания – Артем на ПС 330 кВ Сунжа ориентировочной протяженностью 22 км каждый ⁴	Отсутствуют	1. Строительство ПС 330 кВ Сунжа с двумя автотрансформаторами 330/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ ⁴ . 2. Строительство заходов КВЛ 330 кВ Алания – Артем на ПС 330 кВ Сунжа ориентировочной протяженностью 22 км каждый ⁴
ОЭС Юга	Республика Крым и г. Севастополь	Черноморское РДУ	Севастопольский энергорайон	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме, связанной с отключением КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №1 и КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №2, токовая нагрузка АТ-1 ПС 330 кВ Севастополь (обмотка СН) превышает ДДТН на величину до 18 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 39 МВт	1. Строительство ПС 330 кВ Нахимовская с одним автотрансформатором 330/110 кВ мощностью 200 МВА и заходами ЛЭП 110 кВ. 2. Строительство заходов КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская на ПС 330 кВ Нахимовская ориентировочной протяженностью 6,9 км каждый	Отсутствуют	1. Строительство ПС 330 кВ Нахимовская с одним автотрансформатором 330/110 кВ мощностью 200 МВА и заходами ЛЭП 110 кВ. 2. Строительство заходов КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская на ПС 330 кВ Нахимовская ориентировочной протяженностью 6,9 км каждый
ОЭС Юга	Республика Крым и г. Севастополь	Черноморское РДУ	Центральный энергорайон. Контролируемое сечение «Гагаринское» и «Север Крыма»	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ – Северная с отпайкой на ПС Завокзальная, при возникновении нормативного возмущения, связанного отключением ВЛ 110 кВ Симферопольская – Центральная с отпайками, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Симферопольская – Южная с отпайками превышает АДТН на величину до 14 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 31 МВт	Создание на ПС 330 кВ Симферопольская устройства АОПО КВЛ 110 кВ Симферопольская – Южная с отпайками	Отсутствуют	Создание на ПС 330 кВ Симферопольская устройства АОПО КВЛ 110 кВ Симферопольская – Южная с отпайками
ОЭС Юга	Республика Крым и г. Севастополь	Черноморское РДУ	Центральный энергорайон. Контролируемое сечение «Гагаринское» и «Север Крыма»	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ – Северная с отпайкой на ПС Завокзальная, при возникновении нормативного возмущения, связанного отключением ВЛ 110 кВ Симферопольская – Южная с отпайками, токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Симферопольская – Центральная с отпайками превышает АДТН на величину до 4 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 9 МВт	Создание на ПС 330 кВ Симферопольская устройства АОПО КВЛ 110 кВ Симферопольская – Центральная	Отсутствуют	Создание на ПС 330 кВ Симферопольская устройства АОПО КВЛ 110 кВ Симферопольская – Центральная
ОЭС Юга	Республика Крым и г. Севастополь	Черноморское РДУ	Центральный энергорайон. Контролируемое сечение «Гагаринское» и «Север Крыма»	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская, переток активной мощности в КС «Север Крыма» превышает МДП на величину до 114 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 114 МВт	1. Модернизация ЛАПНУ ПС 330 кВ Симферопольская. 2. Модернизация на Симферопольская ТЭЦ устройства АОПО ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ – Северная с отпайкой на ПС Завокзальная	Отсутствуют	1. Модернизация ЛАПНУ ПС 330 кВ Симферопольская. 2. Модернизация на Симферопольская ТЭЦ устройства АОПО ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ – Северная с отпайкой на ПС Завокзальная
ОЭС Урала	Челябинская область	Челябинское РДУ	Златоустовско-Миасский энергорайон	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме ¹), в том числе в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением (свыше 20 мин после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная превышает ДДТН на величину до 68 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная превышает ДДТН на величину до 65 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная превышает ДДТН на величину до 52 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Таганай – Горная превышает ДДТН на величину до 42 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковская превышает ДДТН на величину до 33 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай превышает ДДТН на величину до 8 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная превышает ДДТН на величину до 2 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 148 МВт	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 ВЛ 220 кВ Чебаркуль – Сатка ориентировочной протяженностью 110 км	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 ВЛ 220 кВ Чебаркуль – Сатка ориентировочной протяженностью 110 км

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект Российской Федерации	Операционная зона РДУ	Энергорайон	Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
ОЭС Сибири	Иркутская область	Иркутское РДУ	Район Восточные электрические сети	<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ холодной пятидневки в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками, происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже АДН.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 61 МВт</p>	<p>Реконструкция ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками с отсоединением отпайки на ПС 110 кВ Оса и подключение её в отдельную ячейку на ПС 220 кВ Черемхово с образованием ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Оса с установкой БСК 110 кВ мощностью 30 Мвар, четырех БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар каждая, двух БСК 110 кВ мощностью 12 Мвар каждая и БСК 110 кВ мощностью 11 Мвар.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Новая Уда с установкой БСК 110 кВ мощностью 10 Мвар и двух БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар каждая.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Жигалово с установкой БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Качуг с установкой БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Тихоновка с установкой БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар</p>	<p>Реконструкция ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками с отсоединением отпайки на ПС 110 кВ Оса и подключение её в отдельную ячейку на ПС 220 кВ Черемхово с образованием ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса.</p> <p>Строительство второй ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса ориентировочной протяженностью 87 км</p>	<p>Реконструкция ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками с отсоединением отпайки на ПС 110 кВ Оса и подключение её в отдельную ячейку на ПС 220 кВ Черемхово с образованием ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса.</p> <p>Строительство второй ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса ориентировочной протяженностью 87 км</p>
ОЭС Сибири	Иркутская область	Иркутское РДУ	Район Восточные электрические сети	<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I (II) цепь с отпайками, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II (I) цепь с отпайками превышает ДДТН на величину до 11 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 20 МВт</p>	<p>Реконструкция ПС 220 кВ Правобережная с заменой ВЧЗ ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I, II цепь с отпайками с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I, II цепь с отпайками на участке от ПС 110 кВ Правобережная до отпайки на ПС 110 кВ Карлук ориентировочной протяженностью 10,654 км с увеличением пропускной способности²⁾</p>	<p>Реконструкция ПС 220 кВ Правобережная с заменой ВЧЗ ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I, II цепь с отпайками с увеличением пропускной способности³⁾</p>	<p>Реконструкция ПС 220 кВ Правобережная с заменой ВЧЗ ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I, II цепь с отпайками с увеличением пропускной способности³⁾</p>
ОЭС Сибири	Иркутская область	Иркутское РДУ	Район Восточные электрические сети	<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I (II) цепь с отпайками, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II (I) цепь с отпайками превышает АДТН на величину до 28 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск превышает АДТН на величину до 16 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 76 МВт</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств:</p> <p>АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь с действием на ОН в объеме не менее 76 МВт при ТНВ -36 °С;</p> <p>АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь с действием на ОН в объеме не менее 76 МВт при ТНВ -36 °С.</p> <p>Создание на Иркутской ТЭЦ-10 устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск с действием на ОН в объеме не менее 76 МВт при ТНВ -36 °С</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств:</p> <p>АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь с действием на ОН в объеме не менее 76 МВт при ТНВ -36 °С;</p> <p>АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь с действием на ОН в объеме не менее 76 МВт при ТНВ -36 °С.</p> <p>Создание на Иркутской ТЭЦ-10 устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск с действием на ОН в объеме не менее 76 МВт при ТНВ -36 °С</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств:</p> <p>АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь;</p> <p>АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь.</p> <p>Создание на Иркутской ТЭЦ-10 устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск</p>
ОЭС Сибири	Иркутская область	Иркутское РДУ	Район Восточные электрические сети	<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I (II) цепь с отпайками, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II (I) цепь с отпайками превышает АДТН на величину до 36 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь превышает АДТН на величину до 6 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 72 МВт</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств:</p> <p>АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь с действием на ОН в объеме не менее 72 МВт при ТНВ -36 °С;</p> <p>АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь с действием на ОН в объеме не менее 72 МВт при ТНВ -36 °С.</p> <p>Создание на ПС 110 кВ Урик устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь с действием на ОН в объеме не менее 72 МВт при ТНВ -36 °С</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств:</p> <p>АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь с действием на ОН в объеме не менее 72 МВт при ТНВ -36 °С;</p> <p>АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь с действием на ОН в объеме не менее 72 МВт при ТНВ -36 °С.</p> <p>Создание на ПС 110 кВ Урик устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь с действием на ОН в объеме не менее 72 МВт при ТНВ -36 °С</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств:</p> <p>АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь;</p> <p>АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь.</p> <p>Создание на ПС 110 кВ Урик устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь</p>

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект Российской Федерации	Операционная зона РДУ	Энергорайон	Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
ОЭС Сибири	Иркутская область	Иркутское РДУ	Транзит 110 кВ Шелехово – Слюдянка	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме ¹⁾ , связанной с отключением ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг и АТ2 ПС 220 кВ Слюдянка, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха, ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная превышает ДДТН на величину до 51 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 55 МВт	Реконструкция ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная ориентировочной протяженностью 9,36409 км с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой секционного выключателя с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности	Отсутствуют	Реконструкция ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная ориентировочной протяженностью 9,36409 км с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой секционного выключателя с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности
ОЭС Сибири	Иркутская область	Иркутское РДУ	Транзит 110 кВ Шелехово – Слюдянка	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме ¹⁾ , связанной с отключением ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и АТ2 ПС 220 кВ Слюдянка, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг, ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная превышает ДДТН на величину до 44 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 55 МВт	Реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная ориентировочной протяженностью 16,14658 км с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой провода ошиновки с увеличением пропускной способности	Отсутствуют	Реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная ориентировочной протяженностью 16,14658 км с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой провода ошиновки с увеличением пропускной способности
ОЭС Сибири	Иркутская область	Иркутское РДУ	Транзит 220 кВ Киренга – Северобайкальск	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме ¹⁾ , связанной с отключением 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)), переток активной мощности в КС «Киренга – Северобайкальск + Усть-Кут – НПС-6» превышает МДП на величину до 53 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 53 МВт	Создание на ПС 220 кВ Киренга устройств: АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30) с действием на ОН в объеме не менее 53 МВт при ТНВ +18 °С; АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Куерма (КК-31) с действием на ОН в объеме не менее 53 МВт при ТНВ +18 °С	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Киренга устройств: АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30); АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Куерма (КК-31)
ОЭС Сибири	Иркутская область	Иркутское РДУ	Транзит 110 кВ Ново-Зиминская – Черемхово	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ холодной пятинеднеки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Черемхово, токовая нагрузка АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Черемхово превышает ДДТН на величину до 12 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 40 МВт	Реконструкция ПС 220 кВ Черемхово с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	Отсутствуют	Реконструкция ПС 220 кВ Черемхово с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый
ОЭС Сибири	Иркутская область	Иркутское РДУ	Транзит 110 кВ Ново-Зиминская – Черемхово	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ холодной пятинеднеки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Черемхово, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Белореченская, токовая нагрузка АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Черемхово превышает АДТН на величину до 13 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 45 МВт	Создание на ПС 220 кВ Черемхово устройств: АОПО АТ-1 с действием на ОН в объеме не менее 45 МВт при ТНВ -36 °С; АОПО АТ-2 с действием на ОН в объеме не менее 45 МВт при ТНВ -36 °С	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Черемхово устройств: АОПО АТ-1; АОПО АТ-2

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект Российской Федерации	Операционная зона РДУ	Энергорайон	Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
ОЭС Сибири	Иркутская область	Иркутское РДУ	ПС 220 кВ Байкальская	<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 220 кВ Иркутская ГЭС – Ново-Иркутская ТЭЦ I цепь с отпайкой на ПС Байкальская, токовая нагрузка АТ-2 ПС 220 кВ Байкальская превышает ДДТН на величину до 43 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 51 МВт</p>	<p>Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый.</p> <p>Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой ошиновки 110 кВ ячейки АТ-1 с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя и ошиновки 110 кВ ячейки АТ-2 с увеличением пропускной способности</p>	<p>Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная А.</p> <p>Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная Б.</p> <p>Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Т-3.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой ТТ ячейки В-110 ГЭС «Б».</p> <p>Создание на Иркутской ГЭС устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Южная II цепь.</p> <p>Создание на ПС 110 кВ Южная устройства АОПО ВЛ 110 кВ Байкальская – Нагорная I цепь с отпайками</p>	<p>Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная А.</p> <p>Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная Б.</p> <p>Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Т-3.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой ТТ ячейки В-110 ГЭС «Б».</p> <p>Создание на Иркутской ГЭС устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Южная II цепь.</p> <p>Создание на ПС 110 кВ Южная устройства АОПО ВЛ 110 кВ Байкальская – Нагорная I цепь с отпайками</p>
ОЭС Сибири	Иркутская область	Иркутское РДУ	ПС 220 кВ Байкальская	<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 220 кВ Иркутская ГЭС – Ново-Иркутская ТЭЦ I цепь с отпайкой на ПС Байкальская, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 220 кВ Иркутская ГЭС – Ново-Иркутская ТЭЦ II цепь с отпайкой на ПС Байкальская, с учетом включения В-110 Нагорная на ПС 110 кВ Южная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Южная II цепь превышает АДТН на величину до 38 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Байкальская – Нагорная I цепь с отпайками превышает АДТН на величину до 97 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 91 МВт</p>	<p>Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый.</p> <p>Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой ошиновки 110 кВ ячейки АТ-1 с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя и ошиновки 110 кВ ячейки АТ-2 с увеличением пропускной способности</p>	<p>Создание на Иркутской ГЭС устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Южная II цепь.</p> <p>Создание на ПС 110 кВ Южная устройства АОПО ВЛ 110 кВ Байкальская – Нагорная I цепь с отпайками</p>	<p>Создание на Иркутской ГЭС устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Южная II цепь.</p> <p>Создание на ПС 110 кВ Южная устройства АОПО ВЛ 110 кВ Байкальская – Нагорная I цепь с отпайками</p>
ОЭС Сибири	Кемеровская область – Кузбасс	Кемеровское РДУ	Энергорайон ПС 500 кВ Ново-Анжерская – ПС 110 кВ Ачинск тяговая	<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме¹⁾, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками и участка ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кривоно тяговая (участок от ПС 110 кВ Ачинск тяговая до отпайки на ПС 110 кВ Кривоно тяговая, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка превышает АДТН на величину до 49 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 61 МВт</p>	<p>Реконструкция ПС 110 кВ Маринск с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар.</p> <p>Создание на ПС 500 кВ Ново-Анжерская устройства АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка с действием на ОН в объеме не менее 61 МВт при ТНВ +19 °С</p>	Отсутствуют	<p>Реконструкция ПС 110 кВ Маринск с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар.</p> <p>Создание на ПС 500 кВ Ново-Анжерская устройства АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка</p>
ОЭС Сибири	Кемеровская область – Кузбасс	Кемеровское РДУ	Энергорайон ПС 500 кВ Ново-Анжерская – ПС 110 кВ Ачинск тяговая	<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме¹⁾, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками и участка ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кривоно тяговая (участок от ПС 110 кВ Ачинск тяговая до отпайки на ПС 110 кВ Кривоно тяговая), при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками превышает АДТН на величину до 41 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 61 МВт</p>	<p>Реконструкция ПС 110 кВ Маринск с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар.</p> <p>Создание на ПС 500 кВ Ново-Анжерская устройства АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками с действием на ОН в объеме не менее 61 МВт при ТНВ +19 °С</p>	Отсутствуют	<p>Реконструкция ПС 110 кВ Маринск с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар.</p> <p>Создание на ПС 500 кВ Ново-Анжерская устройства АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками</p>
ОЭС Сибири	Кемеровская область – Кузбасс	Кемеровское РДУ	Энергорайон ПС 220 кВ Краснополянская – ПС 110 кВ Барышевская	<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме¹⁾, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Барышевская – Горная с отпайками и ВЛ 110 кВ Барышевская – Буготак с отпайками со стороны ПС 110 кВ Барышевская, переток активной мощности в КС «Краснополянская – Торсьма», превышает МДП на величину до 56 МВт.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 56 МВт</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Краснополянская устройств:</p> <p>АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Контрольный с отпайками с действием на ОН в объеме не менее 56 МВт при ТНВ +19 °С;</p> <p>АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Непрерывка с отпайками с действием на ОН в объеме не менее 56 МВт при ТНВ +19 °С</p>	Отсутствуют	<p>Создание на ПС 220 кВ Краснополянская устройств:</p> <p>АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Контрольный с отпайками;</p> <p>АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Непрерывка с отпайками</p>

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект Российской Федерации	Операционная зона РДУ	Энергорайон	Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
ОЭС Сибири	Кемеровская область – Кузбасс	Кемеровское РДУ	Энергорайон ПС 220 кВ Заискитимская	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме ¹⁾ , связанной с отключением ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Заискитимская и ВЛ 220 кВ Кемеровская – Заискитимская, переток активной мощности в КС «Космическое 220 кВ» превышает МДП на величину до 26 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 26 МВт	Создание на ПС 220 кВ Заискитимская устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Заискитимская – Кемеровская ГРЭС с отпайкой на ПС Космическая с действием на ОН в объеме не менее 26 МВт при ТНВ +19 °С; АОПО ВЛ 110 кВ Заискитимская – Ново-Кемеровская ТЭЦ с отпайкой на ПС Космическая с действием на ОН в объеме не менее 26 МВт при ТНВ +19 °С	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Заискитимская устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Заискитимская – Кемеровская ГРЭС с отпайкой на ПС Космическая; АОПО ВЛ 110 кВ Заискитимская – Ново-Кемеровская ТЭЦ с отпайкой на ПС Космическая
ОЭС Сибири	Кемеровская область – Кузбасс	Кемеровское РДУ	Энергорайон ПС 220 кВ Заискитимская	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме ¹⁾ , связанной с отключением ВЛ 110 кВ Заискитимская – Ново-Кемеровская ТЭЦ с отпайкой на ПС Космическая (участок от Ново-Кемеровской ТЭЦ до отпайки на ПС 110 кВ Космическая) и ВЛ 110 кВ Заискитимская – Кемеровская ГРЭС с отпайкой на ПС Космическая (участок от Кемеровской ГРЭС до отпайки на ПС 110 кВ Космическая), при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением АТ-2-125 (АТ-1-125) ПС 220 кВ Заискитимская, токовая нагрузка АТ-1-125 (АТ-2-125) ПС 220 кВ Заискитимская превышает АДТН на величину до 4 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 5 МВт	Создание на ПС 220 кВ Заискитимская устройств: АОПО АТ-1-125 с действием на ОН в объеме не менее 5 МВт при ТНВ +19 °С; АОПО АТ-2-125 с действием на ОН в объеме не менее 5 МВт при ТНВ +19 °С	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Заискитимская устройств: АОПО АТ-1-125; АОПО АТ-2-125
ОЭС Сибири	Красноярский край	Красноярское РДУ	Энергоузел участка сети 110 кВ Ачинский НПЗ – Ачинск тяговая	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением 2АТ-А, 2АТ-Б Назаровской ГРЭС, переток активной мощности в КС «Ачинское», превышает МДП на величину до 63 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 68 МВт	Создание на ПС 220 кВ Ачинский НПЗ устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Ачинский НПЗ – Ачинск тяговая I цепь с отпайкой на ПС Северная (С-701) с действием на ОН в объеме не менее 68 МВт при ТНВ -38 °С; АОПО ВЛ 110 кВ Ачинский НПЗ – Ачинск тяговая II цепь с отпайкой на ПС Северная (С-702) с действием на ОН в объеме не менее 68 МВт при ТНВ -38 °С	Реконструкция Назаровской ГРЭС с присоединением автотрансформаторов 2АТ-А 220/110/18 кВ и 2АТ-Б 220/110/18 кВ к РУ 220 кВ и РУ 110 кВ через отдельные выключатели	Реконструкция Назаровской ГРЭС с присоединением автотрансформаторов 2АТ-А 220/110/18 кВ и 2АТ-Б 220/110/18 кВ к РУ 220 кВ и РУ 110 кВ через отдельные выключатели
ОЭС Сибири	Республика Тыва	Красноярское РДУ	Тывинский энергорайон	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в нормальной схеме переток активной мощности в КС «Красноярск, Хакасия – Тыва» превышает МДП на величину до 28 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 28 МВт	Строительство ВЛ 220 кВ Кызылская – Мерген ориентировочной протяженностью 70 км. Строительство ВЛ 220 кВ Туран – Мерген ориентировочной протяженностью 130 км. Строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран ориентировочной протяженностью 238,78 км	Строительство ВЛ 220 кВ Туран – Кызылская № 2 ориентировочной протяженностью 100 км. Строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран ориентировочной протяженностью 238,78 км	Строительство ВЛ 220 кВ Туран – Кызылская № 2 ориентировочной протяженностью 100 км. Строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран ориентировочной протяженностью 238,78 км
ОЭС Сибири	Республика Хакасия	Хакасское РДУ	Сорско-Туимский энергорайон	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме ¹⁾ , связанной с отключением 1АТ и 2АТ ПС 220 кВ Туим, при аварийном возмущении, связанном с отключением 2АТ (1АТ) ПС 220 кВ Сора, токовая нагрузка 1АТ (2АТ) ПС 220 кВ Сора превышает АДТН на величину до 19 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 13 МВт	Создание на ПС 220 кВ Сора устройств: АОПО 1АТ с действием на ОН в объеме не менее 13 МВт при ТНВ +19 °С; АОПО 2АТ с действием на ОН в объеме не менее 13 МВт при ТНВ +19 °С	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Сора устройств: АОПО 1АТ; АОПО 2АТ
ОЭС Сибири	Республика Хакасия	Хакасское РДУ	Сорско-Туимский энергорайон	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме ¹⁾ , связанной с отключением 1АТ и 2АТ ПС 220 кВ Сора, при аварийном возмущении, связанном с отключением 2АТ (1АТ) ПС 220 кВ Туим, токовая нагрузка 1АТ (2АТ) ПС 220 кВ Туим превышает АДТН на величину до 21 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 15 МВт	Создание на ПС 220 кВ Туим устройств: АОПО 1АТ с действием на ОН в объеме не менее 15 МВт при ТНВ +19 °С; АОПО 2АТ с действием на ОН в объеме не менее 15 МВт при ТНВ +19 °С	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Туим устройств: АОПО 1АТ; АОПО 2АТ

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект Российской Федерации	Операционная зона РДУ	Энергорайон	Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
ОЭС Востока	Амурская область	Амурское РДУ	Западная часть энергосистемы Амурской области	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением 2С-220 кВ ПС 220 кВ Магдагачи, переток активной мощности в КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» превышает МДП на величину до 64,6 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 64,6 МВт	1. Строительство ПП 500 кВ Агорта с заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1, заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2, строительством ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия ориентировочной протяженностью 279,572 км, установкой на ПП 500 кВ Агорта двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый. 2. Строительство ПС 500 кВ Даурия с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар. 3. Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Сквородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 1,581 км и 1,598 км. 4. Реконструкция ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сквородино со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 0,586 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручи/т. 5. Реконструкция ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,47 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т. 6. Реконструкция ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,47 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т. 7. Реконструкция КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 1 со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,281 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Тында	Отсутствуют	1. Строительство ПП 500 кВ Агорта с заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1, заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2, строительством ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия ориентировочной протяженностью 279,572 км, установкой на ПП 500 кВ Агорта двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый. 2. Строительство ПС 500 кВ Даурия с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар. 3. Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Сквородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 1,581 км и 1,598 км. 4. Реконструкция ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сквородино со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 0,586 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручи/т. 5. Реконструкция ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,47 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т. 6. Реконструкция ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,47 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т. 7. Реконструкция КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 1 со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,281 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Тында
ОЭС Востока	Республика Саха (Якутия)	Якутское РДУ	Энергорайон расположения ПС 220 кВ Сунтар	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов во всех режимно-балансовых условиях в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением 1 С 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар, происходит отключение потребителей, электроснабжение которых осуществляется от шин 110 кВ ПС 220 кВ Сунтар в объеме до 125 МВт	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с изменением схемы присоединения ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар и ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар с их подключением на разные секции шин 220 кВ РУ 220 кВ	Отсутствуют	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с изменением схемы присоединения ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар и ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар с их подключением на разные секции шин 220 кВ РУ 220 кВ
ОЭС Востока	Республика Саха (Якутия)	Якутское РДУ	ПС 220 кВ Сунтар	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Сунтар, токовая нагрузка АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Сунтар превышает ДДТН на величину до 82 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 51 МВт	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой третьего автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА	Отсутствуют	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой третьего автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА
ОЭС Востока	Республика Саха (Якутия)	Якутское РДУ	Вилуйский энергорайон	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар, происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже МДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 6,6 МВт	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой БСК 110 кВ мощностью 27 Мвар	Отсутствуют	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой БСК 110 кВ мощностью 27 Мвар
ОЭС Востока	Республика Саха (Якутия)	Якутское РДУ	Энергорайон между КС «Районная – Городская» и «Нижний Куранах – НПС-15»	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением 2 С 220 кВ ПС 220 кВ Районная, переток активной мощности в КС «Районная – Городская» превышает МДП на величину до 132 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 132 МВт	Создание на ПС 220 кВ Районная устройства АПНУ с реализацией мероприятий по обеспечению сбора и обработки доаварийной информации, приема и передачи аварийных сигналов и команд, команд реализации управляющих воздействий	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Районная устройства АПНУ с реализацией мероприятий по обеспечению сбора и обработки доаварийной информации, приема и передачи аварийных сигналов и команд, команд реализации управляющих воздействий

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект Российской Федерации	Операционная зона РДУ	Энергорайон	Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
ОЭС Востока	Приморский край	Приморское РДУ	Часть энергосистемы Приморского края, расположенная южнее Приморской ГРЭС	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Дальневосточная, переток активной мощности в КС «ПримГРЭС – Юг» превышает МДП на величину до 229,5 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 229,5 МВт	1. Строительство ПС 500 кВ Варяг с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА и ШПР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар. 2. Строительство ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг ориентировочной протяженностью 455,093 км. 3. Строительство заходов ВЛ 500 кВ Владивосток – Лозовая на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 1,184 км и 1,551 км. 4. Строительство заходов ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая-2 на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 7,204 км и 7,254 км	Отсутствуют	1. Строительство ПС 500 кВ Варяг с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА и ШПР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар. 2. Строительство ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг ориентировочной протяженностью 455,093 км. 3. Строительство заходов ВЛ 500 кВ Владивосток – Лозовая на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 1,184 км и 1,551 км. 4. Строительство заходов ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая-2 на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 7,204 км и 7,254 км

Примечания

1 ¹⁾ Двойная ремонтная схема – схема электрической сети, характеризующаяся дополнительным по отношению к единичной ремонтной схеме отключенным состоянием ЛЭП, или единицы генерирующего, или электросетевого оборудования, или схема электрической сети, которая формируется по истечении 20 минут после возникновения нормативного возмущения (за исключением нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы) в единичной ремонтной схеме электрической сети.

2 ²⁾ С учетом выполнения следующих мероприятий: реконструкция ПС 110 кВ Оса с установкой БСК 110 кВ мощностью 30 Мвар, четырех БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар каждая, двух БСК 110 кВ мощностью 12 Мвар каждая и БСК 110 кВ мощностью 11 Мвар, реконструкция ПС 110 кВ Новая Уда с установкой БСК 110 кВ мощностью 10 Мвар и двух БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар каждая, реконструкция ПС 110 кВ Жигалово с установкой БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар, реконструкция ПС 110 кВ Качуг с установкой БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар, реконструкция ПС 110 кВ Тихоновка с установкой БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар.

3 ³⁾ С учетом выполнения мероприятия по строительству второй ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса ориентировочной протяженностью 87 км.

4 ⁴⁾ С учетом информации, приведенной в письме ПАО «Россети» от 26.08.2024 № ОК-6931, строительство ПС 330 кВ Сунжа в энергосистеме Чеченской Республики рассматривается как наиболее приоритетный вариант в связи с наличием инженерных изысканий по площадке под строительство подстанции и трассам заходов линий электропередачи, а также наличия данного энергообъекта в схеме территориального планирования Чеченской Республики.

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

3.1 Основные социально–экономические показатели

Прогноз потребления электрической энергии по ЕЭС России с детализацией по синхронным зонам, электроэнергетическим системам, отдельным субъектам Российской Федерации и ТИТЭС на 2025–2030 годы сформирован на основе базового варианта «Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющие регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов», разработанного Министерством экономического развития Российской Федерации (опубликован 26.04.2024 года), и предполагает наиболее вероятный сценарий устойчивого развития российской экономики с учетом адаптации к внешнеэкономическим условиям, и исходя из собственных национальных задач наращивания внутреннего производства. Базовый вариант ориентирован на внутренний, как потребительский, так и инвестиционный спрос, в условиях реализации программ по импортозамещению и сосредоточению собственного промышленного производства на территории Российской Федерации.

При разработке прогноза потребления электрической энергии на 2025–2030 годы учтены предварительные итоги социально-экономического развития России за 2023 год. В таблице 14 приведены основные социально-экономические показатели России за 2023 год в сравнении с 2022 годом.

Таблица 14 – Основные социально-экономические показатели России за 2023 год, в % к предыдущему году¹⁾

Наименование	2022 г.	2023 г.
Валовый внутренний продукт	98,8	103,6
Инвестиции в основной капитал	105,4	110,0
Объем платных услуг населению	105,0	104,4
Оборот розничной торговли	93,5	106,4
Объем работ по виду экономической деятельности «Строительство»	107,5	107,9
Производство продукции сельского хозяйства	111,3	99,7
Промышленное производство, в том числе	100,7	103,5
добыча полезных ископаемых	101,5	98,7
обрабатывающие производства, из них:	100,3	107,5
производство химических веществ и химических продуктов	97,6	104,6
производство кокса и нефтепродуктов	99,4	102,6
производство лекарственных средств и материалов, применяемых в медицинских целях	109,3	101,9
производство прочей неметаллической минеральной продукции	103,9	102,6
металлургическое производство	99,2	103,3
производство готовых металлических изделий, кроме машин и оборудования	113,4	127,8
производство компьютеров, электронных и оптических изделий	109,4	132,8
производство электрического оборудования	101,1	119,0

Наименование	2022 г.	2023 г.
производство автотранспортных средств, прицепов и полуприцепов	55,8	113,6
производство прочих транспортных средств и оборудования	97,9	125,5
обработка древесины и производство отдельных видов изделий из дерева	90,0	99,8
производство бумаги и бумажных изделий	99,8	98,6
производство пищевых продуктов	101,1	105,9
Грузооборот транспорта, в том числе	97,7	99,4
железнодорожного	99,9	100,0
трубопроводного	94,8	96,3

Примечание – ¹⁾ Источник: Доклад Федеральной службы государственной статистики «Социально-экономическое положение России за 2023 год».

За 2023 год рост ВВП составил 3,6 % после снижения в 2022 году на 1,2 %, показав устойчивость экономики.

По итогам 2023 года положительная динамика наблюдалась по следующим основным социально-экономическим показателям, характеризующим развитие экономики страны: рост инвестиционной активности составил 10,0 %, рост объемов работ в строительстве – 7,9 %, увеличение потребительской активности привело к росту оборота розничной торговли – 6,4 %, при этом объем платных услуг населению увеличился на 4,4 %. Ускорила положительная динамика промышленного производства – 3,5 %. Адаптация производств к сложившимся внешнеэкономическим условиям, начало реализации процессов импортозамещения и восстановление логистических цепочек способствовали улучшению темпов роста в обрабатывающих производствах в 2023 году – 7,5 % относительно 2022 года. Наибольший рост имел место в производствах для нужд оборонно-промышленного комплекса: сектор «производство готовых металлических изделий, кроме машин и оборудования» – 27,8 %, сектор «производство компьютеров, электронных и оптических изделий» – 32,8 %.

Снижение темпов добывающих производств и производства продукции в сельском хозяйстве составило 1,3 % и 0,3 % соответственно.

На прогнозный период после 2027 года приняты параметры базового варианта 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 2030 года.

Среднесрочный прогнозный период характеризуется устойчивым ростом показателей развития экономики и в условиях реализации программ импортозамещения, и увеличения объемов производства отечественных товаров и услуг. Рост ВВП определяется ростом внутреннего спроса в 2025 году и ожидается на уровне 2,3 % с последующим увеличением к 2029 году до 3,1 %. Увеличение инвестиций в основной капитал планируется на уровне 2,7 % к 2025 году и 3,2 % к 2030 году при высокой базе данного показателя в 2022 году (10,0 %). Положительной динамике рассматриваемого показателя будут способствовать реализация крупных федеральных проектов в области транспортно-логистической инфраструктуры с учетом перестройки маршрутов экспорта, импорта и переориентация рынков сбыта.

Реализация новых национальных проектов в стратегически важных видах экономической деятельности, создание высокотехнологичных производств и стремление к обеспечению технологического суверенитета, стимулирование инвестиционной активности будут нацелены на развитие промышленности. Устойчивый рост промышленного производства ожидается на уровне 2,3 % в 2025 году с последующей положительной динамикой до 2,8 % к 2030 году.

Таблица 15 – Основные макроэкономические параметры социально-экономического развития России до 2030 года, в % к предыдущему году. Базовый вариант¹⁾

Наименование	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Валовый внутренний продукт	102,8	102,3	102,3	102,4	103,4	103,0	103,1
Объем промышленного производства	102,5	102,3	102,3	102,5	102,9	102,8	102,8
Объем продукции сельскохозяйственного производства	98,1	104,0	101,7	101,7	102,6	102,6	102,8
Инвестиции в основной капитал	102,3	102,7	103,0	103,2	103,7	103,3	103,2
Оборот розничной торговли	107,7	104,8	103,9	103,1	102,9	103,0	103,0
Объем платных услуг населению	105,1	103,6	103,0	102,6	103,1	103,1	103,1
Цена на нефть, долларов за баррель ²⁾	65,0	65,0	65,0	65,0	52,0	52,0	51,7

Примечания

1 ¹⁾ Источники: «Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющие регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов», опубликован Минэкономразвития России от 26.04.2024, «Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года», утвержден Правительством России 22.11.2018 (Протокол № 34, раздел II, пункт 2).

2 ²⁾ 2025–2027 годы – цена на российскую нефть, 2028–2030 годы – цена на нефть марки «Urals».

3.2 Сводная прогнозная информация по потреблению электрической энергии и мощности

Прогноз потребления электрической энергии и мощности разработан в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1]. При этом анализ исходной информации для разработки прогноза потребления показывает, что наибольший объем технологического присоединения новых потребителей приходится на период 2024–2025 годов. Учитывая инерционность процесса выхода потребителей на заявленную мощность, в особенности крупных промышленных потребителей, которая коррелируется с прогнозируемой поступательной динамикой роста экономики (ежегодный рост ВВП на 2,3–3,1 % в 2025–2030 годах), прогнозируемые годовые темпы роста потребления по ЕЭС России по годам расчетного периода приведены в таблице 16.

Прогнозные показатели потребления электрической энергии и максимумов потребления мощности ЕЭС России и ценовым зонам 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 и по ценовым зонам

Наименование	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ЕЭС России							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1165866	1191052	1220512	1245842	1269485	1282663	1297958
Годовой темп прироста, %	–	2,16	2,47	2,08	1,90	1,04	1,19
Потребление электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, млн кВт·ч	2762	2762	2762	2762	2762	4112	4112
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, млн кВт·ч	1163104	1188290	1217750	1243080	1266723	1278551	1293846
Годовой темп прироста, %	–	2,17	2,48	2,08	1,90	0,93	1,20
Максимум потребления мощности, МВт	170085	173860	177257	180472	182880	185136	186702
Годовой темп прироста, %	–	2,22	1,95	1,81	1,33	1,23	0,85
Число часов использования максимума потребления мощности без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, ч/год	6838	6835	6870	6888	6927	6906	6930
1-я ценовая зона ЕЭС России							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	854086	870637	886561	899320	914200	924331	936155
Годовой темп прироста, %	–	1,94	1,83	1,44	1,65	1,11	1,28
Максимум потребления мощности, МВт	124584	127866	130079	131828	133376	134998	136082
Годовой темп прироста, %	–	2,63	1,73	1,34	1,17	1,22	0,80
2-я ценовая зона ЕЭС России							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	242156	248129	256811	264776	269774	272183	275420
Годовой темп прироста, %	–	2,47	3,50	3,10	1,89	0,89	1,19
Максимум потребления мощности, МВт	35207	36299	37384	38449	38883	39386	39521
Годовой темп прироста, %	–	3,10	2,99	2,85	1,13	1,29	0,34

Потребление электрической энергии ЕЭС России в 2025 году составит 1191052 млн кВт·ч. В 2030 году объем потребления электрической энергии оценивается в размере 1297958 млн кВт·ч, при среднегодовом темпе прироста потребления электрической энергии 2,11 %

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2026 году и составит 29460 млн кВт·ч или 2,47 %.

Максимальное потребление мощности ЕЭС России в 2025 году составит 173860 МВт. В 2030 году максимальное потребление мощности прогнозируется на уровне 186702 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста максимума потребления мощности 1,46 %.

Наибольший годовой прирост потребления мощности в рассматриваемый прогнозный период ожидается в 2025 году и составит 2,22 %, 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 2030 году прогнозируется на уровне 6930 ч/год.

Потребление электрической энергии 1-й ценовой зоны ЕЭС России в 2025 году составит 870637 млн кВт·ч. В 2030 году объем потребления электрической энергии оценивается в размере 936155 млн кВт·ч.

Максимальное потребление мощности 1-й ценовой зоны ЕЭС России в 2025 году составит 127866 МВт. В 2030 году максимальное потребление мощности прогнозируется на уровне 136082 МВт.

Потребление электрической энергии 2-й ценовой зоны ЕЭС России в 2025 году составит 248129 млн кВт·ч. В 2030 году объем потребления электрической энергии оценивается в размере 275420 млн кВт·ч.

Максимальное потребление мощности 2-й ценовой зоны ЕЭС России в 2025 году составит 36299 МВт. В 2030 году максимальное потребление мощности прогнозируется на уровне 39521 МВт.

На рисунке 16 представлены прогнозные значения потребления электрической энергии и мощности ЕЭС России.



Рисунок 16 – 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	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1117269	1140046	1164845	1185858	1206060	1218700	1233872
Годовой темп прироста, %	–	2,04	2,18	1,80	1,70	1,05	1,24
Потребление электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, млн кВт·ч	2762	2762	2762	2762	2762	4112	4112
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, млн кВт·ч	1114507	1137284	1162083	1183096	1203298	1214588	1229760
Годовой темп прироста, %	–	2,04	2,18	1,81	1,71	0,94	1,25
Максимум потребления мощности, МВт	162535	165976	169104	171783	173806	176046	177598
Годовой темп прироста, %	–	2,12	1,88	1,58	1,18	1,29	0,88
Число часов использования максимума потребления мощности без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, ч/год	6857	6852	6872	6887	6923	6899	6924

Потребление электрической энергии 1-й синхронной зоны ЕЭС России в 2025 году составит 1140046 млн кВт·ч. В 2030 году потребление электрической энергии оценивается в размере 1233872 млн кВт·ч, при среднегодовом темпе прироста потребления электрической энергии 1,98 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2026 году и составит 24799 млн кВт·ч или 2,18 %.

Максимальное потребление мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России в 2025 году прогнозируется на уровне 165976 МВт. В 2030 году максимальное потребление мощности увеличится и составит 177598 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста максимума потребления мощности 1,36 %.

Наибольший годовой прирост потребления мощности в рассматриваемый прогнозный период ожидается в 2025 году и составит 2,12 %, что обусловлено планируемым вводом промышленных объектов.

Годовой режим потребления электрической энергии 1-й синхронной зоны ЕЭС России в прогнозном периоде останется плотным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума потребления мощности к 2030 году прогнозируется на уровне 6924 ч/год.

На рисунке 17 представлены прогнозные значения потребления электрической энергии и мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России.



Рисунок 17 – Прогнозные значения показателей потребления электрической энергии и мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России

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 2025 году составит 51006 млн кВт·ч. В 2030 году потребление электрической энергии оценивается в размере 64086 млн кВт·ч при среднегодовом темпе прироста потребления электрической энергии 4,87 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2026 году и составит 4661 млн кВт·ч или 9,14 %.

Максимальное потребление мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России в 2025 году прогнозируется на уровне 8627 МВт. На перспективу ожидается существенное увеличение максимума потребления мощности и в 2030 году его значение составит 9967 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста 3,41 %.

Наибольший годовой прирост потребления мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России в рассматриваемый прогнозный период ожидается в 2027 году и составит 6,59 %, что обусловлено планируемым вводом промышленных объектов.

Годовой режим потребления электрической энергии 2-й синхронной зоны ЕЭС России 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 2030 году его значение составит 6430 ч/год против 5912 ч/год в 2025 году.

Прогнозные показатели потребления электрической энергии и мощности по ЕЭС России, синхронным зонам, территориальным электроэнергетическим системам и отдельным субъектам Российской Федерации представлены в приложении А.

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

Наименование	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	48597	51006	55667	59984	63425	63963	64086
Годовой темп прироста, %	–	4,96	9,14	7,76	5,74	0,85	0,19
Максимум потребления мощности, МВт	8206	8627	8925	9513	9931	9950	9967
Годовой темп прироста, %	–	5,13	3,45	6,59	4,39	0,19	0,17
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5922	5912	6237	6305	6387	6428	6430

На рисунке 18 представлены фактические и прогнозные значения потребления электрической энергии и мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России.



Рисунок 18 – Прогнозные значения показателей потребления электрической энергии и мощности 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

Объемы межгосударственных сальдо перетоков электрической мощности и энергии на выдачу из ЕЭС России за период 2019–2023 годов составили:

- 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;
- в 2022 году – 3415 МВт / 12285 млн кВт·ч;
- в 2023 году – 1983 МВт / 8728,2 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 2019–2023 годов составило: в Финляндскую Республику (499–1310 МВт / 2617,7–8168,1 млн кВт·ч), Республику Монголия (20–246 МВт / 272,4–913,1 млн кВт·ч). Кроме того, осуществлялись экспортные поставки мощности и электрической энергии в рамках приграничной торговли с Финляндской Республикой (70–183 МВт / 346,8–1057,7 млн кВт·ч) и Королевством Норвегия (0,05–92,6 млн кВт·ч).

В период 2019–2023 годов объемы межгосударственных сальдо перетоков электрической мощности на выдачу из ЕЭС России в страны Балтии составили 282 МВт. В 2020–2023 годы сальдо перетоков мощности на прием в ЕЭС России составило 56–457 МВт. Объем межгосударственных сальдо перетоков электрической энергии в страны Балтии в период 2019–2021 годов составил 1299,7–4947 млн кВт·ч. Величина сальдо перетоков электрической энергии на прием в 2022–2023 годы составила 471,8–1009,1 млн кВт·ч.

Сальдо перетоков электрической мощности и энергии в Республику Беларусь в период 2019–2023 годов составило 70–464 МВт / 2,9–1255,6 млн кВт·ч.

Передача мощности и электрической энергии в энергосистему Украины в период 2019–2023 годов составила 714–932 МВт / 652,2–5497,6 млн кВт·ч.

Фактические экспортные поставки мощности и электрической энергии в Республику Абхазия составили 111–343 МВт / 230,7–1107,5 млн кВт·ч, в Грузию – 200,4–915,5 млн кВт·ч, в Республику Южная Осетия – 21–29 МВт / 145,9–157,5 млн кВт·ч.

Экспортные поставки мощности в Республику Казахстан в 2021–2023 годы составили 542–1492 МВт. Величина сальдо перетоков электрической мощности на прием в период 2019–2020 годов составила 197–300 МВт. Объемы межгосударственных сальдо перетоков электрической энергии на выдачу в период 2019–2023 годов составили 162,5–3693,1 млн кВт·ч.

В Китайскую Народную Республику фактический экспорт мощности и электрической энергии составил 248–865 МВт / 3060,3–4690,3 млн кВт·ч.

Таблица 19 – Фактические значения сальдо перетоков электрической мощности и энергии

Наименование	2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 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	21193,8	1847	13311,5	1528	24111	4222	12285,0	3415	8728,2	1983
Финляндия	7023,4	499	2617,7	–	8168,1	1310	3235,7	1006	–	–
Финляндия (приграничный)	585,6	109	346,8	70	1057,7	75	416,1	183	–	–
Норвегия	92,6	–	31,9	–	31,0	–	0,05	–	–	–
Страны Балтии	4947	282	1672	-146	1299,7	-195	-471,8	-457	-1009,1	-56
Беларусь	2,9	224	316,7	464	1255,6	263	868,9	342	922,2	70
Украина	4373,6	714	4141	741	5497,6	932	652,2	913	–	–
Грузия	239,9	–	268	–	915,5	–	436,5	–	200,4	–
Азербайджан	-133,5	-76	-30,1	1	-3,2	12	-4,8	-31	-14,3	-13
Абхазия	230,7	–	306,4	199	807,4	249	1107,5	343	787	111
Южная Осетия	146,2	25	145,9	28	153,7	29	157,5	29	147,3	21
Казахстан	240,6	-197	162,5	-300	490,7	555	539,8	542	3693,1	1492
Монголия	345,6	20	272,4	123	463,4	126	657,1	38	913,1	246
Китай	3099,1	248	3060,3	348	3973,9	865	4690,3	506	3088,5	113

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 Прогнозные 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 2025 году – 3885 МВт / 12178 млн кВт·ч;
- в 2026 году – 3885 МВт / 12181 млн кВт·ч;
- в 2027 году – 3885 МВт / 12184 млн кВт·ч;
- в 2028 году – 3885 МВт / 12187 млн кВт·ч;
- в 2029 году – 3885 МВт / 12189 млн кВт·ч;
- в 2030 году – 3885 МВт / 12189 млн кВт·ч.

По планам ПАО «Интер РАО» на период до 2030 года сохраняются традиционные направления экспортных поставок мощности и электрической энергии в Республику Монголия (345 МВт / 1000 млн кВт·ч).

С мая 2022 года прекращены поставки электрической энергии и мощности из ЕЭС России в Финляндскую Республику. В настоящее время на территории Финляндии ВЛ 400 кВ Выборгская – Кюми (ЛЛн-1) и ВЛ 400 кВ Выборгская – Юликкяля (ЛЛн-3) соединены в новую ЛЭП 400 кВ Кюми – Юликкяля, а ВЛ 400 кВ Выборгская – Юликкяля (ЛЛн-2) разъединена.

Экспортные поставки мощности и электрической энергии в Республику Беларусь предусматриваются в объеме 100 МВт / 30 млн кВт·ч в период 2025–2030 годов.

В период 2025–2030 годов предусматриваются поставки мощности и электрической энергии в республики: Грузию в объеме 400 МВт / 1700 млн кВт·ч, Южную Осетию – 40 МВт / 164–175 млн кВт·ч, Азербайджан – 84 млн кВт·ч.

Экспортные поставки в Республику Казахстан в 2025–2030 годы планируются в объеме 2000 МВт / 4700 млн кВт·ч.

В рассматриваемый период предусматривается экспорт мощности и электрической энергии в Китайскую Народную Республику в объеме 1000 МВт / 4500 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

Наименование	2025 г.		2026 г.		2027 г.		2028 г.		2029 г.		2030 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	12178	3885	12181	3885	12184	3885	12187	3885	12189	3885	12189	3885
Финляндия	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Норвегия	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Страны Балтии	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Беларусь	30	100	30	100	30	100	30	100	30	100	30	100
Грузия	1700	400	1700	400	1700	400	1700	400	1700	400	1700	400
Южная Осетия	164	40	167	40	170	40	173	40	175	40	175	40
Азербайджан	84	-	84	-	84	-	84	-	84	-	84	-
Казахстан	4700	2000	4700	2000	4700	2000	4700	2000	4700	2000	4700	2000
Монголия	1000	345	1000	345	1000	345	1000	345	1000	345	1000	345
Китай	4500	1000	4500	1000	4500	1000	4500	1000	4500	1000	4500	1000

5 Описание перспективного развития генерирующих мощностей ЕЭС России и синхронных зон

5.1 Основные объемы и структура выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях

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

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

– вывод из эксплуатации генерирующего оборудования предусмотрен в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами отбора проектов модернизации генерирующих объектов ТЭС, и предполагает ввод замещающего генерирующего оборудования 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 АЭС, предусмотренный последней утвержденной Генеральной схемой.

Ожидаемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России в 2024 году составляют 271 МВт на ТЭС.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России в период 2025–2030 годов составляют 5100,4 МВт. На АЭС планируется вывести из эксплуатации генерирующие мощности в объеме 2000 МВт: энергоблоки № 3, 4 на Ленинградской АЭС; на ТЭС планируется вывод генерирующих мощностей в объеме 3100,4 МВт.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по ЕЭС России и синхронным зонам представлены в таблице 21 и на рисунке 19.

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

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
ЕЭС России	271	217,4	106	1944	833	–	2000	5100,4
АЭС	–	–	–	–	–	–	2000	2000
ТЭС	271	217,4	106	1944	833	–	–	3100,4
1-я синхронная зона	259	177	94	851,4	833	–	2000	3955,4
АЭС	–	–	–	–	–	–	2000	2000
ТЭС	259	177	94	851,4	833	–	–	1955,4

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
2-я синхронная зона	12	40,4	12	1092,6	–	–	–	1145
АЭС	–	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	12	40,4	12	1092,6	–	–	–	1145

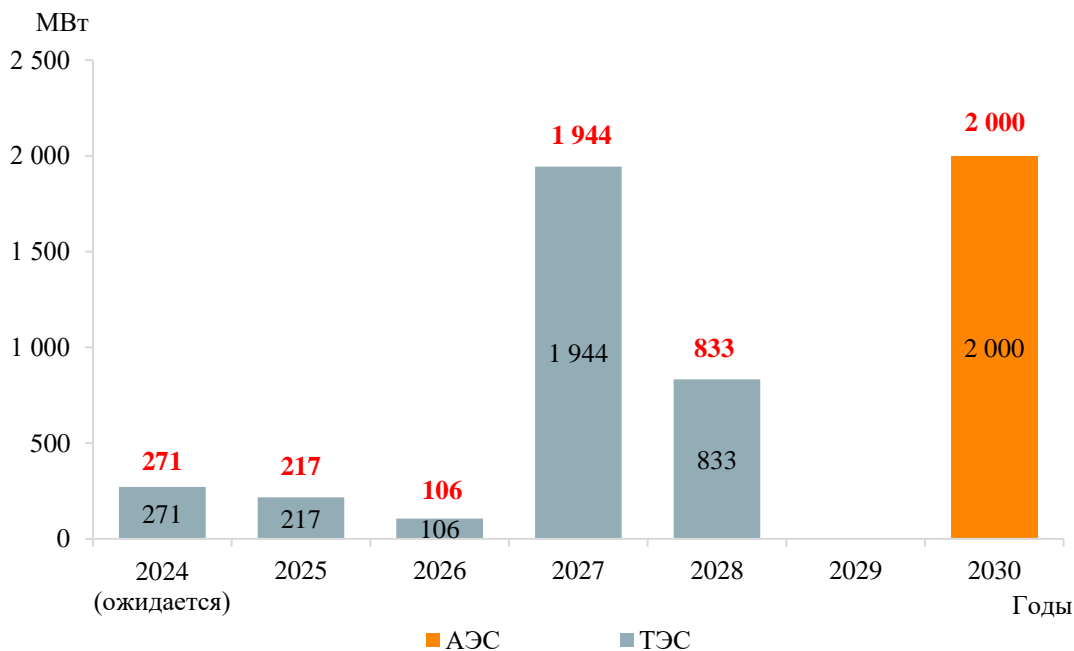


Рисунок 19 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России в 2025–2030 годы

Планируемые объемы и структура вывода из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России в 2024 году и в период 2025–2030 годов приведены в приложении Б.

5.2 Основные объемы и структура вводимого генерирующего оборудования на электростанциях

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

- генерирующие объекты, которые предусмотрены последней утвержденной Генеральной схемой (для энергоблоков АЭС на период, на который по состоянию на 1 июля текущего года не проведен долгосрочный конкурентный отбор мощности и не утверждена инвестиционная программа организации – собственника АЭС);
- генерирующие объекты, которые предусмотрены в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами отбора проектов модернизации генерирующих объектов ТЭС;
- 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 по состоянию на 1 июля текущего года 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 купли-продажи (поставки) мощности, указанным в Правилах оптового рынка, п. 4, подп. 10, абзац второй, а также по результатам конкурсных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе ВИЭ;

– генерирующие объекты, которые подтверждены наличием договорных обязательств по осуществлению технологического присоединения к электрическим сетям объекта по производству электрической энергии (для объектов по производству электрической энергии, которые принадлежат (будут принадлежать) на праве собственности или ином законом основании потребителям электрической энергии и технологическое присоединение которых к электрическим сетям 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 2024 году ожидаются в объеме 1337,3 МВт, в том числе: на ГЭС – 8,1 МВт, на ТЭС – 783,6 МВт, на ВЭС – 252,0 МВт, СЭС – 293,6 МВт.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 17341,4 МВт, в том числе: на АЭС – 3850 МВт, на ГЭС – 251,4 МВт, на ГАЭС – 840 МВт, на ТЭС – 7876,2 МВт и на ВЭС, СЭС – 4523,8 МВт (уже определенные к реализации проекты строительства электростанций).

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по синхронным зонам и ЕЭС России представлены в таблице 22 и на рисунке 20.

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

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
ЕЭС России	1337,3	3972,5	965,9	4025,9	5224,9	2002,3	1150	17341,4
АЭС	–	1200	–	1200	300	–	1150	3850
ГЭС	8,1	33,4	16,5	104	47,7	49,8	–	251,4
ГАЭС	–	–	–	–	840	–	–	840
ТЭС	783,6	1183,9	356,9	1925	3130,4	1280	–	7876,2
ВЭС	252	901,5	171,5	506,2	686,5	672,5	–	2938,2
СЭС	293,6	653,7	421	290,6	220,3	–	–	1585,6

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
1-я синхронная зона	1337,3	3859,5	665,9	2151,9	4224,9	2002,3	1150	14054,4
АЭС	–	1200	–	1200	300	–	1150	3850
ГЭС	8,1	33,4	16,5	–	47,7	49,8	–	147,4
ГАЭС	–	–	–	–	840	–	–	840
ТЭС	783,6	1070,9	56,9	155	2130,4	1280	–	4693,2
ВЭС	252,0	901,5	171,5	506,2	686,5	672,5	–	2938,2
СЭС	293,6	653,7	421	290,6	220,3	–	–	1585,6
2-я синхронная зона	–	113	300	1874	1000	–	–	3287
АЭС	–	–	–	–	–	–	–	–
ГЭС	–	–	–	104	–	–	–	104
ГАЭС	–	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	–	113	300	1770	1000	–	–	3183
ВЭС	–	–	–	–	–	–	–	–
СЭС	–	–	–	–	–	–	–	–

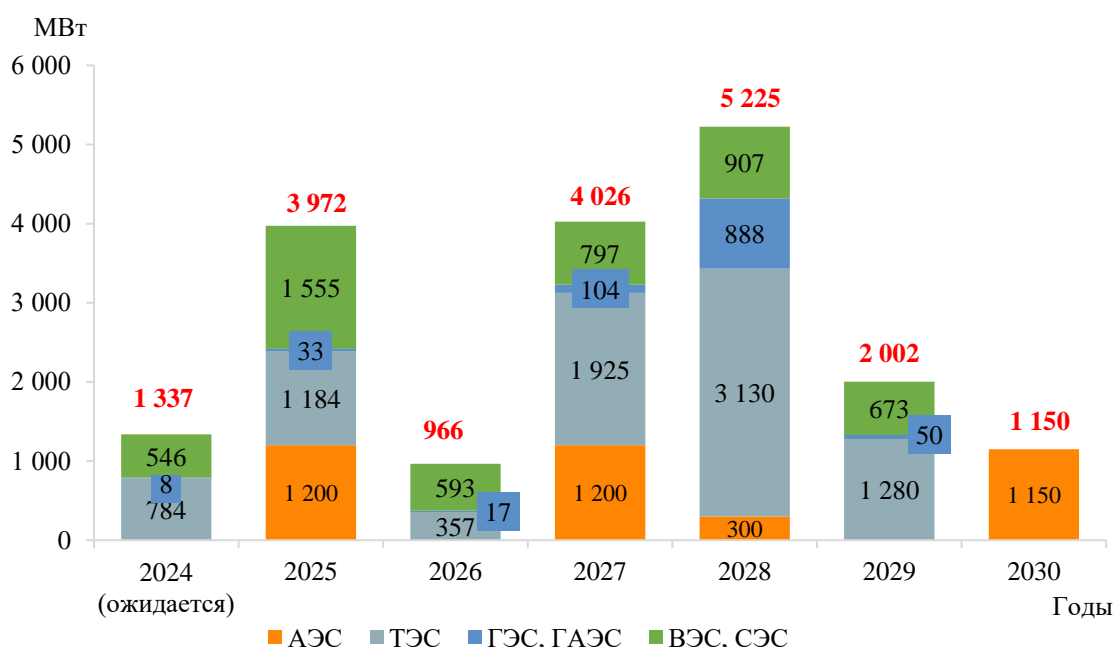


Рисунок 20 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России в период 2025–2030 годов

Развитие атомной энергетики в период 2025–2030 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 Ленинградской АЭС-2 (новые энергоблоки Ленинградской АЭС) в Ленинградской области с вводом энергоблока № 7 типа ВВЭР-1200 установленной мощностью 1150 МВт в 2030 году;

- на площадке опытно-демонстративного энергоблока г. Северска в Томской области планируется ввод в эксплуатацию энергоблока БРЕСТ-ОД-300 установленной мощностью 300 МВт в 2028 году.

Вводы генерирующих мощностей на ГЭС в ЕЭС России в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 251,4 МВт.

Ввод ГА № 4 на Светлинской ГЭС предусмотрен в соответствии с инвестиционной программой АО «Вилуйская ГЭС-3», (утверждена приказом Министерства жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Саха (Якутия) от 30.11.2023 № 574-ОД). Ввод ГА № 4 на Светлинской ГЭС позволяет исключить негативное влияние на фундаментную плиту здания ГЭС, обусловленное отсутствием переменных нагрузок от периодического осушения и заполнения водопропускных трактов ГА № 4 и отсутствием динамической нагрузки от несмонтированного оборудования ГА № 4, которое может привести к разрушению плотины.

В 2028 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 Каширской ГРЭС (2×ПГУ-450) в энергосистеме г. Москвы и Московской области;

– на Ударной ТЭС (ПГУ-250) в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края;

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

– на Артемовской ТЭЦ-2 (2×ПГУ-220) в энергосистеме Приморского края;

– на Хабаровской ТЭЦ-4 (2×ПГУ-205) в энергосистеме Хабаровского края и Еврейской автономной области;

– на Южно-Якутской ТЭС (ПГУ-330) в энергосистеме Республики Саха (Якутия).

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 2027 году.

Развитие ВИЭ предусматривает строительство на уже определенных площадках размещения ВЭС (2938,2 МВт) и СЭС (1585,6 МВт). Всего в части развития ВИЭ до 2030 года планируется ввод в работу 4523,8 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 2024 году и в период 2025–2030 годов приведены в приложении Б.

5.3 Основные объемы и структура реконструкции генерирующего оборудования на электростанциях

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

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

– 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 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 2024 году ожидается в объеме 20 МВт.

Прирост мощности на электростанциях ЕЭС России в результате проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования в период 2025–2030 годов планируется в объеме 1001,5 МВт.

Планируемые объемы реконструкции (модернизации) генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России в 2024 году и в период 2025–2030 годов приведены в приложении Б.

6 Результаты расчетов балансовой надежности

Расчеты балансовой надежности ЕЭС России проведены на среднесрочный период 2025–2030 годов для следующих основных условий:

– прогноз потребления электрической энергии и мощности по ЕЭС России и территориальным энергосистемам, входящим в ЕЭС России;

– состав генерирующего оборудования – в соответствии с приложением Б. Кроме того, учтена остановка газотурбинных установок иностранного производства:

а) в ОЭС Юга на электростанциях: Сочинская ТЭС, Джубгинская ТЭС, Астраханская ГРЭС, Астраханские ПГУ;

б) в ОЭС Востока на электростанциях: Восточная ТЭЦ, Мини-ТЭЦ «Центральная», Мини-ТЭЦ «Океанариум», Якутская ГРЭС Новая;

– синхронная работа ОЭС Востока и ОЭС Сибири – начиная с 01.01.2028;

– годовые объемы экспорта/импорта электрической энергии – по предложениям, представленным ПАО «Интер РАО».

Результаты расчетов показателей балансовой надежности зон надежности ЕЭС России на 2025–2030 годы приведены в таблице 23.

По результатам расчетов можно выделить четыре группы зон надежности ЕЭС России (далее – зон) с уровнем балансовой надежности ниже нормативного уровня, равного 0,996 и установленного Приказом Минэнерго России № 231 [2], а именно:

1) часть ОЭС Юга, включая энергосистему Республики Крым и г. Севастополя (зоны № 30081, 30082), энергосистему Республики Адыгея и Краснодарского края (зоны № 30031, 30032, 30033, 30034, 30036). Дефицитные состояния энергосистемы определяются недостатком генерирующих мощностей и пропускной способности межсистемных связей, соответствующих контролируемым сечениям «ОЭС – Кубань».

Мероприятия, направленные на повышение уровня балансовой надежности не ниже нормативного, приведены в 7.3;

2) энергосистема Астраханской области и часть энергосистемы Республики Калмыкия (зона № 30060). Дефицитные состояния энергосистемы определяются недостатком пропускной способности межсистемных связей, соответствующих контролируемым сечениям «Волгоград – Астрахань» и «Нефтепровод – Владимировка», в условиях останова генерирующего оборудования иностранного производства.

Мероприятия, направленные на повышение уровня балансовой надежности не ниже нормативного, включают в себя увеличение пропускной способности связей Волгоград – Астрахань (строительство ВЛ 500 кВ Астрахань – Трубная с окончанием в 2027 году);

3) ряд зон ОЭС Сибири, кроме энергосистемы Омской области и Ванкорского энергорайона энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, Томской области, Кемеровской области, Республики Алтай и Алтайского края, Новосибирской области. Сниженный уровень балансовой надежности обусловлен недостатком пропускной способности в контролируемых сечениях в восточном направлении.

Мероприятия, направленные на повышение уровня балансовой надежности не ниже нормативного, включают в себя увеличение пропускной способности связей Урал – Сибирь (строительство ВЛ 500 кВ Беркут – Витязь, ВЛ 500 кВ Курган –

Новолокти – Таврическая – Карасук – Алтай с завершением в 2028 году), а также приведенные в 7.3;

4) ОЭС Востока, кроме части Западного энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия), ограниченной контролируемым сечением «Районная – Городская» (зоны № 110010, 110021, 110022, 110023, 110031, 110032, 110033, 110041, 110045, 110047, 110048). Дефицитные состояния энергосистемы определяются общим недостатком генерирующей мощности и пропускной способности межсистемных связей с ОЭС Сибири.

Мероприятия, направленные на повышение уровня балансовой надежности, приведены в 7.3.

Таблица 23 – Показатели балансовой надежности (вероятность бездефицитной работы) зон надежности ЕЭС России на 2025–2030 годы

Зона надежности	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Зона № 10021 – Тюменская область (северная часть), Ханты-Мансийский автономный округ – Югра (южная часть)	0,9995	0,9995	0,9999	0,9999	0,9998	0,9995
Зона № 10022 – Свердловская область (восточная часть), Тюменская область (южная часть)	0,9995	0,9995	0,9999	0,9999	0,9998	0,9995
Зона № 10031 – Ямало-Ненецкий автономный округ (Ноябрьский энергорайон)	0,9995	0,9995	0,9999	0,9999	0,9998	0,9995
Зона № 10032 – Ямало-Ненецкий автономный округ (Северный энергорайон)	0,9995	0,9995	0,9999	0,9999	0,9998	0,9995
Зона № 10033 – Ямало-Ненецкий автономный округ (Уренгой)	0,9994	0,9994	0,9995	0,9982	0,9989	0,9985
Зона № 10034 – Ямало-Ненецкий автономный округ (Салехард)	0,9995	0,9995	0,9999	0,9999	0,9998	0,9995
Зона № 10041 – Пермский край (северная часть)	0,9997	0,9997	0,9999	0,9999	0,9998	0,9995
Зона № 10042 – Свердловская область (Серово-Богословский энергорайон)	0,9996	0,9997	0,9999	0,9999	0,9998	0,9995
Зона № 10050 – Ханты-Мансийский автономный округ – Югра (Нижневартовский энергорайон)	0,9995	0,9995	0,9999	0,9999	0,9998	0,9995
Зона № 10081 – Кировская область	0,9999	0,9998	0,9999	0,9999	0,9998	0,9996
Зона № 10082 – Пермский край (центральная часть)	0,9997	0,9998	0,9999	0,9999	0,9998	0,9996
Зона № 10083 – Курганская область (северо-западная часть), Свердловская область (центральная часть)	0,9996	0,9997	0,9999	0,9999	0,9998	0,9995
Зона № 10084 – Республика Башкортостан (р-н Кармановской ГРЭС), Пермский край (южная часть), Удмуртская Республика	0,9999	0,9998	0,9999	0,9999	0,9999	0,9996
Зона № 10085 – Республика Башкортостан (центральная часть)	0,9997	0,9997	0,9999	0,9999	0,9998	0,9996
Зона № 10086 – Оренбургская область (центральная часть)	0,9998	0,9997	0,9999	0,9999	0,9998	0,9995
Зона № 10087 – Республика Башкортостан (восточная часть), Оренбургская область (восточная часть), Челябинская область (южная часть)	0,9998	0,9998	0,9999	0,9999	0,9998	0,9995
Зона № 10089 – Курганская область (западная часть), Челябинская область (центральная часть)	0,9997	0,9997	0,9999	0,9999	0,9998	0,9995
Зона № 100810 – Курганская область (центральная часть)	0,9995	0,9995	0,9999	0,9999	0,9998	0,9995
Зона № 20011 – Самарская область, Ульяновская область (северо-восточная часть)	0,9999	0,9998	0,9999	0,9999	0,9998	0,9996
Зона № 20012 – Самарская область (юго-западная часть)	0,9999	0,9998	0,9999	0,9999	0,9998	0,9996
Зона № 20020 – Саратовская область (восточная часть)	0,9999	0,9998	0,9999	0,9999	0,9998	0,9996
Зона № 20030 – Саратовская область (западная часть)	0,9999	0,9998	0,9999	0,9999	0,9999	0,9996
Зона № 20040 – Пензенская область, Ульяновская область (западная часть)	0,9999	0,9998	0,9999	0,9999	0,9998	0,9995
Зона № 20051 – Нижегородская область (северная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 20052 – Республика Мордовия, Нижегородская область (северная часть)	0,9996	0,9997	0,9999	0,9999	0,9998	0,9994

Зона надежности	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Зона № 20061 – Чувашская Республика – Чувашия, Республика Татарстан (западная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9997
Зона № 20062 – Республика Марий Эл, Республика Татарстан (северная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9997
Зона № 20081 – Республика Татарстан (центральная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9997
Зона № 20082 – Республика Татарстан (восточная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9997
Зона № 20083 – Республика Татарстан (Елабуга)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9997
Зона № 30011 – Республика Дагестан (южная часть)	0,9995	0,9992	0,9990	0,9977	0,9964	0,9973
Зона № 30012 – Республика Дагестан (северная часть)	0,9996	0,9996	0,9996	0,9985	0,9980	0,9987
Зона № 30021 – Ставропольский край (западная часть)	0,9996	0,9995	0,9996	0,9986	0,9980	0,9988
Зона № 30022 – Ставропольский край (юго-восточная часть), Кабардино-Балкарская Республика, Карачаево-Черкесская Республика, Республика Калмыкия (юго-восточная часть)	0,9996	0,9995	0,9996	0,9984	0,9980	0,9987
Зона № 30031 – Краснодарский край (центральная часть)	0,9758	0,9736	0,9758	0,9664	0,9888	0,9870
Зона № 30032 – Краснодарский край (юго-западная часть)	0,9758	0,9736	0,9758	0,9664	0,9888	0,9870
Зона № 30033 – Республика Адыгея, Краснодарский край (восточная часть)	0,9758	0,9736	0,9758	0,9664	0,9888	0,9870
Зона № 30034 – Краснодарский край (Сочи)	0,9164	0,9286	0,9207	0,9199	0,8886	0,8754
Зона № 30035 – Краснодарский край (северная часть)	0,9974	0,9962	0,9962	0,9965	0,9974	0,9977
Зона № 30036 – Краснодарский край (Тамань)	0,9758	0,9736	0,9758	0,9663	0,9888	0,9870
Зона № 30041 – Ростовская область (юго-восточная часть), Республика Калмыкия (западная часть)	0,9974	0,9969	0,9974	0,9968	0,9975	0,9978
Зона № 30042 – Ростовская область (северо-западная часть)	0,9973	0,9962	0,9961	0,9968	0,9975	0,9977
Зона № 30050 – Волгоградская область	0,9997	0,9998	0,9999	0,9999	0,9999	0,9998
Зона № 30060 – Астраханская область, Республика Калмыкия (северо-восточная часть)	0,9235	0,9088	0,8924	0,9999	0,9999	0,9998
Зона № 30071 – Республика Северная Осетия – Алания, Республика Ингушетия, Чеченская Республика (западная часть)	0,9996	0,9995	0,9996	0,9986	0,9980	0,9987
Зона № 30072 – Чеченская Республика	0,9996	0,9996	0,9996	0,9985	0,9980	0,9987
Зона № 30081 – Республика Крым (западная часть), г. Севастополь	0,9638	0,9436	0,9228	0,9025	0,9748	0,9683
Зона № 30082 – Республика Крым (восточная часть)	0,9755	0,9681	0,9658	0,9531	0,9836	0,9785
Зона № 40011 – Мурманская область (северная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9998	0,9993
Зона № 40012 – Мурманская область (южная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9998	0,9993
Зона № 40013 – Мурманская область (центральная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9998	0,9993
Зона № 40021 – Республика Карелия (северная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9998	0,9993
Зона № 40022 – Республика Карелия (южная часть)	0,9998	0,9996	0,9998	0,9999	0,9998	0,9992
Зона № 40023 – Республика Карелия (центральная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9998	0,9993
Зона № 40031 – Ленинградская область, г. Санкт-Петербург, Псковская область	0,9998	0,9996	0,9998	0,9999	0,9998	0,9993

Зона надежности	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Зона № 40032 – Новгородская область	0,9997	0,9993	0,9996	0,9997	0,9996	0,9991
Зона № 40070 – Калининградская область	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 40081 – Архангельская область (северная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 40082 – Архангельская область (южная часть)	0,9999	0,9998	0,9999	0,9998	0,9998	0,9993
Зона № 40091 – Республика Коми (южная часть)	0,9999	0,9998	0,9999	0,9998	0,9998	0,9993
Зона № 40092 – Республика Коми (центральная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 40093 – Республика Коми (северная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 50101 – Московская область, г. Москва (северная часть без Загорской ГАЭС)	0,9990	0,9993	0,9995	0,9998	0,9998	0,9993
Зона № 50102 – Загорская ГАЭС	0,9993	0,9996	0,9998	0,9999	0,9998	0,9993
Зона № 50103 – Московская область, г. Москва (южная часть)	0,9987	0,9993	0,9995	0,9998	0,9998	0,9993
Зона № 50104 – Калужская область (северная часть)	0,9984	0,9993	0,9995	0,9998	0,9998	0,9993
Зона № 50161 – Ярославская область (западная часть)	0,9998	0,9998	0,9999	0,9999	0,9998	0,9994
Зона № 50162 – Ярославская область (восточная часть)	0,9998	0,9998	0,9999	0,9999	0,9998	0,9994
Зона № 50163 – Костромская область, Ивановская область, Ярославская область (южная часть)	0,9998	0,9998	0,9999	0,9999	0,9998	0,9994
Зона № 50164 – Владимирская область	0,9996	0,9997	0,9999	0,9999	0,9998	0,9994
Зона № 50170 – Тверская область (без южной части)	0,9994	0,9996	0,9997	0,9999	0,9999	0,9994
Зона № 50180 – Смоленская область, Тверская область (южная часть)	0,9996	0,9994	0,9997	0,9999	0,9998	0,9993
Зона № 50191 – Брянская область	0,9966	0,9990	0,9991	0,9998	0,9997	0,9993
Зона № 50192 – Орловская область (без восточной части)	0,9974	0,9995	0,9996	0,9999	0,9999	0,9997
Зона № 50200 – Тверская область (Калининская АЭС)	0,9995	0,9995	0,9997	0,9999	0,9998	0,9993
Зона № 50230 – Курская область, Белгородская область (западная часть)	0,9967	0,9992	0,9995	0,9999	0,9998	0,9995
Зона № 50240 – Липецкая область, Тамбовская область, Орловская область (восточная часть)	0,9978	0,9995	0,9996	0,9999	0,9998	0,9995
Зона № 50260 – Воронежская область, Белгородская область (восточная часть)	0,9973	0,9993	0,9996	0,9999	0,9998	0,9994
Зона № 50272 – Белгородская область (северная часть)	0,9968	0,9992	0,9995	0,9999	0,9998	0,9994
Зона № 50291 – Вологодская область (восточная часть)	0,9999	0,9998	0,9999	0,9999	0,9998	0,9994
Зона № 50292 – Вологодская область (западная часть)	0,9999	0,9998	0,9999	0,9999	0,9998	0,9994
Зона № 50293 – Вологодская область (Вологодский энергоузел)	0,9999	0,9998	0,9999	0,9999	0,9998	0,9994
Зона № 50311 – Калужская область, Тульская область (Черепетская ГРЭС)	0,9969	0,9991	0,9991	0,9998	0,9997	0,9992
Зона № 50312 – Тульская область (кроме Черепетской ГРЭС)	0,9971	0,9990	0,9991	0,9998	0,9997	0,9992
Зона № 50313 – Рязанская область	0,9984	0,9997	0,9997	0,9999	0,9999	0,9998
Зона № 100002 – Иркутская область (южная часть)	0,9881	0,9615	0,9361	0,8888	0,9985	0,9981
Зона № 100003 – Кемеровская область – Кузбасс	0,9990	0,9971	0,9967	0,9966	0,9985	0,9981

Зона надежности	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Зона № 100004 – Томская область	0,9990	0,9971	0,9967	0,9966	0,9985	0,9981
Зона № 100007 – Омская область	0,9995	0,9994	0,9998	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 100011 – Красноярский край (Красноярск)	0,9990	0,9964	0,9936	0,9857	0,9985	0,9981
Зона № 100012 – Красноярский край (восточная часть)	0,9990	0,9964	0,9936	0,9854	0,9985	0,9981
Зона № 100051 – Красноярский край (Назаровский энергорайон)	0,9990	0,9972	0,9958	0,9969	0,9987	0,9983
Зона № 100052 – Красноярский край (северная часть)	0,9990	0,9964	0,9935	0,9834	0,9985	0,9981
Зона № 100053 – Красноярский край (Ванкорский энергорайон)	0,9994	0,9994	0,9993	0,9960	0,9980	0,9976
Зона № 100061 – Новосибирская область	0,9990	0,9969	0,9967	0,9966	0,9985	0,9981
Зона № 100062 – Республика Алтай, Алтайский край	0,9990	0,9971	0,9967	0,9968	0,9985	0,9981
Зона № 100081 – Республика Бурятия, Иркутская область и Забайкальский край (северо-байкальский участок БАМ)	0,9960	0,9745	0,9592	0,8961	0,9921	0,9957
Зона № 100082 – Иркутская область (восточная часть)	0,9958	0,9744	0,9557	0,7790	0,9275	0,9652
Зона № 100090 – Красноярский край (южная часть), Республика Хакасия	0,9990	0,9971	0,9963	0,9972	0,9991	0,9989
Зона № 100101 – Республика Бурятия (южная часть)	0,9856	0,9277	0,7794	0,8347	0,9020	0,9620
Зона № 100102 – Забайкальский край (западная часть)	0,9856	0,9277	0,7785	0,8346	0,8999	0,9617
Зона № 100103 – Забайкальский край (юго-восточная часть)	0,9844	0,9257	0,7771	0,8239	0,8944	0,9616
Зона № 100110 – Республика Тыва	0,9990	0,9971	0,9963	0,9966	0,9985	0,9981
Зона № 100120 – Иркутская область (северная часть)	0,9960	0,9745	0,9592	0,9398	0,9985	0,9981
Зона № 100130 – Иркутская область (Братск)	0,9960	0,9745	0,9592	0,9381	0,9985	0,9981
Зона № 100160 – Иркутская область (северо-восточная часть)	0,9958	0,9744	0,9557	0,7828	0,9532	0,9682
Зона № 110010 – Приморский край (без Приморской ГРЭС)	0,8546	0,7693	0,8060	0,7536	0,6757	0,6890
Зона № 110021 – Хабаровский край (южная часть), Приморский край (Приморская ГРЭС)	0,8546	0,7693	0,8060	0,7536	0,6757	0,6890
Зона № 110022 – Хабаровский край (северная часть), Еврейская автономная область	0,8598	0,7694	0,8060	0,7536	0,6757	0,6890
Зона № 110023 – Хабаровский край (восточная часть)	0,8599	0,7694	0,8060	0,7536	0,6757	0,6890
Зона № 110031 – Амурская область (южная часть)	0,8626	0,7876	0,8610	0,8379	0,8776	0,9616
Зона № 110032 – Амурская область (западная часть)	0,8626	0,7495	0,8609	0,8395	0,8904	0,9616
Зона № 110033 – Амурская область (центральная часть)	0,8626	0,7876	0,8610	0,8396	0,8904	0,9616
Зона № 110041 – Республика Саха (Якутия) (южная часть)	0,8036	0,7495	0,8609	0,8369	0,8904	0,9615
Зона № 110045 – Республика Саха (Якутия) (западная часть)	0,8823	0,8395	0,8949	0,9988	0,9998	0,9998
Зона № 110046 – Республика Саха (Якутия) (северо-западная часть)	0,9998	0,9999	0,9999	0,9998	0,9999	0,9999
Зона № 110047 – Республика Саха (Якутия) (центральная часть)	0,7127	0,7210	0,8454	0,7337	0,7793	0,8256
Зона № 110048 – Республика Саха (Якутия) (г. Якутск)	0,7127	0,7210	0,8454	0,7337	0,7793	0,8256

7 Прогнозные балансы электрической энергии и мощности по ЕЭС России и синхронным зонам

7.1 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-й 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 177745 МВт в 2025 году до 190587 МВт в 2030 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.

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.

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 24967,6–29176,7 МВт (9,8–11,1 % от установленной мощности электростанций ЕЭС России).

В результате в обеспечении балансов мощности может участвовать мощность электростанций ЕЭС России в объеме 228559,2 МВт в 2025 году и 233636,2 МВт в 2030 году, что превышает потребность в мощности с учетом перетока в смежные энергосистемы на 41959,2–49724,2 МВт в рассматриваемый период.

В обеспечении балансов мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России может участвовать мощность электростанций в объеме 218206,9 МВт в 2025 году и 221457,9 МВт в 2030 году, что превышает потребность в мощности с учетом сальдо перетоков мощности в смежные энергосистемы на 40076,9–48378,9 МВт.

По 2-й синхронной зоне ЕЭС России в период до 2030 года мощность электростанций превышает потребность в мощности с учетом сальдо перетоков мощности в смежные энергосистемы на 602,4–1036,2 МВт.

Сводные балансы мощности по ЕЭС России, а также по синхронным зонам представлены в таблицах 24–26.

Балансовые показатели по энергосистемам приведены в приложении А.

Таблица 24 – Баланс мощности ЕЭС России, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления	173860	177257	180472	182880	185136	186702
Экспорт мощности	3885	3885	3885	3885	3885	3885
Итого потребность в мощности	177745	181142	184357	186765	189021	190587
Установленная мощность	253526,8	254807,5	257201,2	261624,1	263662,9	262812,9
АЭС	29743,0	29743,0	30943,0	31243,0	31243,0	30393,0
ГЭС	49053,3	49172,7	49329,7	49381,4	49467,7	49467,7
ГАЭС	1355,9	1358,9	1358,9	2198,9	2198,9	2198,9
ТЭС	166480,4	167046,2	167286,0	169610,4	170890,4	170890,4
ВЭС, СЭС	6894,2	7486,7	8283,5	9190,3	9862,8	9862,8
Ограничения мощности	24584,6	25242,6	25868,5	27326,0	28026,8	28026,7
Вводы мощности после прохождения максимума	383	–	450	1275	–	1150
Итого покрытие потребности	228559,2	229564,9	230882,7	233023,1	235636,1	233636,2
Дефицит (-)/избыток (+)	50814,2	48422,9	46525,7	46258,1	46615,1	43049,2
Переток мощности в смежные энергосистемы выдача (-)/прием (+)	-1090	-1090	-1090	-1090	-1090	-1090
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом перетока мощности в смежные энергосистемы	49724,2	47332,9	45435,7	45168,1	45525,1	41959,2

Таблица 25 – Баланс мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления	165976	169104	171783	173806	176046	177598
Экспорт мощности	2885	2885	2885	2885	2885	2885
Итого потребность в мощности	168861	171989	174668	176691	178931	180483
Установленная мощность	242120,4	243113,1	244725,4	248133,3	250172,1	249322,1
АЭС	29743,0	29743,0	30943,0	31243,0	31243,0	30393,0
ГЭС	44435,8	44555,2	44608,2	44659,9	44746,2	44746,2
ГАЭС	1355,9	1358,9	1358,9	2198,9	2198,9	2198,9
ТЭС	159691,5	159969,3	159531,7	160841,1	162121,1	162121,1
ВЭС, СЭС	6894,2	7486,7	8283,5	9190,3	9862,8	9862,8
Ограничения мощности	23613,6	24297,5	25101,9	26012,7	26714,2	26714,2
Вводы мощности после прохождения максимума	300	–	–	825	–	1150

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Итого покрытие потребности	218206,9	218815,7	219623,5	221295,6	223457,9	221457,9
Дефицит (-)/ избыток (+)	49345,9	46826,7	44955,5	44604,6	44526,9	40974,9
Сальдо перетоков мощности в смежные энергосистемы (выдача «-»/ прием «+»)	-967	-918	-898	-898	-898	-898
Дефицит (-)/ избыток (+) с учетом сальдо перетоков мощности в смежные энергосистемы	48378,9	45908,7	44057,5	43706,6	43628,9	40076,9

Таблица 26 – Баланс мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления	8627	8925	9513	9931	9950	9967
Экспорт мощности	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Итого потребность в мощности	9627	9925	10513	10931	10950	10967
Установленная мощность	11406,4	11694,4	12475,8	13490,8	13490,8	13490,8
АЭС	–	–	–	–	–	–
ГЭС	4617,5	4617,5	4721,5	4721,5	4721,5	4721,5
ГАЭС	–	–	–	–	–	–
ТЭС	6788,9	7076,9	7754,3	8769,3	8769,3	8769,3
ВЭС, СЭС	–	–	–	–	–	–
Ограничения мощности	971	945,1	766,6	1313,3	1312,6	1312,5
Вводы мощности после прохождения максимума	83	–	450	450	–	–
Итого покрытие потребности	10352,4	10749,3	11259,2	11727,5	12178,2	12178,3
Дефицит (-)/ избыток (+)	725,4	824,3	746,2	796,5	1228,2	1211,3
Сальдо перетоков мощности в смежные энергосистемы (выдача «-»/ прием «+»)	-123	-172	-192	-192	-192	-192
Дефицит (-)/ избыток (+) с учетом сальдо перетоков мощности в смежные энергосистемы	602,4	652,3	554,2	604,5	1036,2	1019,3

7.2 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 – 2500 ч/год, СЭС – 1500 ч/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 27.

Производство электрической энергии электростанциями ЕЭС России относительно фактической величины 2023 года (1134104 млн кВт·ч) возрастет на 171826 млн кВт·ч (до 1305930 млн кВт·ч) в 2030 году.

Таблица 27 – Структура производства электрической энергии по ЕЭС России и синхронным зонам

Наименование	Единица измерения	2025 г.					2030 г.				
		АЭС	ГЭС, ГАЭС	ТЭС	ВЭС, СЭС	Всего	АЭС	ГЭС, ГАЭС	ТЭС	ВЭС, СЭС	Всего
1-я синхронная зона	млн кВт·ч	215301	176622	747003	11331	1150257	227362	178197	811346	23059	1239964
	%	18,7	15,4	64,9	1,0	100	18,3	14,3	65,4	1,9	100
2-я синхронная зона	млн кВт·ч	–	16316	30544	–	46860	–	16316	49650	–	65966
	%	–	34,8	65,2	–	100	–	24,7	75,3	–	100
ЕЭС России	млн кВт·ч	215301	192938	777547	11331	1197117	227362	194513	860996	23059	1305930
	%	18,0	16,2	65,0	0,9	100	17,4	14,9	66,0	1,8	100

Сводный баланс электрической энергии по ЕЭС России приведен в таблице 28.

Таблица 28 – Баланс электрической энергии ЕЭС России

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1188290	1217750	1243080	1266723	1278551	1293846
Потребление электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме	млн кВт·ч	2762	2762	2762	2762	4112	4112
Экспорт электрической энергии	млн кВт·ч	12178	12181	12184	12187	12189	12189
Итого потребность в электрической энергии	млн кВт·ч	1203230	1232693	1258026	1281672	1294852	1310147
Производство электрической энергии	млн кВт·ч	1197117	1225342	1250199	1275184	1290757	1305930
АЭС	млн кВт·ч	215301	211069	217483	220994	228585	227362
ГЭС	млн кВт·ч	191024	191172	191235	191235	191424	191600
ГАЭС	млн кВт·ч	1914	1914	1914	1914	2914	2914
ТЭС	млн кВт·ч	777547	806699	823473	842880	847024	860996
ВЭС, СЭС	млн кВт·ч	11331	14488	16094	18161	20811	23059
Переток электрической энергии в смежные энергосистемы	млн кВт·ч	-3560	-3560	-3560	-3560	-3560	-3560
Установленная мощность	МВт	253526,8	254807,5	257201,2	261624,1	263662,9	262812,9
АЭС	МВт	29743,0	29743,0	30943,0	31243,0	31243,0	30393,0
ГЭС	МВт	49053,3	49172,7	49329,7	49381,4	49467,7	49467,7
ГАЭС	МВт	1355,9	1358,9	1358,9	2198,9	2198,9	2198,9
ТЭС	МВт	166480,4	167046,2	167286,0	169610,4	170890,4	170890,4
ВЭС, СЭС	МВт	6894,2	7486,7	8283,5	9190,3	9862,8	9862,8
Число часов использования установленной мощности							
АЭС	ч/год	7239	7096	7028	7073	7316	7481
ТЭС	ч/год	4670	4829	4923	4959	4935	5017
ВЭС, СЭС	ч/год	1644	1935	1943	1976	2110	2338

Годовая загрузка ТЭС ЕЭС России для обеспечения баланса электрической энергии характеризуется числом часов использования установленной мощности, которое в период до 2030 года изменяется в диапазоне 4670–5017 ч/год.

Баланс электрической энергии по 1-й синхронной зоне ЕЭС России приведен в таблице 29.

Таблица 29 – Баланс электрической энергии 1-й синхронной зоны ЕЭС России

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1137284	1162083	1183096	1203298	1214588	1229760
Потребление электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме	млн кВт·ч	2762	2762	2762	2762	4112	4112
Экспорт электрической энергии	млн кВт·ч	7678	7681	7684	7687	7689	7689
Итого потребность в электрической энергии	млн кВт·ч	1147724	1172526	1193542	1213747	1226389	1241561
Производство электрической энергии	млн кВт·ч	1150257	1174687	1195553	1213954	1224792	1239964
АЭС	млн кВт·ч	215301	211069	217483	220994	228585	227362
ГЭС	млн кВт·ч	174708	174856	174919	174919	175108	175284
ГАЭС	млн кВт·ч	1914	1914	1914	1914	2914	2914
ТЭС	млн кВт·ч	747003	772360	785144	797967	797375	811346
ВЭС, СЭС	млн кВт·ч	11331	14488	16094	18161	20811	23059
Сальдо перетоков электрической энергии в смежные энергосистемы (выдача «-»/прием «+»)	млн кВт·ч	-2533	-2161	-2011	-207	1597	1597

Перспективные балансы электрической энергии по ЕЭС России и по 1-й синхронной зоне складываются без дефицита электрической энергии при среднемноголетней 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-й синхронной зоны (ОЭС Востока) складывается с дефицитом электрической энергии.

Баланс электрической энергии ОЭС Востока для условий средневодного года приведен в таблице 30.

Таблица 30 – Баланс электрической энергии 2-й синхронной зоны ЕЭС России для условий средневодного года

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	51006	55667	59984	63425	63963	64086
Экспорт электрической энергии	млн кВт·ч	4500	4500	4500	4500	4500	4500
Итого потребность в электрической энергии	млн кВт·ч	55506	60167	64484	67925	68463	68586
Производство электрической энергии	млн кВт·ч	46860	50655	54646	61230	65965	65966
АЭС	млн кВт·ч	-	-	-	-	-	-
ГЭС	млн кВт·ч	16316	16316	16316	16316	16316	16316
ТЭС ¹⁾	млн кВт·ч	30544	34339	38330	44914	49649	49650
ВЭС, СЭС	млн кВт·ч	-	-	-	-	-	-
Дефицит (-) /избыток (+)	млн кВт·ч	-8646	-9512	-9838	-6695	-2498	-2620

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Сальдо перетоков электрической энергии в смежные энергосистемы (выдача «-»/прием «+»)	млн кВт·ч	-1027	-1399	-1549	-3353	-5157	-5157
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом сальдо перетоков электрической энергии в смежные энергосистемы	млн кВт·ч	-9672	-10911	-11387	-10048	-7655	-7777

Примечание – ¹⁾ С учетом реализации мероприятий по вводу мощности на Партизанской ГРЭС (280 МВт), Артемовской ТЭЦ-2 (Шкотовской ТЭЦ) (440 МВт), Владивостокской ТЭЦ-2 (37 МВт), Хабаровской ТЭЦ-4 (Южной ТЭЦ) (410 МВт), Нерюнгринской ГРЭС (450 МВт), Якутской ГРЭС-2 (2-я очередь) (Туймаада ТЭЦ) (160 МВт), Южно-Якутской ТЭС (330 МВт), Якутской ГРЭС Новая (50 МВт), Свободненской ТЭС (450 МВт).

7.3 Балансы мощности и электрической энергии энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности в случае реализации планов по технологическому присоединению новых потребителей

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:

- Юго-восточная часть ОЭС Сибири;
- ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов»;
- ОЭС Востока;
- энергосистема г. Москвы и Московской области.

Юго-восточная часть ОЭС Сибири.

Иркутско-Черемховский и Тулуно-Зиминский районы Иркутской области, Западный, Юго-Восточный и Читинский районы Забайкальского края, Южная часть Республики Бурятия включает в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

- территория Иркутской области, включающая Аларский, Балаганский, Баяндаевский, Боханский, Жигаловский, Заларинский, Зиминский, Иркутский, Качутский, Куйтунский, Нижнеудинский, Нукутский, Ольхонский, Осинский, Слюдянский, Тулунский, Усольский, Усть-Удинский, Черемховский, Шелеховский и Эхирит-Булагатский муниципальные районы, Ангарский городской округ, г. Ангарск, г. Зима, г. Иркутск, г. Нижнеудинск, г. Саянск, г. Свирск, г. Тулун, г. Усолье-Сибирское, г. Черемхово, г. Шелехов;

- территория Республики Бурятия, включающая Баргузинский, Баунтовский эвенкийский, Бичурский, Джидинский, Еравнинский, Заиграевский, Закаменский, Иволгинский, Кабанский, Кижингинский, Курумканский, Кяхтинский, Мухоршибирский, Окинский, Прибайкальский, Селенгинский, Тарбагатайский, Тункинский и Хоринский муниципальные районы и г. Улан-Удэ;

- территория Забайкальского края, включающая Агинский, Балейский, Борзинский, Дульдургинский, Забайкальский, Карымский, Краснокаменский, Красночикийский, Кыринский, Могойтуйский, Нерчинский, Оловянинский,

Петровск-Забайкальский, Сретенский, Улётовский, Хилокский, Чернышевский, Читинский, Шелопугинский и Шилкинский муниципальные районы, Акшинский, Александрово-Заводский, Газимуро-Заводский, Калганский, Могочинский, Нерчинско-Заводский, Ононский и Приаргунский муниципальные округа, г. Краснокаменск, г. Чита, п. Агинское, г. Петровск-Забайкальское, закрытое административно-территориальное образование п. Горный.

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», включающим 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 ВЛ 220 кВ Тулун – Покосное, ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками, ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха.

Основные показатели баланса мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 31. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается резервирование в размере 5 % от собственного максимума потребления мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск».

Таблица 31 – Баланс мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	8607	9037	9426	9528	10071	10111
в том числе потребление центров обработки данных (по укрупненной оценке)	850	850	850	850	850	850
Дополнительная мощность для резервирования в размере 5 %	430	452	471	476	504	506
Потребность в мощности	9382	9834	10242	10349	10920	10962
в том числе экспорт в Монголию	345	345	345	345	345	345
Располагаемая мощность электростанций	6274	6274	6274	6274	7579	7579 ¹⁾
Аварийность максимальная	1358	1358	1358	1358	1358	1358
Аварийность среднестатистическая	1021	1021	1021	1021	1021	1021
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности максимальной ²⁾	4916	4916	4916	4916	6221	6221 ¹⁾
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 единичной ремонтной схеме	1792	1792	1792	1792	1792	1792
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	-2205	-2657	-3065	-3172	-2438	-2480
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности максимальной	-2610	-3062	-3470	-3577	-2843	-2885
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности среднестатистической	-2273	-2725	-3133	-3240	-2506	-2548

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме без учета резервирования и аварийности	-822	-1252	-1641	-1743	-981	-1021

Примечания

1 ¹⁾ С учетом мощности отобранных генерирующих объектов по итогам проведенных конкурентных отборов мощности новых генерирующих объектов, в том числе Улан-Удэнская ТЭЦ-2 (155 МВт), Иркутская ТЭЦ-11 (690 МВт), Харанорская ГРЭС (460 МВт).

2 ²⁾ Под доступной для покрытия максимума потребления мощности электростанций понимается располагаемая мощность электростанций рассматриваемого энергорайона, уменьшенная на величину учитываемой аварийности генерирующего оборудования, которая в расчетах принималась как наибольшая величина аварийно остановленного генерирующего оборудования в период прохождения соответствующего максимума нагрузки (зимнего или летнего) электроэнергетической системы или ее отдельного энергорайона, с учетом планов собственников указанного генерирующего оборудования по его реконструкции или модернизации. При этом максимальная величина аварийности снижалась в рассматриваемых энергорайонах при условии завершения плановой модернизации или замены генерирующего оборудования, которое находилось в аварийном ремонте в период прохождения максимума нагрузок в ретроспективном периоде.

Анализ баланса мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» показывает, что непокрываемый дефицит мощности составит 2480 МВт в нормальной схеме существующей сети в 2030 году, 2885 МВт в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2030 году.

В случае неучета фактора аварийности генерирующего оборудования, а также резервирования потребления мощности в размере 5 %, величина дефицита мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» составит 1021 МВт в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2030 году.

Основные показатели баланса мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 32. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается резервирование в размере 5 % от собственного максимума потребления мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия».

Таблица 32 – Баланс мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	2736	2962	3180	3213	3660	3714
Дополнительная мощность для резервирования в размере 5 %	137	148	159	161	183	186
Потребность в мощности	3218	3455	3684	3719	4188	4245
в том числе экспорт в Монголию	345	345	345	345	345	345
Располагаемая мощность электростанций	2887	2887	2887	2887	3502	3502 ¹⁾
Аварийность максимальная	1078	1078	1078	1078	1078	1078
Аварийность среднестатистическая	850	850	850	850	850	850
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности максимальной	1809	1809	1809	1809	2424	2424 ¹⁾

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Переток из ОЭС Востока	64	64	64	64	64	64
Пропускная способность КС «Иркутск – Бурятия» в нормальной схеме	650	650	650	650	650	650
Пропускная способность КС «Иркутск – Бурятия» в единичной ремонтной схеме	295	295	295	295	295	295
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	-695	-932	-1161	-1196	-1050	-1107
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности максимальной	-1050	-1287	-1516	-1551	-1405	-1462
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности среднестатистической	-822	-1059	-1288	-1323	-1177	-1234
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме без учета резервирования и аварийности	165	-61	-279	-312	-144	-198

Примечание – ¹⁾ С учетом мощности отобранных генерирующих объектов по итогам проведенных конкурентных отборов мощности новых генерирующих объектов, в том числе Улан-Удэнская ТЭЦ-2 (155 МВт), Харанорская ГРЭС (460 МВт).

Анализ баланса мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» показывает, что непокрываемый дефицит мощности в южных частях энергосистем Забайкальского края и Республики Бурятия составит 1107 МВт в нормальной схеме существующей сети в 2030 году, 1462 МВт – в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2030 году.

В случае неучета фактора аварийности генерирующего оборудования, а также резервирования потребления мощности в размере 5 %, величина дефицита мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» составит 198 МВт в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2030 году.

Основные показатели баланса мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Бурятия – Чита» для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 33. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается резервирование в размере 5 % от собственного максимума потребления мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Бурятия – Чита».

Таблица 33 – Баланс мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Бурятия – Чита» для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	1453	1628	1788	1813	1931	1936
Дополнительная мощность для резервирования в размере 5 %	73	81	89	91	97	97
Потребность в мощности	1526	1709	1877	1904	2028	2033
Располагаемая мощность электростанций	1468	1468	1468	1468	1928	1928 ¹⁾
Аварийность максимальная	385	385	385	385	385	385
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности максимальной	1083	1083	1083	1083	1543	1543 ¹⁾
Переток из ОЭС Востока	64	64	64	64	64	64
Пропускная способность КС «Бурятия – Чита» в нормальной схеме	342	342	342	342	342	342

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Пропускная способность КС «Бурятия – Чита» в единичной ремонтной схеме	210	210	210	210	210	210
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	-37	-220	-388	-415	-79	-84
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности максимальной	-169	-352	-520	-547	-211	-216
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме без учета резервирования и аварийности	216	33	-135	-162	174	169

Примечание – ¹⁾ С учетом мощности отобранных генерирующих объектов по итогам проведенных конкурентных отборов мощности новых генерирующих объектов, в том числе Харанорская ГРЭС (460 МВт).

Анализ баланса мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Бурятия – Чита» показывает, что непокрываемый дефицит мощности в южной части энергосистемы Забайкальского края составит 84 МВт в нормальной схеме существующей сети в 2030 году, 216 МВт – в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2030 году.

В случае неучета фактора аварийности генерирующего оборудования, а также резервирования потребления мощности в размере 5 %, дефицит мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Бурятия – Чита» в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2030 году отсутствует.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности.

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

- планов по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями в рамках действующих договоров об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям, учтенных при разработке прогноза потребления электрической мощности на рассматриваемый перспективный период;

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

- величины прогнозируемого непокрываемого дефицита мощности, определенной в том числе по результатам многокритериальной оценки новых инвестиционных проектов;

- величины прогнозируемого дефицита электрической энергии в ОЭС Сибири и ее восточной части в средневодный и маловодный годы;

- необходимости повышения уровня балансовой надежности;

- необходимости покрытия дефицитов активной мощности в отдельных энергорайонах юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск»,

для покрытия прогнозируемого дефицита мощности в юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» в объеме 2885 МВт целесообразно рассматривать комбинированный вариант развития со строительством дополнительных объектов генерации в юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» совместно с использованием мощности существующих и

вновь сооружаемых генерирующих объектов в других частях ЕЭС России с передачей в дефицитный энергорайон за КС «Братск – Иркутск» путем сооружения ЛЭП с использованием технологии постоянного тока, как наиболее эффективной для передачи значительных объемов мощности на большие расстояния.

Для обеспечения покрытия части прогнозируемого дефицита мощности в юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» предлагается строительство двухполюсной ППТ из центральной части ОЭС Сибири (со строительством преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1)) в юго-восточную часть ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» пропускной способностью порядка 1500 МВт с установкой преобразовательного оборудования. Места размещения преобразовательных подстанций подлежат определению в рамках разработки отдельной проектной документации.

Реализация ППТ позволит обеспечить экономию затрат на сооружение альтернативных технических решений по строительству протяженных ЛЭП переменного тока напряжением 500 кВ, возможность управления потоками мощности с максимальной эффективностью использования пропускной способности электрической сети, возможность масштабировать реализованный проект с увеличением его пропускной способности.

При этом для покрытия дефицитов активной мощности в отдельных энергорайонах юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» объем генерирующих объектов, подлежащих строительству, должен составлять не менее 1462 МВт установленной мощности объектов генерации, обеспечивающих техническую возможность выработки электрической энергии с числом часов использования установленной мощности не менее 6500 часов в году без наличия сезонных ограничений (далее – Гарантированная генерация) в южных частях энергосистем Забайкальского края и Республики Бурятия, в том числе не менее 216 МВт – в южной части энергосистемы Забайкальского края.

При этом с учетом статистически подтвержденного аварийного снижения генерирующей мощности, определяемого на основании функции распределения вероятного объема снижения мощности генерирующего оборудования, формируемой в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 года № 1172, с применением метода математического моделирования случайных величин на основе характеристик, сформированных на основании статистических данных об определенных в соответствии с указанными правилами объемах неплановых снижений мощности генерирующего оборудования электростанций, расположенных в рассматриваемом энергорайоне, для нормативного значения, соответствующего одному событию в рабочие дни 10 последних сезонных периодов года (далее – среднестатистическая аварийность) в юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск», величиной 1021 МВт, дефицит мощности в юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» может быть снижен до величины 2548 МВт.

С учетом среднестатистической аварийности генерирующего оборудования в южных частях энергосистем Забайкальского края и Республики Бурятия, величиной 850 МВт, дефицит мощности в южных частях энергосистем Забайкальского края и Республики Бурятия может быть снижен до величины 1234 МВт, в том числе не менее 216 МВт – в южной части энергосистемы Забайкальского края. При этом

требуется создание механизма, направленного на выполнение собственниками объектов по производству электрической энергии необходимых мероприятий по приведению состояния оборудования в нормальное техническое состояние, обеспечивающее не превышение среднестатистической аварийности.

Генерирующие объекты, подлежащие строительству, должны быть отобраны по результатам долгосрочного конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов.

Мероприятия по обеспечению схемы выдачи мощности генерирующих объектов подлежат определению в рамках отдельного проектирования.

ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов».

ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» включает в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

- Республика Калмыкия;
- Ростовская область;
- Краснодарский край;
- Ставропольский край;
- Республика Адыгея;
- Карачаево-Черкесская Республика;
- Кабардино-Балкарская Республика;
- Республика Северная Осетия – Алания;
- Республика Ингушетия;
- Чеченская Республика;
- Республика Дагестан;
- Республика Крым;
- город федерального значения Севастополь;
- Херсонская область;
- Запорожская область;
- Донецкая Народная Республика;
- Луганская Народная Республика.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за КС «Волгоград – Ростов», включающим в себя ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Георгиевская, ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты, ВЛ 220 кВ Андреановская – Вешенская-2, ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Котельниково, ВЛ 220 кВ Волгодонск – ГОК.

Основные показатели баланса мощности ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» для периода экстремально высоких температур приведены в таблице 34. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается резервирование в размере 5 % от собственного максимума потребления мощности ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов».

Таблица 34 – Баланс мощности ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» для периода экстремально высоких температур, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности энергосистем за КС «Волгоград – Ростов»	19012	19381	19763	20074	20399	20664
Дополнительная мощность для резервирования в размере 5 %	951	969	988	1004	1020	1033

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности за КС «Волгоград – Ростов»	19963	20350	20751	21078	21419	21697
Располагаемая мощность электростанций	20991	21123	21292	21582	21582	21652
Аварийность максимальная	3638	3638	3638	3638	3638	3638
Аварийность среднестатистическая	2100	2100	2100	2100	2100	2100
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности максимальной	17353	17485	17654	17944	17944	18014
Пропускная способность КС «Волгоград – Ростов» в нормальной схеме	1580	1580	1580	1580	1580	1580
Пропускная способность КС «Волгоград – Ростов» в единичной ремонтной схеме	820	820	820	820	820	820
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	-1030	-1285	-1516	-1553	-1895	-2103
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности максимальной	-1790	-2045	-2276	-2313	-2655	-2863
Оценка температурных ограничений генерирующего оборудования	244	279	310	315	362	390
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации с учетом аварийности максимальной	2034	2323	2587	2629	3017	3253
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности среднестатистической	-252	-507	-738	-775	-1117	-1325
Оценка температурных ограничений генерирующего оборудования	34	69	101	106	152	181
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации с учетом аварийности среднестатистической	286	576	839	881	1269	1506
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме без учета резервирования и аварийности	2799	2562	2350	2329	2003	1808

Анализ баланса мощности ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности потребителями, реализации рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства на электростанциях ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» в связи с невозможностью обеспечения его обслуживания, а также с учетом планов развития транспортной инфраструктуры в рассматриваемом регионе в период 2025–2030 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и единичной ремонтной схемах 1030–2103 МВт и 1790–2863 МВт соответственно.

В случае неучета фактора аварийности генерирующего оборудования, а также резервирования потребления мощности в размере 5 %, дефицит мощности ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» отсутствует.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей Юго-Западной части ОЭС Юга, включающей в себя энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, Республики Крым и г. Севастополя, Запорожской области, Херсонской области, выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за КС «ОЭС – Кубань», включающим в себя ВЛ 500 кВ Кубанская – Тихорецк, ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная, ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань, ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк, ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки, ВЛ 220 кВ

Брюховецкая – Каневская, ВЛ 220 кВ Тихорецк – Брюховецкая, ВЛ 220 кВ Тихорецк – Витаминкомбинат, ВЛ 220 кВ Тихорецк – Ново-Лабинская.

Основные показатели баланса мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» для периода экстремально высоких температур приведены в таблице 35. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается резервирование в размере 5 % от собственного максимума потребления мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань».

Таблица 35 – Баланс мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» для периода экстремально высоких температур, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности в приемной части энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края относительно КС «ОЭС – Кубань»	5196	5337	5517	5650	5724	5767
Дополнительная мощность для резервирования в размере 5 %	260	267	276	283	286	288
Потребность в мощности в приемной части энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края относительно КС «ОЭС – Кубань»	6305	6454	6643	6783	6860	6905
в том числе в приемной части энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края относительно КС «ОЭС – Кубань»	5455	5604	5793	5933	6010	6055
переток мощности в энергосистему Республики Крым и г. Севастополя	850	850	850	850	850	850
переток мощности в энергосистему Грузии	0	0	0	0	0	0
переток мощности в энергосистему Республики Абхазия	0	0	0	0	0	0
Располагаемая мощность электростанций	2277	2181	2181	2111	2111	2111
Аварийность максимальная	499	499	499	499	499	499
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности максимальной	1778	1682	1682	1612	1612	1612
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» в нормальной схеме	3420	3420	3420	3420	3420	3420
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» в единичной ремонтной схеме	2864	2864	2864	2864	2864	2864
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	-1108	-1351	-1540	-1750	-1828	-1873
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности максимальной	-1664	-1907	-2096	-2306	-2384	-2429
С учетом ввода в работу ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк						
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» в нормальной схеме	3590	3590	3590	3590	3590	3590
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» в единичной ремонтной схеме	3158	3158	3158	3158	3158	3158
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	-938	-1181	-1370	-1580	-1658	-1703

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности максимальной	-1370	-1613	-1802	-2012	-2090	-2135
Оценка температурных ограничений генерирующего оборудования	187	220	246	274	285	291
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации с учетом аварийности максимальной	1557	1833	2048	2287	2375	2426
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме без учета резервирования и аварийности	-611	-848	-1028	-1231	-1305	-1348
Оценка температурных ограничений генерирующего оборудования	83	116	140	168	178	184
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации без учета резервирования и аварийности	694	963	1168	1399	1483	1531

Анализ баланса мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» без учета строительства ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности потребителями, реализации рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства на электростанциях Юго-Западной части ОЭС Юга в связи с невозможностью обеспечения его обслуживания, а также с учетом планов развития транспортной инфраструктуры в рассматриваемом регионе в период 2025–2030 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и единичной ремонтной схемах 1108–1873 МВт и 1664–2429 МВт соответственно.

Строительство ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк снизит дефицит мощности за КС «ОЭС – Кубань» в ремонтной схеме до 2135 МВт в 2030 году.

В случае неучета фактора аварийности генерирующего оборудования, а также резервирования потребления мощности в размере 5 %, величина дефицита мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» с учетом строительства ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк составит 1348 МВт в единичной ремонтной схеме в 2030 году.

Кроме того, в целях оптимизации решений по развитию электрических сетей с исключением строительства (реконструкции) дополнительных межсистемных связей 220 кВ (строительство ВЛ 220 кВ Тихорецк – Ново-Лабинская, реконструкция ВЛ 220 кВ Ново-Лабинская – Усть-Лабинск) целесообразно обеспечить покрытие части дефицита мощности за КС «ОЭС – Кубань» за счет размещения Гарантированной генерации в объеме не менее 260 МВт располагаемой мощности на территории северной части Центрального энергорайона энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, ограниченного электрическими сетями 110–220 кВ, прилегающими к ПС 220 кВ Витаминкомбинат, ПС 220 кВ НПС-7, ПС 110 кВ Кореновская, ПС 110 кВ Динская, ПС 110 кВ Журавская (далее – энергорайон «Северная часть Центральной Кубани»).

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей Юго-Западной части ОЭС Юга в Сочинском энергорайоне энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за КС «Шепси – Дагомыс», включающим в себя КВЛ 220 кВ Центральная – Дагомыс, КВЛ 220 кВ Шепси – Дагомыс, ВЛ 110 кВ Шепси – Аше, ВЛ 110 кВ Шепси – Магри тяговая.

Основные показатели баланса мощности Сочинского энергорайона за КС «Шепси – Дагомыс» для периода экстремально высоких температур приведены в таблице 36. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается резервирование в размере 5 % от собственного максимума потребления мощности Сочинского энергорайона за КС «Шепси – Дагомыс».

Таблица 36 – Баланс мощности Сочинского энергорайона ОЭС Юга за КС «Шепси – Дагомыс» для периода экстремально высоких температур, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности в приемной части Сочинского энергорайона относительно КС «Шепси – Дагомыс»	930	935	984	1004	978	990
Дополнительная мощность для резервирования в размере 5 %	47	47	49	50	49	50
Потребность в мощности в приемной части Сочинского энергорайона относительно КС «Шепси – Дагомыс»	977	982	1033	1054	1027	1040
в том числе в приемной части Сочинского энергорайона относительно КС «Шепси – Дагомыс»	977	982	1033	1054	1027	1040
переток мощности в энергосистему Республики Абхазия	0	0	0	0	0	0
Располагаемая мощность электростанций	376	376	376	317	317	317
Аварийность максимальная	79	79	79	79	79	79
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности максимальной	297	297	297	238	238	238
Пропускная способность КС «Шепси – Дагомыс» в нормальной схеме	585	585	585	585	585	585
Пропускная способность КС «Шепси – Дагомыс» в единичной ремонтной схеме	242	242	242	242	242	242
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	-95	-101	-152	-231	-204	-217
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности максимальной	-438	-444	-495	-574	-547	-560
Оценка температурных ограничений генерирующего оборудования	60	61	67	78	75	76
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации с учетом аварийности максимальной	498	504	562	652	621	636
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме без учета резервирования и аварийности	-313	-318	-366	-445	-419	-431
Оценка температурных ограничений генерирующего оборудования	43	43	50	61	57	59
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации без учета резервирования и аварийности	356	361	416	505	476	490

Анализ баланса мощности Сочинского энергорайона энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края за КС «Шепси – Дагомыс» показывает, что в период 2025–2030 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в

нормальной и единичной ремонтной схемах 95–217 МВт и 438–560 МВт соответственно.

В случае неучета фактора аварийности генерирующего оборудования, а также резервирования потребления мощности в размере 5 %, величина дефицита мощности Сочинского энергорайона ОЭС Юга за КС «Шепси – Дагомыс» составит 431 МВт в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2030 году.

При оценке территорий размещения дополнительных генерирующих мощностей также проведен анализ баланса мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя на период 2025–2030 годов для периода зимних максимальных нагрузок, учитывая, что собственный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя наблюдается в зимний период.

Основные показатели баланса мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 37. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается резервирование в размере 5 % от собственного максимума потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя.

Таблица 37 – Баланс мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя	1780	1816	1854	1891	1929	1967
Дополнительная мощность для резервирования в размере 5 %	89	91	93	95	96	98
Потребность в мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя	2359	2397	2437	2476	2515	2555
в том числе энергосистема Республики Крым и г. Севастополя	1869	1907	1947	1986	2025	2065
переток мощности в энергосистемы Херсонской и Запорожской областей	490	490	490	490	490	490
Располагаемая мощность электростанций	1568	1568	1568	1568	1568	1568
Аварийность максимальная	39	39	39	39	39	39
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности максимальной	1529	1529	1529	1529	1529	1529
Пропускная способность КС «ОЭС Юга – Крым» в нормальной схеме	850	850	850	850	850	850
Пропускная способность КС «ОЭС Юга – Крым» в единичной ремонтной схеме (при отключении блока Балаклавской ТЭС (251,5 МВт))	790	790	790	790	790	790
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	20	-18	-57	-96	-136	-176
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме (при отключении блока Балаклавской ТЭС (251,5 МВт)) с учетом аварийности максимальной	-291	-329	-369	-408	-448	-488
Оценка температурных ограничений генерирующего оборудования	0	0	0	0	0	0

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации с учетом аварийности максимальной	291	329	369	408	448	488
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме без учета резервирования и аварийности	-163	-199	-237	-274	-312	-350
Оценка температурных ограничений генерирующего оборудования	0	0	0	0	0	0
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации без учета резервирования и аварийности	163	199	237	274	312	350

Анализ баланса мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в период собственного максимума нагрузки энергосистемы показывает, что с учетом передачи мощности в энергосистемы Херсонской и Запорожской областей и использования мощности мобильных ГТЭС на уровне располагаемой мощности, в случае отключения одного из наиболее крупных энергоблоков энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя (энергоблока Балаклавской ТЭС мощностью 251,5 МВт) с 2025 года возникает превышение перетоком мощности величины максимально допустимого значения в КС «ОЭС Юга – Крым». Таким образом, в период 2025–2030 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и единичной ремонтной схемах 18–176 МВт и 291–488 МВт соответственно.

В случае неучета фактора аварийности генерирующего оборудования, а также резервирования потребления мощности в размере 5 %, величина дефицита мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя составит 350 МВт в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2030 году.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности.

Исходя из анализа перспективных режимов работы ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» с учетом:

- планов по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями на рассматриваемый перспективный период;
- существующей динамики развития рассматриваемого региона, появления новых точек роста экономики и соответствующего роста инвестиционного интереса к региону;
- рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства на электростанциях ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» в связи с невозможностью обеспечения его обслуживания;
- выявленного дефицита мощности за КС «ОЭС – Кубань», а также в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя;
- исключения строительства протяженных ЛЭП 500 кВ из соседних энергосистем до центров нагрузок за КС «ОЭС – Кубань» в условиях высокой стоимости реализации и трудностей отвода земли;
- необходимости повышения уровня балансовой надежности, наиболее целесообразным является строительство Гарантированной генерации суммарной располагаемой мощностью не менее 2863 МВт (при температуре наружного воздуха +35 °С) в ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов». При этом с учетом среднестатистической аварийности генерирующего

оборудования в ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов», включающей в себя энергосистемы ОЭС Юга за исключением Волгоградской и Астраханской областей, определенной в соответствии с вероятностной методикой конкурентного отбора мощности нового генерирующего оборудования на основании статистики за последние 10 лет, величиной 2100 МВт, суммарный дефицит мощности в ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» может быть снижен до величины 1325 МВт. При этом требуется создание механизма, направленного на выполнение собственниками объектов по производству электрической энергии необходимых мероприятий по приведению состояния оборудования в нормальное техническое состояние, обеспечивающее непревышение средней аварийности.

С учетом непокрываемого дефицита в Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» необходимо строительство Гарантированной генерации суммарной установленной мощностью не менее 2426 МВт (не менее 2135 МВт располагаемой мощности при температуре наружного воздуха +35 °С) в Юго-Западной части ОЭС Юга.

В соответствии с протоколом заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики под председательством Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 22.05.2024 № 4пр было принято решение об определении единственным исполнителем – поставщиком мощности новых генерирующих объектов на Таврической ТЭС в объеме не более 250 МВт установленной мощности или не более 220 МВт располагаемой мощности (при температуре наружного воздуха +35 °С), а также на Ударной ТЭС не более 250 МВт установленной мощности или не более 220 МВт располагаемой мощности (при температуре наружного воздуха +35 °С).

В соответствии с решениями совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака для покрытия оставшегося дефицита мощности в объеме 1926 МВт необходима реализация следующих мероприятий:

- строительство одного энергоблока ПГУ установленной мощностью 480 МВт на Сочинской ТЭС в 2029 году;
- строительство одного энергоблока ПГУ установленной мощностью 470 МВт в энергорайоне «Северная часть Центральной Кубани» в 2029 году;
- строительство двух энергоблоков ПГУ установленной мощностью по 170 МВт каждый на Ударной ТЭС в 2029 году (суммарно 340 МВт);
- обеспечение возможности продолжения эксплуатации существующего генерирующего оборудования на Сочинской ТЭС, установленной мощностью 161 МВт.

Кроме того, в целях покрытия дефицита мощности в период 2025–2026 годов необходимо размещение мобильных газотурбинных установок суммарной установленной мощностью 500 МВт в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края за КС «ОЭС – Кубань» и в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя.

Мероприятия по обеспечению схемы выдачи мощности генерирующих объектов подлежат определению в рамках отдельного проектирования.

ОЭС Востока.

ОЭС Востока включает в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

- Амурская область;

- Приморский край;
- территория Хабаровского края, включающая Амурский, Бикинский, Ванинский, Верхнебуреинский, Вяземский, Комсомольский, Нанайский, Советско-Гаванский, Солнечный, Хабаровский муниципальные районы, городской округ «Город Хабаровск», городской округ «Город Комсомольск-на-Амуре»;
- Еврейская автономная область;
- территория Республики Саха (Якутия), включающая Алданский, Амгинский, Верхоянский, Верхневилуйский, Горный, Мегино-Кангаласский, Ленский, Мирнинский, Намский, Нерюнгринский, Нюрбинский, Олекминский, Сунтарский, Таттинский, Томпонский, Усть-Алданский, Усть-Майский, Хангаласский и Чурапчинский муниципальные районы, городской округ «Город Якутск» (г. Якутск), городской округ «Жатай» (п. Жатай).

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей в ОЭС Востока сформированы балансы электрической энергии.

Основные показатели баланса электрической энергии ОЭС Востока для условий средневодного года представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Баланс электрической энергии ОЭС Востока для условий средневодного года, млн кВт·ч

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии	51006	55667	59984	63425	63963	64086
Экспорт электрической энергии	4500	4500	4500	4500	4500	4500
Потребность в электрической энергии	55506	60167	64484	67925	68463	68586
Производство электрической энергии	46860	50655	54646	59426	62357	62358 ¹⁾
ГЭС	16316	16316	16316	16316	16316	16316
ТЭС	30544	34339	38330	43110	46041	46042
Дефицит (-)/избыток (+)	-8646	-9512	-9838	-8499	-6106	-6228
Сальдо перетоков электрической энергии в смежные энергосистемы (выдача «-»; прием «+»)	-1027	-1399	-1549	-1549	-1549	-1549
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом сальдо перетоков электрической энергии в смежные энергосистемы	-9672	-10911	-11387	-10048	-7655	-7777

Примечание – ¹⁾ С учетом реализации мероприятий по вводу мощности на Партизанской ГРЭС (280 МВт), Артемовской ТЭЦ-2 (Шкотовской ТЭЦ) (440 МВт), Владивостокской ТЭЦ-2 (37 МВт), Хабаровской ТЭЦ-4 (Южной ТЭЦ) (410 МВт), Нерюнгринской ГРЭС (450 МВт), Якутской ГРЭС-2 (2-я очередь) (Туймаада ТЭЦ) (160 МВт), Южно-Якутской ТЭС (330 МВт), Якутской ГРЭС Новая (50 МВт), ГПЭС Вилюйск (33 МВт), Свободненской ТЭС (450 МВт).

Баланс электрической энергии при среднемноголетней величине выработки электрической энергии ГЭС к 2030 году с учетом рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства складывается с дефицитом 7777 млн кВт·ч, что эквивалентно не менее 1197 МВт максимальной установленной мощности Гарантированной генерации.

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Районная – Городская» и КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18», для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 39.

Таблица 39 – Баланс мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Районная – Городская» и КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18», для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	1207	1222	1267	1290	1294	1318
в том числе Центральный район энергосистемы Республики Саха (Якутия)	415	418	416	417	418	426
Располагаемая мощность электростанций	240	323	255	255	255	255
в том числе Центральный район энергосистемы Республики Саха (Якутия)	207	290	222	222	222	222
Аварийность максимальная	83	83	25	25	25	25
в том числе Центральный район энергосистемы Республики Саха (Якутия)	83	83	25	25	25	25
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности максимальной	158	240	230	230	230	230
в том числе Центральный район энергосистемы Республики Саха (Якутия)	125	207	197	197	197	197
Пропускная способность КС «Районная – Городская» в нормальной схеме	310	310	310	310	310	310
Пропускная способность КС «Районная – Городская» в единичной ремонтной схеме	235	235	235	235	235	235
Пропускная способность КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18» в нормальной схеме	380	380	620	620	620	620
Пропускная способность КС «Томмот – Майя» в нормальной схеме	130	130	130	130	130	130
Пропускная способность КС «Томмот – Майя» в единичной ремонтной схеме	100	65	65	65	65	65
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	-359	-292	-107	-130	-134	-158
в том числе Центральный район энергосистемы Республики Саха (Якутия)	-160	-81	-89	-90	-91	-99
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности максимальной	-434	-367	-182	-205	-209	-233
в том числе Центральный район энергосистемы Республики Саха (Якутия)	-190	-146	-154	-155	-156	-164
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме без учета резервирования и аварийности	-352	-284	-157	-180	-184	-208
в том числе Центральный район энергосистемы Республики Саха (Якутия)	-108	-63	-129	-130	-131	-139

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Хабаровск – Комсомольск», для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 40.

Таблица 40 – Баланс мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Хабаровск – Комсомольск», для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	920	1097	1264	1264	1264	1274
Располагаемая мощность электростанций	975	975	888	888	888	888
Аварийность максимальная	218	218	218	218	218	218
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности максимальной	757	757	670	670	670	670
Пропускная способность КС «Хабаровск – Комсомольск» в нормальной схеме	780	780	780	780	780	780
Пропускная способность КС «Хабаровск – Комсомольск» в единичной ремонтной схеме	450	450	450	450	450	450
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	617	441	186	186	186	175
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности максимальной	287	111	-144	-144	-144	-155
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме без учета резервирования и аварийности	505	329	74	74	74	64

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «Переход через Амур» для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 41.

Таблица 41 – Баланс мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «Переход через Амур» для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	4239	4450	4594	4624	4644	4718
Располагаемая мощность электростанций	3475	3505	4097	4097	4097	4097
Аварийность максимальная	1345	1345	1125	1125	1125	505
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности максимальной	2130	2160	2972	2972	2972	3592
Пропускная способность КС «Переход через Амур» в нормальной схеме	1265	1265	1265	1265	1265	1265
Пропускная способность КС «Переход через Амур» в единичной ремонтной схеме	680	680	680	680	680	680
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	-845	-1025	-357	-387	-407	140
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности максимальной	-1430	-1610	-942	-972	-992	-445
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме без учета резервирования и аварийности	-85	-265	183	153	133	60

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «ПримГРЭС – Юг» для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 42.

Таблица 42 – Баланс мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «ПримГРЭС – Юг» для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	3022	3204	3285	3316	3337	3402
Располагаемая мощность электростанций	1022	1022	1500	1500	1500	1500
Аварийность максимальная	150	150	120	120	120	120
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности максимальной	872	872	1381	1381	1381	1381
Пропускная способность КС «ПримГРЭС – Юг» в нормальной схеме	1745	2010	2010	2070	2070	2070
Пропускная способность КС «ПримГРЭС – Юг» в единичной ремонтной схеме	1260	1720	1720	1780	1780	1780
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	-405	-322	105	134	114	48
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности максимальной	-890	-612	-185	-156	-176	-242
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме без учета резервирования и аварийности	-740	-462	-65	-36	-57	-122

При формировании балансов мощности отдельных энергорайонов ОЭС Востока учтено аварийное снижение мощности генерирующего оборудования, соответствующее среднестатистической аварийности, достигаемой за счет реализации запланированной реконструкции (модернизации) генерирующего оборудования в рамках принятых решений. При формировании потребности в дополнительной мощности в качестве резервирования учитывается возможность снижения величины экспорта.

В случае неучета фактора аварийности генерирующего оборудования, в 2030 году дефицит мощности в северной части энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области и за КС «Переход через Амур» отсутствует, а величина дефицита мощности в остальных энергорайонах в 2030 году составит:

- не менее 208 МВт в энергорайоне ОЭС Востока, ограниченном КС «Районная – Городская» и КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18», в том числе не менее 139 МВт в Центральном районе энергосистемы Республики Саха (Якутия);
- не менее 122 МВт в южной части энергосистемы Приморского края.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и локальных дефицитов мощности.

При определении минимально необходимой для покрытия дефицитов активной мощности в отдельных энергорайонах ОЭС Востока величины генерирующей мощности должны учитываться следующие факторы:

- планы по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями на рассматриваемый перспективный период;
- необходимость повышения уровня балансовой надежности;
- необходимость покрытия дефицитов активной мощности в отдельных энергорайонах ОЭС Востока;

– исключение строительства дополнительных протяженных электрических связей для передачи мощности вновь сооружаемых электростанций к узлам нагрузок.

Для покрытия дефицитов активной мощности в отдельных энергорайонах ОЭС Востока целесообразно рассматривать комбинированный вариант развития со строительством дополнительных объектов генерации совместно с развитием электрической сети. Исходя из анализа перспективных режимов работы ОЭС Востока для покрытия дефицитов активной мощности в отдельных энергорайонах ОЭС Востока рассматривается следующий объем мероприятий:

– в Центральном районе энергосистемы Республики Саха (Якутия) сооружение Гарантированной генерации установленной мощностью не менее 233 МВт;

– в энергорайоне за КС «Переход через Амур» сооружение Гарантированной генерации установленной мощностью не менее 445 МВт, в том числе не менее 242 МВт – в южной части энергосистемы Приморского края. При этом в случае отсутствия возможности размещения новой генерации в объеме 242 МВт в южной части энергосистемы Приморского края дефицит мощности может быть покрыт путем строительства Гарантированной генерации в объеме не менее 445 МВт в энергорайоне, ограниченном КС «Переход через Амур» и КС «ПримГРЭС – Юг», со строительством второй ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг;

– строительство ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская с реконструкцией ПС 500 кВ Комсомольская с установкой второго автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА для покрытия дефицита мощности в северной части энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области.

При этом оставшаяся часть дефицита электрической энергии, эквивалентная 519 МВт Гарантированной генерации, может быть покрыта путем строительства на территории ОЭС Востока СЭС и ВЭС суммарной установленной мощностью порядка 1700 МВт.

Генерирующие объекты, подлежащие строительству, должны быть отобраны по результатам долгосрочного конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов.

Мероприятия по обеспечению схемы выдачи мощности генерирующих объектов подлежат определению в рамках отдельного проектирования.

Энергосистема г. Москвы и Московской области.

Энергосистема г. Москвы и Московской области включает в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

- город Москва;
- Московская область.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей энергосистемы г. Москвы и Московской области выполнен анализ режимно-балансовой ситуации.

Основные показатели баланса мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 43. С учетом решений Протокола совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 29.10.2024 №АН-П51-115пр (далее – Протокол от 29.10.2024) при формировании потребности в дополнительной мощности учитывается резервирование в размере 15 % от собственного максимума потребления мощности энергосистемы Москвы и Московской области.

Таблица 43 – Баланс мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления энергосистемы г. Москвы и Московской области	22309	22705	23048	23411	23723	24044
Дополнительная мощность для резервирования в размере 15 %	3346	3406	3457	3512	3558	3607
Потребность в мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области	25655	26111	26505	26923	27281	27651
Располагаемая мощность электростанций	15831	15838	16772	16772	16772	16772
Аварийность максимальная	500	500	500	500	500	500
Пропускная способность электрической сети, ограничивающей энергорайон	8300	8300	8300	8300	8300	8300
Возможность по покрытию потребления энергосистемы г. Москвы и Московской области	23631	23638	24572	24572	24572	24572
Дополнительная потребность в мощности для обеспечения стратегического резерва 15 % с учетом рисков непрогнозируемого роста потребления и учетом аварийности максимальной	2024	2473	1933	2351	2709	3079
С учетом мероприятий по усилению электрической сети, включая строительство заходов ВЛ 500 кВ Ногинск – Бескудниково на ПС 500 кВ Трубино, строительство ЛЭП 220 кВ Дорохово – Созвездие, строительство ПС 500 кВ с установкой двух АТ 500/220 кВ с заходами ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская и ЛЭП 220 кВ, а также перекоммутацию в ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Михайловская						
Пропускная способность электрической сети, ограничивающей энергорайон	8500	8500	8500	9050	9500	9500
Дополнительная потребность в мощности для обеспечения стратегического резерва 15 % с учетом рисков непрогнозируемого роста потребления и учетом аварийности максимальной	1824	2273	1733	1601	1509	1879
Дополнительная потребность в мощности без учета резервирования и аварийности	0	0	0	0	0	0

Анализ баланса мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности в период 2025–2030 годов потребность в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области составит 3079 МВт в 2030 году.

Согласно плану мероприятий («дорожная карта») по повышению надежности и развитию сетевой инфраструктуры и объектов генерации энергосистемы г. Москвы и Московской области планируется реализация следующих мероприятий:

- реконструкция ПС 500 кВ Михайловская с перезаводом ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Чагино с отпайкой на ПС Калужская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Новокаширская (в 2025 году);
- строительство заходов КВЛ 500 кВ Ногинск – Бескудниково на ПС 500 кВ Трубино (в 2028 году);
- строительство ВЛ 220 кВ Дорохово – Созвездие (в 2028 году);

– строительство ПС 500 кВ на границе Московской и Тульской областей с автотрансформаторами 500/220 кВ с заходами ЛЭП 220 кВ и заходами ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская (в 2029 году).

Реализация вышеуказанных мероприятий снижает потребность в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области до 1879 МВт в 2030 году.

В случае неучета фактора аварийности генерирующего оборудования, а также резервирования потребления мощности в размере 15 %, потребность в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области в 2030 году отсутствует.

С учетом анализа режимно-балансовой ситуации за сечением, отделяющим южный энергорайон г. Москвы и Московской области от остальной энергосистемы г. Москвы и Московской области, а также от энергосистемы Калужской области, энергосистемы Рязанской области и энергосистемы Тульской области (далее – сечение Южного энергорайона) реализация мероприятий по покрытию потребности в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области целесообразно выполнять в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области.

Сечение Южного энергорайона включает в себя ВЛ 500 кВ Белый Раст – Западная, ВЛ 500 кВ Ногинск – Каскадная, ВЛ 500 кВ Михайловская – Чагино с отпайкой на ПС Калужская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Новокаширская, ВЛ 220 кВ Дорохово – Кедрово, КВЛ 220 кВ Западная – Слобода I, II цепи, КВЛ 220 кВ Западная – Радищево, КВЛ 220 кВ Западная – Куркино, КВЛ 220 кВ Куркино – Герцево, КЛ 220 кВ Яшино – Новобратцево № 1, № 2, КЛ 220 кВ Гражданская – Ваганьковская № 1, № 2, КЛ 220 кВ Белорусская – Бутырки № 1, № 2, КЛ 220 кВ Абрамово – Горьковская № 1, № 2, КВЛ 220 кВ Перерва – Баскаково, КВЛ 220 кВ Борисово – Баскаково, ВЛ 220 кВ Жулебино – Восточная, КЛ 220 кВ Красносельская – Кожевническая № 1, № 2, ЛЭП 220 кВ Каскадная – Руднево 1, 2, КВЛ 220 кВ ЦАГИ – Ногинск, ВЛ 220 кВ Шибаново – Нежино, ВЛ 220 кВ Шатурская ГРЭС – Нежино I, II цепи, ВЛ 220 кВ Шатурская ГРЭС – Пески, ВЛ 220 кВ Шатурская ГРЭС – Крона, ВЛ 220 кВ Михайловская – Осетр, ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Каширская ГРЭС, ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая, КВЛ 220 кВ Приокская – Бугры, ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ – Ока, ВЛ 220 кВ Шипово – Ока, ВЛ 220 кВ Метзавод – Кедрово, ВЛ 220 кВ Метзавод – Латышская, АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Новобратцево, АТ-1, АТ-2 на ПС 220 кВ Ивановская (после реконструкции ПС 110 кВ Ивановская с переводом на напряжение 220 кВ), АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Гражданская, ШСЭВ 220 кВ ПС 220 кВ Центральная, а также электрические связи 110 кВ.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности.

Исходя из анализа перспективных режимов работы энергосистемы г. Москвы и Московской области и южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области с учетом:

– планов по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями в рамках действующих договоров об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям, учтенных при разработке прогноза потребления электрической мощности на рассматриваемый перспективный период;

– существующей динамики развития рассматриваемого региона, появления новых точек роста экономики и соответствующего роста инвестиционного интереса к региону,

в соответствии с пунктом 2 Протокола от 29.10.2024 для покрытия потребности в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области за основу принят следующий сценарий развития электрических сетей:

– строительство двух линий электропередачи переменного тока 750 кВ «Грибово – Москва» и «Курская АЭС – Москва» в 2030 году;

– реконструкция и строительство объектов электросетевого хозяйства 220–500 кВ в период с 2025 по 2030 год.

Дополнительно для обеспечения покрытия потребления мощности на период до 2036 года предусматривается строительство одной линии электропередачи постоянного тока «Нововоронежская АЭС – Москва» в 2032 году.

В части развития генерирующих мощностей в соответствии с решениями совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака необходимо обеспечить строительство одного энергоблока установленной мощностью 450 МВт на Каширской ГРЭС и двух энергоблоков на ТЭЦ-25 и ТЭЦ-26 установленной мощностью по 250 МВт на каждой ТЭЦ (суммарно 950 МВт).

Мероприятия по обеспечению схемы выдачи мощности генерирующих объектов подлежат определению в рамках отдельного проектирования.

8 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 период 2025–2030 годов возрастет по сравнению с 2023 годом на 14648 МВт (5,9 %) и составит 262812,9 МВт, в том числе: АЭС – 30393 МВт, ГЭС – 49467,7 МВт, ГАЭС – 2198,9 МВт, ТЭС – 170890,4 МВт, ВЭС, СЭС – 9862,8 МВт.

В структуре установленной мощности доля АЭС снизится относительно фактических 11,90 % в 2023 году до 11,57 % в 2030 году. Доля ТЭС снизится относительно фактических 65,97 % в 2023 году до прогнозных 65,02 % в 2030 году, доля ГЭС, ГАЭС снизится с 20,24 % до 19,66 %, доля ВЭС, СЭС возрастет с 1,89 % до 3,75 %.

В рамках обеспечения приоритетных направлений развития электроэнергетики (экологически чистых технологий) в период 2025–2030 годов предполагается ввод в работу 4523,8 МВт ВЭС и СЭС в рамках программы поддержки развития ВИЭ.

Величина установленной мощности по ЕЭС России и синхронным зонам ЕЭС России в период 2023–2030 годов представлена в таблице 44 и на рисунке 21. Структура установленной мощности по типам электростанций по ЕЭС России в период 2023–2030 годов показана на рисунке 22.

Таблица 44 – Установленная мощность электростанций по ЕЭС России и синхронным зонам ЕЭС России, МВт

Наименование	2023 г. факт	2024 г. (ожидается)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ЕЭС России	248164,9	249570,5	253526,8	254807,5	257201,2	261624,1	263662,9	262812,9
АЭС	29543	28543	29743	29743	30943	31243	31243	30393
ТЭС	163712	165351,2	166480,4	167046,2	167286	169610,4	170890,4	170890,4
ГЭС	48866,7	48981,4	49053,3	49172,7	49329,7	49381,4	49467,7	49467,7
ГАЭС	1355,9	1355,9	1355,9	1358,9	1358,9	2198,9	2198,9	2198,9
ВЭС	2517,8	2804,7	3706,2	3877,7	4383,9	5070,4	5742,9	5742,9
СЭС	2169,6	2534,3	3188,0	3609,0	3899,6	4119,9	4119,9	4119,9
1-я синхронная зона	236953	238258,6	242120,4	243113,1	244725,4	248133,3	250172,1	249322,1
АЭС	29543	28543	29743	29743	30943	31243	31243	30393
ТЭС	157117,6	158656,8	159691,5	159969,3	159531,7	160841,1	162121,1	162121,1
ГЭС	44249,2	44363,9	44435,8	44555,2	44608,2	44659,9	44746,2	44746,2
ГАЭС	1355,9	1355,9	1355,9	1358,9	1358,9	2198,9	2198,9	2198,9
ВЭС	2517,8	2804,7	3706,2	3877,7	4383,9	5070,4	5742,9	5742,9
СЭС	2169,6	2534,3	3188,0	3609,0	3899,6	4119,9	4119,9	4119,9
2-я синхронная зона	11211,9	11311,9	11406,4	11694,4	12475,8	13490,8	13490,8	13490,8
АЭС	–	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	6594,4	6694,4	6788,9	7076,9	7754,3	8769,3	8769,3	8769,3
ГЭС	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4721,5	4721,5	4721,5	4721,5
ГАЭС	–	–	–	–	–	–	–	–
ВЭС	–	–	–	–	–	–	–	–
СЭС	–	–	–	–	–	–	–	–

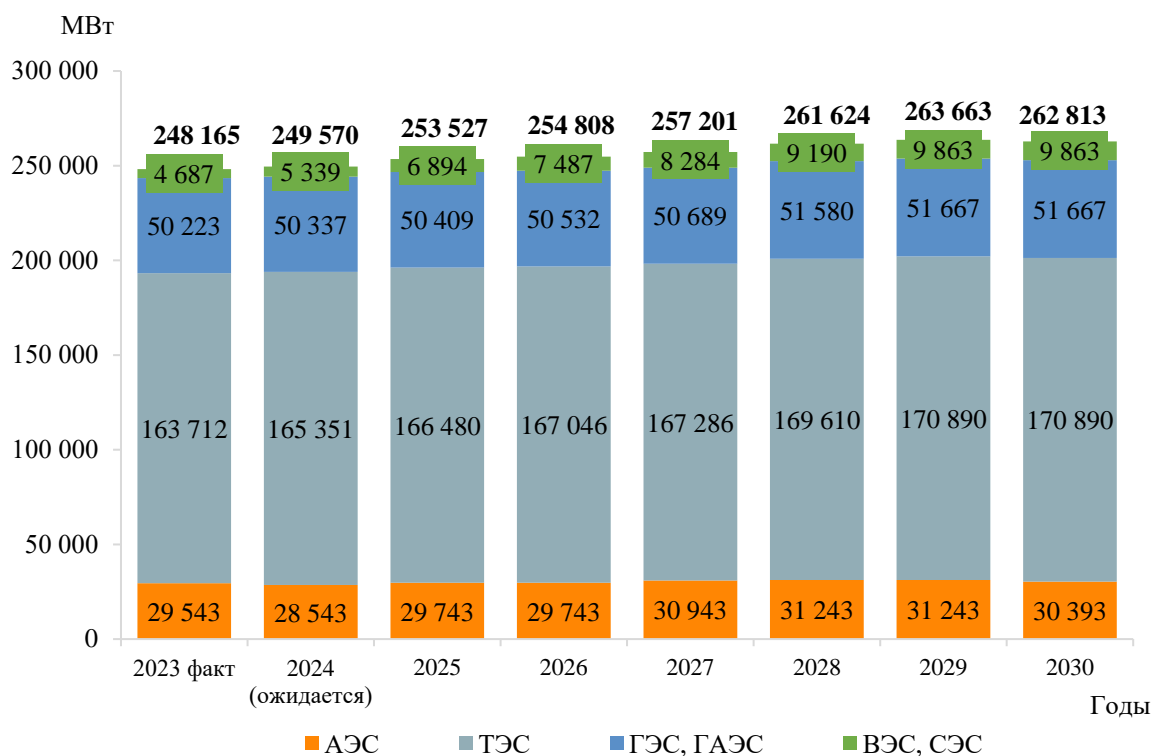


Рисунок 21 – Установленная мощность на электростанциях ЕЭС России

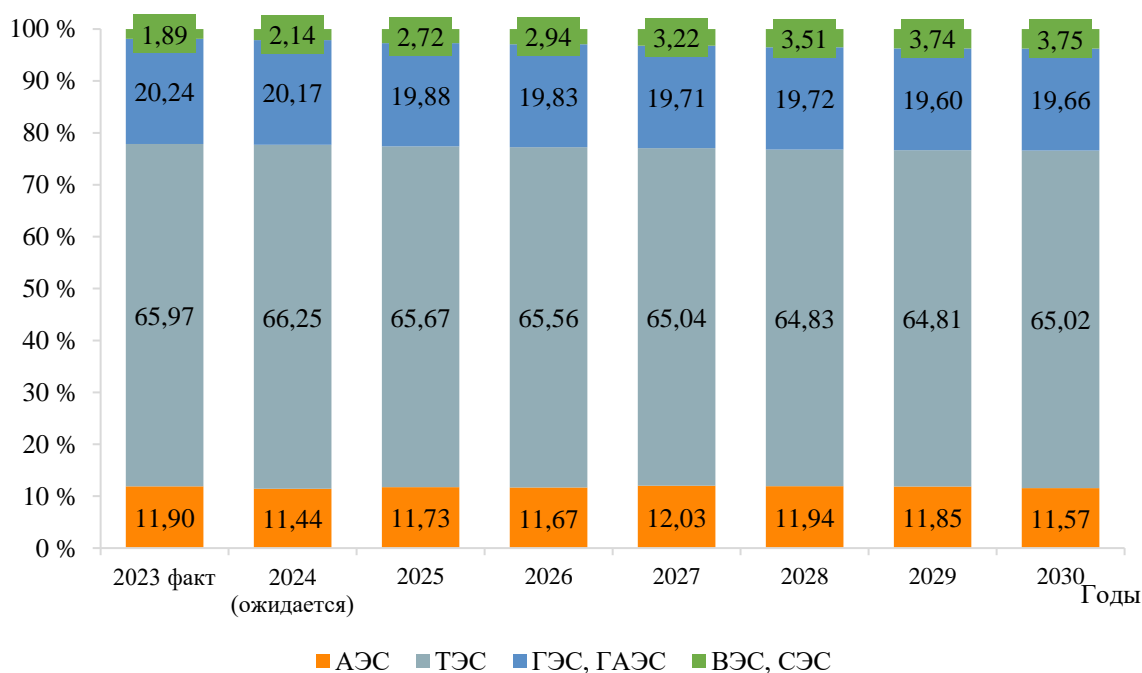


Рисунок 22 – Структура установленной мощности на электростанциях ЕЭС России

9 Прогноз потребности в топливе организаций электроэнергетики ЕЭС России и синхронных зон, включающий потребность тепловых электростанций ЕЭС России и синхронных зон в органическом топливе на среднесрочный 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 45).

Таблица 45 – Производство электрической энергии на ТЭС ЕЭС России в 2025–2030 годах, млн кВт·ч

Наименование	Прогноз					
	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Выработка электрической энергии при средневодных условиях	777547	806699	823473	842880	847024	860996

Динамика потребности в органическом топливе ТЭС ЕЭС России для рассматриваемого варианта представлена в таблице 46.

Таблица 46 – Потребность ТЭС ЕЭС России в органическом топливе на период 2025–2030 годов

Наименование	Прогноз					
	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность ТЭС в топливе, тыс. т у.т.	327321	337591	342615	348240	349601	354282
газ	232742	238759	243732	248355	247652	251375
нефтетопливо	1666	1689	1742	1754	1747	1755
уголь	76878	80084	79938	80815	82828	83771
прочее топливо	16035	17059	17203	17316	17374	17381
Потребность ТЭС в топливе, %						
газ	71,10	70,72	71,14	71,32	70,84	70,95
нефтетопливо	0,51	0,51	0,51	0,50	0,50	0,50
уголь	23,49	23,72	23,33	23,21	23,69	23,65
прочее топливо	4,90	5,05	5,02	4,97	4,97	4,90

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 65,0 % до 66,1 %. Потребность в органическом топливе ТЭС возрастет с 327,3 млн т у.т. в 2025 году до 354,3 млн т у.т. в 2030 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 2025 году составит 316,5 г/кВт·ч, в 2030 году – 314,8 г/кВт·ч.

Структура используемого топлива в рассматриваемом периоде остается практически без изменений: на долю газа приходится 70,7–71,3 %, на долю угля – 23,2–23,7 %, на долю нефтепродукта и прочего топлива – порядка 5 %.

Прогноз потребности ТЭС в различных видах органического топлива по синхронным зонам ЕЭС России приведен в таблице 47.

Таблица 47 – Потребность ТЭС в органическом топливе по синхронным зонам ЕЭС России на период 2025–2030 годов, тыс. т у.т.

Наименование	Годы	Расход условного топлива, всего	В том числе:			
			Газ	Уголь	Нефте-топливо	Прочее топливо
1-я синхронная зона	2025	312635	226993	68031	1612	15999
	2026	321546	232174	70717	1633	17022
	2027	325791	236389	70551	1684	17167
	2028	329383	239885	70525	1694	17280
	2029	329039	237740	72274	1687	17337
	2030	333710	241268	73403	1695	17344
2-я синхронная зона	2025	14686	5749	8847	54	36
	2026	16046	6585	9366	56	38
	2027	16824	7342	9387	58	37
	2028	18857	8470	10290	60	37
	2029	20562	9912	10554	60	37
	2030	20572	10107	10369	60	37

10 Предложения по комплексным техническим решениям, направленным на повышение эффективности функционирования ЭЭС России и на ликвидацию прогнозных дефицитов электрической энергии и мощности, включающие общую характеристику проблем ЭЭС России, требующих комплексного подхода к разработке технических решений. Технико-экономическое обоснование комплексных технических решений, направленных на повышение эффективности функционирования ЭЭС России

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

ПС 220/110/10 кВ Ивановская.

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.

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

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 и Плану мероприятий (дорожной карте) по повышению надежности и развитию сетевой инфраструктуры и объектов генерации Московской энергосистемы для реализации комплексного технического решения по развитию сети и обеспечения технической возможности технологического присоединения новых потребителей необходимо выполнить следующие мероприятия:

– реконструкция ПС 110 кВ Ивановская с переводом на напряжение 220 кВ путем установки двух автотрансформаторов мощностью 200 МВА каждый, КРУЭН 220 кВ предполагается выполнить по схеме «четырёхугольник» (№ 220-7), рассчитанное на присоединение 2-х линий 220 кВ, 2-х автотрансформаторов;

– сооружение заходов КВЛ 220 кВ Дорохово – Слобода I цепь ориентировочной протяженностью 1,4 км каждый на ПС 220 кВ Ивановская с образованием ЛЭП 220 кВ Дорохово – Ивановская и ЛЭП 220 кВ Ивановская – Слобода;

– сооружение переключательного пункта РП 110 кВ Восход (рассчитанного на присоединение 6-ти линий 110 кВ и шиносоединительного выключателя) в месте соединения заходов на ПС 110 кВ Звенигород с ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками с образованием следующих ЛЭП 110 кВ:

- 1) КВЛ 110 кВ Ивановская – Восход I, II цепь;
- 2) КВЛ 110 кВ Кубинка – Восход I, II цепь с отпайками;
- 3) КЛ 110 кВ Восход – Звенигород № 1, 2.

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 КВЛ 110 кВ Ивановская – Восход I, II цепь с увеличением пропускной способности до величины ДДТН не менее 1145 А при ТНВ -26 °С и АДТН не менее 1307 А при ТНВ -26 °С путем реконструкции ЛЭП.

Пропускная способность вновь сооружаемых КЛ 110 кВ Восход – Звенигород № 1, 2 должна быть ДДТН не менее 675 А, АДТН не менее 1002 А при работе 2-х цепей и ДДТН 880 А, АДТН не менее 2495 А при работе 1-й цепи при ТНВ -26 °С.

Вышеуказанные мероприятия по развитию сети должны быть уточнены в ходе выполнения ПИР в 2024 году.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024–2026 годы.

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 сооружение кабельных заходов ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Звенигород (ориентировочной протяженностью 4 км каждый, 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.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

10.2 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 фазоповоротных трансформаторов на Воткинской ГЭС и оценка экономического

эффекта, обусловленного перераспределением нагрузки между электростанциями центральной части ЕЭС России и электростанциями ОЭС Урала и ОЭС Сибири.

По итогам предварительной оценки возможного экономического эффекта определено, что суммарный экономический эффект от ввода фазопоротных трансформаторов 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 – увеличение выработки электростанций ОЭС Сибири и ОЭС Урала и разгрузка электростанций ОЭС Средней Волги, Юга или Центра.

Устанавливаемые фазопоротные трансформаторы на Воткинской ГЭС обеспечивают:

- 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 и ОЭС Сибири;
- 4) увеличение диапазона для оптимизации загрузки электростанций на этапе ВСВГО и РСВ;
- 5) минимизацию ограничений схемы выдачи мощности Воткинской ГЭС.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «РусГидро».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

Ориентировочный срок окупаемости мероприятия(й) – 1–2 года.

11 Предложения по развитию магистральных электрических сетей

Развитие электрической сети напряжением 220 кВ и выше ЕЭС России в период 2025–2030 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 2025–2030 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 2025–2030 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 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.

11.1 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 2025–2030 годы, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности) в ЕЭС

России, предусмотренного программой развития ЕЭС России, надежности функционирования ЕЭС России, приведен в приложении В, 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 с образованием второй цепи 330 кВ для исключения существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений 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 ориентировочной протяженностью 4,2 км в районе города Оленегорск, что позволит подключить по проектной схеме вторую ВЛ 330 кВ Выходной – Мончегорск.

ОЭС Центра:

– строительство новой ПС 750 кВ в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области с двумя автотрансформаторами 750/500 кВ мощностью 1251 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 417 МВА каждый) каждый и двумя автотрансформаторами 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) каждый с заходами 220–500 кВ на новую ПС 750 кВ;

– строительство ЛЭП 750 кВ Грибово – новая ПС 750 кВ ориентировочной протяженностью 135 км;

– строительство ЛЭП 750 кВ Курская АЭС – новая ПС 750 кВ ориентировочной протяженностью 500 км;

– строительство участка ВЛ 330 кВ от ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Сумы Северная до ПС 330 кВ Белгород с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Белгород с отпайкой на ПС Сумы Северная для исключения существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы Белгородской области за пределы допустимых значений;

– строительство ПП 330 кВ Мирный (Суджа) с реконструкцией ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Белгород с отпайкой на ПС Сумы Северная с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Мирный, ВЛ 330 кВ Мирный – Сумы Северная и ВЛ 330 кВ Белгород – Мирный реализуется в рамках исполнения распоряжения Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р;

– реконструкция ПС 750 кВ Белый Раст с установкой одного ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для исключения повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений в энергосистеме г. Москвы и Московской области;

– реконструкция ПС 500 кВ Западная с установкой двух линейных ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый в КВЛ 500 кВ Западная – Очаково и ВЛ 500 кВ Белый Раст – Западная для исключения повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений в энергосистеме г. Москвы и Московской области;

– реконструкция ПС 500 кВ Очаково с установкой одного ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для исключения повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений в энергосистеме г. Москвы и Московской области;

– реконструкция ПС 500 кВ Бескудниково с установкой двух линейных ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый в КВЛ 500 кВ Белый Раст – Бескудниково и КВЛ 500 кВ Трубино – Бескудниково для исключения повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений в энергосистеме г. Москвы и Московской области;

– строительство заходов КВЛ 500 кВ Ногинск – Бескудниково на ПС 500 кВ Трубино ориентировочной протяженностью 5 км каждый;

– реконструкция ПС 500 кВ Михайловская с перезаводом ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Чагино с отпайкой на ПС Калужская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Новокаширская ориентировочной протяженностью 3,3 км;

– строительство ПС 500 кВ на границе Тульской области и Московской области с двумя автотрансформаторами 500/220 кВ мощностью 501 МВА каждый с заходами ЛЭП 220 кВ и заходами ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская на ПС 500 кВ ориентировочной протяженностью 10 км каждый;

– строительство ПС 220 кВ Красная с двумя трансформаторами 220/20/20 кВ мощностью 100 МВА каждый на территории ТиНАО г. Москвы и заходами ВЛ 220 кВ Встреча – Лесная, ориентировочной протяженностью 2,9 км;

– реконструкция ПС 500 кВ Очаково с заменой кабельной ошиновки ячеек 220 кВ и 110 кВ АТ-5 220/110/20 кВ с увеличением пропускной способности;

– строительство ПС 220 кВ Ильино с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходами КВЛ 220 кВ Котово – Бугры на ПС 220 кВ Ильино ориентировочной протяженностью 0,2 км каждый;

– реконструкция ПС 220 кВ Владыкино с заменой трансформаторов Т-1 220/10/10 кВ и Т-2 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 220/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый;

– строительство ПС 220 кВ Чехов с двумя автотрансформаторами 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА каждый с заходами ЛЭП 110 кВ и заходами ВЛ 220 кВ Бугры – ГТЭС Коломенское на ПС 220 кВ Чехов ориентировочной протяженностью 1,62 км каждый;

– строительство ПС 220 кВ Дементьево с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 125 МВА каждый с заходами ВЛ 220 кВ ЦАГИ – Нежино II цепь на ПС 220 кВ Дементьево ориентировочной протяженностью 4,5 км каждый;

– строительство ПС 220 кВ Данилово с двумя автотрансформаторами 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА каждый с заходами ЛЭП 110 кВ и заходами КВЛ 220 кВ Пахра – Ступино на ПС 220 кВ Данилово ориентировочной протяженностью 0,2 км каждый;

– строительство ПС 220 кВ Ромашково (в Одинцовском г.о.) с двумя трансформаторами 220/30 кВ мощностью 63 МВА каждый с заходами КВЛ 220 кВ

Очаково – Красногорская на ПС 220 кВ Ромашково ориентировочной протяженностью 1 км каждый;

– строительство ВЛ 220 кВ Дорохово – Созвездие ориентировочной протяженностью 90 км.

ОЭС Юга:

– строительство ВЛ 500 кВ Астрахань – Трубная ориентировочной протяженностью 420 км для исключения прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений в энергосистеме Астраханской области;

– реконструкция ПС 500 кВ Ростовская с установкой второго автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) для исключения прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений в энергосистеме Ростовской области в части увеличения пропускной способности КС «Платовское»;

– реконструкция ПС 500 кВ Шахты с установкой третьего автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) для исключения прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений в энергосистеме Ростовской области в части увеличения пропускной способности КС «Платовское»;

– строительство ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 №3 ориентировочной протяженностью 39 км для исключения прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений в энергосистеме Ростовской области;

– строительство ПС 220 кВ Левенцовская с двумя автотрансформаторами 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый для исключения прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений в энергосистеме Ростовской области;

– строительство ЛЭП 220 кВ Ростовская – Левенцовская ориентировочной протяженностью 30 км каждая для исключения прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений в энергосистеме Ростовской области;

– реконструкция ПС 330 кВ Армавир с установкой третьего автотрансформатора 330/220/10 кВ мощностью 240 МВА для исключения прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края в части увеличения пропускной способности КС «Юго-Восток»;

– реконструкция ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки с увеличением пропускной способности, реконструкция ПС 330 кВ Армавир и ПС 220 кВ Черемушки с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки с увеличением пропускной способности для исключения прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края в части увеличения пропускной способности КС «Юго-Восток»;

– реконструкция ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк и ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк с увеличением пропускной способности, реконструкция ПС 220 кВ Ветропарк с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк и ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк с увеличением пропускной способности.

ОЭС Урала:

– строительство ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная ориентировочной протяженностью 191 км;

– реконструкция ПС 500 кВ Тюмень с изменением схемы присоединения ВЛ 500 кВ Тобол – Тюмень и ВЛ 500 кВ Тюмень – Беркут с их подключением через полупортную цепочку (необходимость реализации мероприятия определена с учетом повышенной аварийности генерирующего оборудования);

– реконструкция ПС 500 кВ Тюмень с установкой одного автотрансформатора 500/110 кВ мощностью 405 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 135 МВА каждый) с резервной фазой 135 МВА (необходимость реализации мероприятия определена с учетом повышенной аварийности генерирующего оборудования);

– строительство ПП 500 кВ Новолокти на территории Тюменской области, строительство ВЛ 500 кВ Курган – Новолокти ориентировочной протяженностью 258 км, включая участок существующей ВЛ 500 кВ Курган – Витязь ориентировочной протяженностью 153 км, с демонтажом участка существующей ВЛ 500 кВ Курган – Витязь ориентировочной протяженностью 25 км, строительство ВЛ 500 кВ Новолокти – Таврическая ориентировочной протяженностью 380 км, строительство ВЛ 500 кВ Беркут – Витязь ориентировочной протяженностью 245 км, включая участок существующей ВЛ 500 кВ Курган – Витязь ориентировочной протяженностью 114 км. Перечень мероприятий требует уточнения на этапе разработки проектной документации.

ОЭС Сибири:

– строительство ПС 500 кВ Карасук с одним автотрансформатором 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой мощностью 167 МВА, установкой четырех ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый, строительство ВЛ 500 кВ Алтай – Карасук ориентировочной протяженностью 428 км, строительство ВЛ 500 кВ Таврическая – Карасук ориентировочной протяженностью 371 км, реконструкция ПС 500 кВ Таврическая с установкой трех ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с двумя резервными фазами мощностью 60 Мвар каждая, реконструкция ПС 1150 кВ Алтай с установкой двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с резервной фазой мощностью 60 Мвар, строительство ВЛ 220 кВ Карасук – Урожай ориентировочной протяженностью 1,5 км.

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 реализации комплекса мероприятий, включающего в себя строительство ПП 500 кВ Новолокти на территории Тюменской области, строительство ВЛ 500 кВ Курган – Новолокти

ориентировочной протяженностью 258 км, строительство ВЛ 500 кВ Новолокти – Таврическая ориентировочной протяженностью 380 км, строительство ВЛ 500 кВ Беркут – Витязь ориентировочной протяженностью 245 км, строительство ПС 500 кВ Карасук с одним автотрансформатором 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой мощностью 167 МВА, установкой четырех ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый, строительство ВЛ 500 кВ Алтай – Карасук ориентировочной протяженностью 428 км, строительство ВЛ 500 кВ Таврическая – Карасук ориентировочной протяженностью 371 км, реконструкцию ПС 500 кВ Таврическая с установкой трех ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с двумя резервными фазами мощностью 60 Мвар каждая, реконструкцию ПС 1150 кВ Алтай с установкой двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с резервной фазой мощностью 60 Мвар, строительство ВЛ 220 кВ Карасук – Урожай ориентировочной протяженностью 1,5 км;

– строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча и новой ВЛ 220 кВ Таксимо – Чара для объединения на параллельную синхронную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока на этапе 2028 года;

– реконструкция ПС 500 кВ Ново-Зиминская с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый, с заменой ошиновки ячеек 110 кВ АТ-1, АТ-2 с увеличением пропускной способности для исключения перспективных рисков ввода ГАО в энергорайоне ПС 500 кВ Ново-Зиминская.

ОЭС Востока:

– строительство ПП 500 кВ Агорта с заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1, заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2, строительство ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия ориентировочной протяженностью 279,572 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 исключения существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений;

– строительство ПС 500 кВ Даурия с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар со строительством ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 1,581 км и 1,598 км, реконструкцией ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сковородино со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 0,586 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручи/т, реконструкцией ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,47 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т, реконструкцией ВЛ 220 кВ Сковородино – Уруша/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,47 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т и реконструкцией КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 1 со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,281 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Тында (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 исключения существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений;

– реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой третьего автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 63 МВА для исключения существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений;

– реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с изменением схемы присоединения ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар и ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар с их подключением на разные секции шин 220 кВ РУ 220 кВ для исключения ограничений потребителей ПС 220 кВ Сунтар при аварийном отключении 1 С 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар во всех режимно-балансовых ситуациях;

– строительство ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг ориентировочной протяженностью 455,093 км со строительством ПС 500 кВ Варяг с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар, реконструкцией РУ 500 кВ Приморской ГРЭС с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар и реконструкцией ВЛ 500 кВ Владивосток – Лозовая, ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ – Береговая-2 (в объеме строительства заходов на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 2,735 км (1,184 км и 1,551 км) и 14,458 км (7,204 км и 7,254 км) соответственно) (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 исключения существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений.

11.2 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 ЕНЭС, на период 2025–2030 годов приведен в приложении Г, в том числе:

ОЭС Центра:

– строительство заходов ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Железногорская в КРУЭ 330 кВ Курской АЭС-2 ориентировочной протяженностью 1 км каждый, перезавод Блока 3 Курской АЭС из ОРУ 750 кВ Курской АЭС (2 очередь) в ОРУ 330 кВ Курской АЭС (1 очередь);

– 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 – Ярцево № 2 ориентировочной протяженностью 30 км каждая, строительство заходов ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС – Трубино на ПС 500 кВ

Ярцево ориентировочной протяженностью 6 км каждая для обеспечения выдачи мощности Загорской ГАЭС-2;

– строительство КРУЭ 220 кВ Каширская ГРЭС для обеспечения выдачи мощности энергоблоков № 1 и № 2 Каширской ГРЭС;

– строительство ПС 220 кВ Заводская с трансформатором Т-1 220/10 кВ мощностью 16 МВА, трансформатором Т-2 220/10 кВ мощностью 95 МВА и трансформатором Т-3 10/10 кВ мощностью 16 МВА для обеспечения выдачи мощности генерирующих объектов ООО «АГК-1» в районе города Наро-Фоминска.

ОЭС Юга:

– строительство РУ 220 кВ Ольховской ВЭС с двумя трансформаторами 220/35/35 кВ мощностью 160 МВА каждый, строительство заходов ВЛ 220 кВ Петров Вал – Таловка на РУ 220 кВ Ольховской ВЭС ориентировочной протяженностью 39,8 км каждый для выдачи мощности Ольховской ВЭС.

ОЭС Средней Волги:

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

ОЭС Сибири:

– строительство РУ 220 кВ и РУ 110 кВ АЭС БРЕСТ с одним трансформатором 220/6,3 кВ мощностью 16 МВА и одним трансформатором 110/6,3 кВ мощностью 16 МВА, строительство ВЛ 220 кВ АЭС БРЕСТ – ГПП-220 ориентировочной протяженностью 17 км и строительство заходов ВЛ 220 кВ Восточная – ЭС-2 СХК (Т-202) на РУ 220 кВ АЭС БРЕСТ ориентировочной протяженностью 5 км каждый для обеспечения выдачи мощности электростанции и технологического присоединения потребителей АО «СХК»;

– строительство РУ 220 кВ Ононской СЭС с одним трансформатором 220 кВ мощностью 125 МВА, строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Харанорская ГРЭС – Шерловогорская на Ононскую СЭС ориентировочной протяженностью 0,1 км, строительство ВЛ 220 кВ Маккавеево – Чита ориентировочной протяженностью 118,2 км для обеспечения выдачи мощности Ононской СЭС.

ОЭС Востока:

– строительство ПС 220 кВ Невельская с заходами КВЛ 220 кВ Тында – Лопча на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 1,2 км и 2 км, строительство заходов существующей КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 1,1 км и 2,6 км, реконструкция КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 2 со строительством участка до ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 11,2 км с образованием ВЛ 220 кВ Невельская – Сквородино, строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Невельская № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 193 км каждая, строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Невельская ориентировочной протяженностью 163 км для выдачи мощности энергоблоков № 4 и № 5 Нерюнгринской ГРЭС;

– строительство заходов ВЛ 220 кВ Зеленый Угол – Суходол на Шкотовскую ТЭЦ ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый, строительство заходов ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна с отпайкой на ПС Западная на ПС 220 кВ Угловая ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый, строительство

ПС 220 кВ Угловая с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА для выдачи мощности Шкотовской ТЭЦ;

– строительство двух шинопроводов 220 кВ от блочных трансформаторов ТГ-4, ТГ-5 Партизанской ГРЭС до ПП 220 кВ Партизанск ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый для обеспечения выдачи мощности блоков № 4 и № 5 Партизанской ГРЭС.

11.3 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 ЕНЭС, на период 2025–2030 годов приведен в приложении Г, в том числе:

ОЭС Северо-Запада.

Для обеспечения технологического присоединения новых крупных потребителей ООО «НОВАТЭК-Мурманск», АО «Цемент», АО «Парус», ООО «БХК», ООО «РусХимАльянс», ООО «Приморский УПК», ОАО «РЖД» и других, предусмотрен ввод в эксплуатацию ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 433,2 км, трансформаторной мощности 3290 МВА.

ОЭС Центра.

Для обеспечения технологического присоединения новых крупных потребителей АО «Специализированный застройщик «ЛСР. Недвижимость-М», ООО «ПромСорт-Калуга», АО «Газпромнефть-МНПЗ», ОАО «РЖД», ООО «Внуково Логистик», АО «ОЭЗ «Технополис Москва» и других планируется ввод в эксплуатацию ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 272,7 км, трансформаторной мощности 2833 МВА.

ОЭС Юга.

Для обеспечения технологического присоединения новых крупных потребителей АО «Донские биотехнологии», АО «Агрокомплекс Сунжа», АО «Новошахтинский завод нефтепродуктов», ООО «КУБ-С», ГУП РК «Черноморнефтегаз» и других планируется ввод в эксплуатацию ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 428,2 км, трансформаторной мощности 2445 МВА.

ОЭС Средней Волги.

Для обеспечения технологического присоединения новых крупных потребителей ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» и АО «МЗ Балаково» планируется ввод в эксплуатацию ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 15,1 км, трансформаторной мощности 662 МВА.

ОЭС Урала.

Для обеспечения технологического присоединения новых крупных потребителей ПАО «НК «Роснефть», АО «Тюменнефтегаз», ООО «СШХ»,

АО «НК «Конданефть», ООО «КанБайкал», АО «Транснефть-Урал» и других планируется ввод в эксплуатацию ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 533,6 км, трансформаторной мощности 1388,6 МВА, средств компенсации реактивной мощности 410 Мвар.

ОЭС Сибири.

Для обеспечения технологического присоединения новых крупных потребителей ОАО «РЖД», ООО «Тепличный комплекс «Гусиноозерский», ПАО «Газпром», АО «Тонода», ООО «Полюс Сухой Лог», АО «Богучанский алюминиевый завод», ООО «Красноярское ГРП», ООО «Группа «Магнезит», АО «ГринФилд», ООО «Нэолайн», ООО «Голевская ГРК», ООО «Култуминское» и других планируется ввод в эксплуатацию ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 2236 км, трансформаторной мощности 11649 МВА.

С целью покрытия перспективных нагрузок энергосистем Иркутской области и Республики Бурятия, обусловленных реализацией масштабного проекта по реконструкции инфраструктуры и расширению БАМ, освоением Ковыктинского месторождения ПАО «Газпром» и освоением новых перспективных месторождений золотосодержащих руд Сухой Лог и Чёртово Корыто требуется реализация ряда основных мероприятий по развитию электрических сетей 500 кВ:

– реконструкция ПС 220 кВ Таксимо со строительством РУ 500 кВ и установкой автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА;

– строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо ориентировочной протяженностью 235,836 км.

ОЭС Востока.

Для обеспечения технологического присоединения новых крупных потребителей ОАО «РЖД», ООО «Приморский металлургический завод», АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики», ООО «Рудник Таборный», ЗАО «Находкинский завод минеральных удобрений», ООО «Эльгауголь», ООО «Дальнегорский ГОК» и других планируется ввод в эксплуатацию ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 1817,6 км, трансформаторной мощности 4370 МВА.

12 Информация о развитии устройств и комплексов релейной защиты и автоматики

В таблице 48 представлен перечень мероприятий по установке (модернизации) устройств и комплексов релейной защиты и автоматики на объектах 220 кВ и выше.

Таблица 48 – Перечень мероприятий по установке (модернизации) устройств и комплексов релейной защиты и автоматики на объектах 220 кВ и выше

№ п/п	Наименование энергосистемы (субъект Российской Федерации)	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
1	Энергосистема Мурманской области (Мурманская область)	Создание на ПС 330 кВ Титан устройств: – АОПО ВЛ 150 кВ Титан – Главная № 1 (Л-207); – АОПО ВЛ 150 кВ Титан – Главная № 2 (Л-208)	–	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Энергосистема Белгородской области	Создание на ПС 330 кВ Белгород устройства АПНУ	–	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	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 существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов (Тюменская область)	Модернизация на ПС 500 кВ Тюмень устройств: – АОПО ВЛ 220 кВ Тюмень – ТММЗ I и II цепь; – АОПО 1,2 АТГ ПС 500 кВ Тюмень ²⁾	–	х	–	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов (Тюменская область)	Создание на ПС 500 кВ Тюмень устройства АОПО АТГ 500/110 кВ мощностью 405 МВА ²⁾	–	х	–	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Энергосистема Иркутской области (Иркутская область)	Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь; – АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь	–	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Энергосистема Иркутской области (Иркутская область)	Создание на ПС 220 кВ Киренга устройств: – АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30); – АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31)	–	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	Энергосистема Иркутской области (Иркутская область)	Создание на ПС 220 кВ Черемхово устройств: – АОПО АТ-1; – АОПО АТ-2	–	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
9	Энергосистема Иркутской области (Иркутская область)	Создание на Иркутской ГЭС устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Южная II цепь	–	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

№ п/п	Наименование энергосистемы (субъект Российской Федерации)	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
10	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; – АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками	–	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
11	Энергосистема Кемеровской области (Кемеровская область – Кузбасс)	Создание на ПС 220 кВ Краснополянская устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Контрольный с отпайками; – АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Непрерывка с отпайками	–	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
12	Энергосистема Кемеровской области (Кемеровская область – Кузбасс)	Создание на ПС 220 кВ Заикитимская устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Заикитимская – Кемеровская ГРЭС с отпайкой на ПС Космическая; – АОПО ВЛ 110 кВ Заикитимская – Ново-Кемеровская ТЭЦ с отпайкой на ПС Космическая	–	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
13	Энергосистема Кемеровской области (Кемеровская область – Кузбасс)	Создание на ПС 220 кВ Заикитимская устройств: – АОПО АТ-1-125; – АОПО АТ-2-125	–	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
14	Энергосистема Республики Хакасия (Республика Хакасия)	Создание на ПС 220 кВ Сора устройств: – АОПО 1АТ; – АОПО 2АТ	–	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
15	Энергосистема Республики Хакасия (Республика Хакасия)	Создание на ПС 220 кВ Туим устройств: – АОПО 1АТ; – АОПО 2АТ	–	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
16	Энергосистема Республики Саха (Якутия)	Создание устройства АПНУ на ПС 220 кВ Районная с реализацией мероприятий по обеспечению сбора и обработки доаварийной информации, приема и передачи аварийных сигналов и команд, команд реализации управляющих воздействий ¹⁾	–	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Примечания

1 ¹⁾ Создание устройства АПНУ на ПС 220 кВ Районная с реализацией мероприятий по обеспечению сбора и обработки доаварийной информации, приема и передачи аварийных сигналов и команд, команд реализации управляющих воздействий предусматривает:

- 1) создание на ПС 220 кВ Районная устройств:
– ЛАПНУ;

- ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – Районная № 1;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – Районная № 2;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС – Районная № 1 с отпайкой на ПС Чернышевская;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС – Районная № 2 с отпайкой на ПС Чернышевская;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Городская – Районная № 1;
 - устройство телемеханики;
 - датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар;
 - ФОСШ 1С 220 кВ ПС 220 кВ Районная;
 - ФОСШ 2С 220 кВ ПС 220 кВ Районная;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС – Районная № 1 с отпайкой на ПС Чернышевская;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС – Районная № 2 с отпайкой на ПС Чернышевская;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная I цепь;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная II цепь;
 - ПОр ФСМ Мирный (суммарный переток по ВЛ 220 кВ Районная – Мирный № 1 и № 2);
 - ДМ на ВЛ 220 кВ Городская – Районная № 1;
 - ДМ на ВЛ 220 кВ Городская – Районная № 2;
 - ДМ на ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС -Районная № 1 с отпайкой на ПС Чернышевская;
 - ДМ на ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС -Районная № 2 с отпайкой на ПС Чернышевская;
 - ДМ на ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная I цепь;
 - ДМ на ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная II цепь.
- 2) создание на ПС 220 кВ Сунтар устройств:
- ФОЛ ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар;
 - УОН;
 - ПОр ФСМ ПС 220 кВ Сунтар (суммарный переток по АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Сунтар);
- 3) создание на ПС 220 кВ КС-1 устройств:
- ФОЛ ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ НПС-12 – КС-1;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ НПС-12 – КС-1
 - устройства телемеханики;
 - ДМ ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13;
 - ДМ ВЛ 220 кВ НПС-12- КС-1
- 4) создание на ПС 220 кВ Городская устройств:
- устройство телемеханики;
 - ФОСШ 1С 220 кВ ПС 220 кВ Городская;
 - ФОСШ 2С 220 кВ ПС 220 кВ Городская;
 - УОН;
 - ПОр ФСМ Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (суммарный переток по ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй (Нюя) № 1 и № 2 с отпайкой на ПС НПС-11);
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Городская – Районная № 1;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Городская – Районная № 2;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 I цепь;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 II цепь;
 - ДМ ВЛ 220 кВ Городская – Районная № 1;

- ДМ ВЛ 220 кВ Городская – Районная № 2;
- ДМ ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 I цепь;
- ДМ ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 II цепь;
- 5) создание на ПС 220 кВ НПС-12 устройств:
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ НПС-12 – КС-1;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 I цепь;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 II цепь;
 - устройство телемеханики;
 - датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ НПС-12 – КС-1;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ НПС-12 – КС-1;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 I цепь;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 II цепь;
 - ДМ ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 I цепь;
 - ДМ ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 II цепь
- 6) создание на ПС 220 кВ Олекминск устройств:
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13;
 - устройство телемеханики;
 - датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 1 с отпайкой на ПС НПС-14;
 - датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 2 с отпайкой на ПС НПС-14;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 1 с отпайкой на ПС НПС-14;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 2 с отпайкой на ПС НПС-14;
 - ФОСШ 1С 220 кВ ПС 220 кВ Олекминск;
 - ФОСШ 2С 220 кВ ПС 220 кВ Олекминск;
 - УОН;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13;
 - ДМ ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар;
 - ДМ ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13;
- 7) создание на ПС 220 кВ НПС-13 устройств:
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13;
 - устройство телемеханики;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13;
 - ДМ ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13;
 - ДМ ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13
- 8) создание на Вилюйской ГЭС устройств:
 - УОГ;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС – Районная № 1 с отпайкой на ПС Чернышевская;
 - УПАСК ВЛ 220кВ Вилюйская ГЭС – Районная № 2 с отпайкой на ПС Чернышевская;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС – Айхал II цепь;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС – Айхал;
 - устройство телемеханики;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС – Районная № 1 с отпайкой на ПС Чернышевская;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС – Районная № 2 с отпайкой на ПС Чернышевская;
 - ФОСШ 1СШ 220 кВ Вилюйской ГЭС;
 - ФОСШ 2СШ 220 кВ Вилюйской ГЭС;

- ФОСШ 3СШ 220 кВ Вилюйской ГЭС;
 - ФОСШ 4СШ 220 кВ Вилюйской ГЭС;
 - ФОБ 1Г Вилюйской ГЭС;
 - ФОБ 2Г Вилюйской ГЭС;
 - ФОБ 3Г Вилюйской ГЭС;
 - ФОБ 4Г Вилюйской ГЭС;
 - ФОБ 5Г Вилюйской ГЭС;
 - ФОБ 6Г Вилюйской ГЭС;
 - ФОБ 7Г Вилюйской ГЭС;
 - ФОБ 8Г Вилюйской ГЭС;
 - датчик измерения активной мощности на 1Г Вилюйской ГЭС;
 - датчик измерения активной мощности на 2Г Вилюйской ГЭС;
 - датчик измерения активной мощности на 3Г Вилюйской ГЭС;
 - датчик измерения активной мощности на 4Г Вилюйской ГЭС;
 - датчик измерения активной мощности на 5Г Вилюйской ГЭС;
 - датчик измерения активной мощности на 6Г Вилюйской ГЭС;
 - датчик измерения активной мощности на 7Г Вилюйской ГЭС;
 - датчик измерения активной мощности на 8Г Вилюйской ГЭС;
 - ПОр ФСМ Айхало – Удачинского энергорайона (суммарный переток по трем ЛЭП 220 кВ Вилюйская ГЭС – Айхал);
 - ДМ на ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС – Районная № 1 с отпайкой на ПС Чернышевская;
 - ДМ на ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС – Районная № 2 с отпайкой на ПС Чернышевская
- 9) создание на ПС 220 кВ Айхал устройств:
- УПАСК ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС – Айхал II цепь;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС – Айхал;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 № 1;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 № 3;
 - УОН;
- 10) создание на ПС 220 кВ ГПП-6 устройств:
- УПАСК ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 № 1;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 № 3;
 - УОН;
- 11) создание на Светлинской ГЭС устройств:
- датчик измерения активной мощности на 1Г Светлинской ГЭС;
 - датчик измерения активной мощности на 2Г Светлинской ГЭС;
 - датчик измерения активной мощности на 3Г Светлинской ГЭС;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная I цепь;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная II цепь;
 - ФОСШ 1С 220 кВ Светлинской ГЭС;
 - ФОСШ 2С 220 кВ Светлинской ГЭС;
 - ФОБ 1Г Светлинской ГЭС;
 - ФОБ 2Г Светлинской ГЭС;
 - ФОБ 3Г Светлинской ГЭС;
 - устройство телемеханики;
- 12) создание на ПС 220 кВ НПС-15:
- устройство телемеханики;
 - датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 1 с отпайкой на ПС НПС-14;
 - датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 2 с отпайкой на ПС НПС-14;
 - датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга;

- датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 1 с отпайкой на ПС НПС-14;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 2 с отпайкой на ПС НПС-14;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга;
 - ФОСШ 1С 220 кВ ПС 220 кВ НПС-15;
 - ФОСШ 2С 220 кВ ПС 220 кВ НПС-15;
- 13) создание на ПС 220 кВ Нижний Куранах:
- устройство телемеханики;
 - датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16;
 - датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16;
 - ФОСШ 1С 220 кВ ПС 220 кВ Нижний Куранах;
 - ФОСШ 2С 220 кВ ПС 220 кВ Нижний Куранах;
- 14) создание на ПС 220 кВ Амга:
- ФОЛ ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16.
- 2 ²⁾ Необходимость реализации мероприятия определена с учетом повышенной аварийности генерирующего оборудования.

13 Оценка экономических последствий реализации технических решений, предусмотренных схемой и программой развития электроэнергетических систем России

13.1 Прогнозные объемы инвестиций в развитие ЕЭС России и синхронных зон 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 и 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 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 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:

- данных, предоставленных субъектами электроэнергетики в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [3];
- утвержденных инвестиционных программ (проектов инвестиционных программ) субъектов электроэнергетики;
- результатов проведенных конкурсных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе ВИЭ;
- результатов КОММод;
- экономических параметров КОМ НГО;
- данных из открытых источников.

Оценка потребности в инвестиционных ресурсах на развитие электрических сетей напряжением 220 кВ и выше выполнена на основании:

- данных, предоставленных субъектами электроэнергетики в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [3];
- утвержденных инвестиционных программ (проектов инвестиционных программ) субъектов электроэнергетики;
- расчетов, выполненных по УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [4]);
- данных по объектам-аналогам.

Прогноз потребности в инвестиционных ресурсах на развитие генерирующих мощностей по синхронным зонам ЕЭС России, в том числе по типам электростанций, по годам, а также на развитие электрических сетей напряжением 220 кВ и выше в целом по ЕЭС России в период 2024–2030 годов представлен в таблице 49.

Таблица 49 – Прогноз потребности в инвестиционных ресурсах на развитие генерирующих мощностей по синхронным зонам ЕЭС России, в том числе по типам электростанций, по годам, а также на развитие электрических сетей напряжением 220 кВ и выше в целом по ЕЭС России в период 2024–2030 годов

Наименование	Тип станции	Годы							Инвестиции за период 2024–2030 годов, млн руб. (в прогнозных ценах соответствующих лет с НДС)
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
1-я синхронная зона	Все типы	453565,28	638822,56	511422,92	668593,74	690752,58	307374,79	96152,50	3366684,36
	АЭС	171729,23	180462,64	120673,54	131720,21	102930,05	83910,76	96152,50	887578,93
	ГЭС и ГАЭС	37394,51	43687,10	52580,13	53492,81	41525,78	9434,83	0,00	238115,16
	ТЭС	205402,74	297236,18	268984,58	373911,52	397827,09	104561,91	0,00	1647924,02
	ВЭС и СЭС	39038,79	117436,64	69184,68	109469,19	148469,66	109467,28	0,00	593066,24
2-я синхронная зона	Все типы	135647,23	302697,06	352840,61	165202,57	78354,77	48893,38	0,00	1083635,62
	ГЭС и ГАЭС	0	4039,54	764,38	0	0	0	0	4803,91
	ТЭС	135647,23	298657,52	352076,24	165202,57	78354,77	48893,38	0,00	1078831,70
Итого по ЕЭС России	Все типы	589212,51	941519,61	864263,54	833796,31	769107,34	356268,16	96152,50	4450319,98
	АЭС	171729,23	180462,64	120673,54	131720,21	102930,05	83910,76	96152,50	887578,93
	ГЭС и ГАЭС	37394,51	47726,63	53344,51	53492,81	41525,78	9434,83	0,00	242919,08
	ТЭС	341049,97	595893,70	621060,81	539114,09	476181,86	153455,29	0,00	2726755,73
	ВЭС и СЭС	39038,79	117436,64	69184,68	109469,19	148469,66	109467,28	0,00	593066,24
Электрические сети 220 кВ и выше	–	–	–	–	–	–	–	–	1353558,83
Всего с учетом электрических сетей 220 кВ и выше	–	–	–	–	–	–	–	–	5803878,81

Потребность в инвестиционных ресурсах на развитие генерирующих мощностей и электрических сетей напряжением 220 кВ и выше в ЕЭС России в период 2024–2030 годов прогнозируется в размере 5803878,81 млн руб. с НДС, в том числе:

- на развитие генерирующих мощностей – 4450319,98 млн руб. с НДС;
- на развитие электрических сетей напряжением 220 кВ и выше – 1353558,83 млн руб. с НДС.

13.2 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 ЕЭС России, в том числе по классам напряжения, в период 2024–2030 годов представлен в таблице 50.

Таблица 50 – Прогноз потребности в инвестиционных ресурсах на развитие электрических сетей напряжением 220 кВ и выше по синхронным зонам ЕЭС России, в том числе по классам напряжения, в период 2024–2030 годов

Наименование	Класс напряжения	Инвестиции за период 2024–2030 годов, млн руб. (в прогнозных ценах соответствующих лет с НДС)
1-я синхронная зона	Все классы	1009134,00
	1150 кВ	3862,63
	750 кВ	146397,24
	500 кВ	580028,82
	330 кВ	71245,58
	220 кВ	207599,73
2-я синхронная зона	Все классы	344424,83
	500 кВ	184564,15
	220 кВ	159860,68
Итого по ЕЭС России	Все классы	1353558,83
	1150 кВ	3862,63
	750 кВ	146397,24
	500 кВ	764592,97
	330 кВ	71245,58
	220 кВ	367460,41

13.3 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в магистральной сети

Оценка тарифных последствий реализации технических решений в магистральной сети (далее – оценка тарифных последствий) выполнена на основании:

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [5];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

13.3.1 Основные подходы

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой организацией по управлению ЕНЭС (далее – ПАО «Россети»)

при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

– сравнения на прогнозный период НВВ от услуги по передаче электрической энергии ПАО «Россети» и ПВВ от услуги по передаче электрической энергии ПАО «Россети» при существующих механизмах тарифного регулирования;

– сравнения на прогнозный период необходимого среднего тарифа на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС и среднего тарифа, рассчитанного при существующих механизмах тарифного регулирования.

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1178 [6] НВВ сетевой организации включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ПАО «Россети» на прогнозный период включает в себя:

– НВВ на содержание электрических сетей с учетом планов по инвестиционной программе и с учетом технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, рассчитанная в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];

– прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1];

– НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

13.3.2 Исходные допущения

НВВ на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанная на основании прогноза показателей деятельности ПАО «Россети» с учетом планов по инвестиционной программе и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности ПАО «Россети» приняты на 2023 год в соответствии с:

– информацией, представленной в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [3];

– утвержденной и принятой к учету в целях тарифного регулирования инвестиционной программой¹;

– бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

– формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и

¹ Приказ Минэнерго России от 28.12.2023 № 37@ «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную ПАО «Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@».

розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [7].

Эксплуатационные затраты на прогнозный период ПАО «Россети» включают в себя операционные затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для ПАО «Россети» ФАС России², и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционной программы, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

– нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2023 год ПАО «Россети» как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;

– нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы³, для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

– собственные средства (амортизация и прибыль от оказания услуг по передаче электрической энергии);

– заемные средства;

– государственные субсидии.

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата по привлеченным заемным средствам принят на основе отчетных данных за 2023 год ПАО «Россети» и составляет 9 лет. Средняя процентная ставка по заемным средствам на прогнозный период принята в размере 12 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 51.

² Приказ ФАС России от 01.12.2020 № 1176/20.

³ Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Таблица 51 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	ПАО «Россети»	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	46 %	0 % – долг/ЕВИТДА не более 3,5
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Средняя процентная ставка по заемным средствам	12 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	9 лет	9 лет

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей ПАО «Россети», не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2023 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2023 год.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана с учетом сохранения уровня нормативных технологических потерь в размере 4 % и с учетом темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности). НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период соответствует ПВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии из ЕНЭС на 2025–2029 годы принят на основании планового полезного отпуска, принимаемого по данным формы «Финансовый план субъекта электроэнергетики», входящей в состав инвестиционной программы сетевой организации. Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии из ЕНЭС на 2030 год определен исходя из прогнозируемого объема потребления электрической энергии по ЕЭС России, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности на 2025–2030 годы, умноженного на средний за 5 последних отчетных лет коэффициент отношения фактического объема полезного отпуска электрической энергии ПАО «Россети» к объему потребления электрической энергии по ЕЭС России, прогнозируемому в предыдущие годы для соответствующего периода в рамках среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности. Фактический объем полезного отпуска электрической энергии ПАО «Россети» принимается по данным формы «Информация об отпуске электрической энергии в сеть и отпуске электрической энергии из сети сетевой организации по уровням напряжений, используемым для ценообразования, потребителям электрической энергии и территориальным сетевым организациям, присоединенным к сетям сетевой организации», являющейся частью материалов, публикуемых в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 24 [7].

ПВВ в части содержания электрических сетей на 2024 год рассчитана исходя из установленных ФАС России тарифов на услуги по передаче электрической

энергии по ЕНЭС на содержание электрических сетей на 2023 год⁴ с учетом темпа роста тарифа на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС на содержание электрических сетей⁵ и прогнозного объема заявленной мощности потребителей, присоединенных к ЕНЭС. На прогнозный период 2025–2030 годов ПВВ в части содержания электрических сетей рассчитана с учетом темпов роста тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям ЕНЭС (до 2028 года) и темпов роста тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей (с 2028 года)⁶.

Прогноз темпов изменения объема полезного отпуска электрической энергии из ЕНЭС и объема заявленной мощности потребителей, присоединенных к ЕНЭС, представлен в таблице 52.

Таблица 52 – Прогноз темпов изменения объема полезного отпуска электрической энергии из ЕНЭС и объема заявленной мощности потребителей, присоединенных к ЕНЭС

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Темп изменения объема полезного отпуска электрической энергии из ЕНЭС	100,3	100,3	100,3	100,3	100,4	100,8
Темп изменения объема заявленной мощности потребителей, присоединенных к ЕНЭС	100,3	100,8	101,0	100,4	100,0	100,6

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 53.

Таблица 53 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Инфляция (среднегодовая)	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост ставки тарифа на услуги по передаче электрической энергии на содержание объектов ЕНЭС, оказываемые ПАО «Россети»	10 %	10 %	8 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ (все, кроме ДФО)	7 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Рост цен на газ (ДФО)	7 %	6 %	6 %	6 %	6 %	6 %
Рост цен на уголь	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %

13.3.2.1 Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства

При оценке тарифных последствий учитывались следующие объемы капитальных вложений на прогнозный период:

– объемы капитальных вложений в реализацию мероприятий утвержденной инвестиционной программы ПАО «Россети», источниками финансирования

⁴ Приказ ФАС России от 14.12.2021 № 1410/21.

⁵ Приказ ФАС России от 31.10.2023 №786/23 «Об утверждении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети, оказываемые публичным акционерным обществом «Федеральная сетевая компания – Россети».

⁶ Приняты на основании Прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (от 30.09.2024) и до 2036 года (22.11.2018).

которых являются собственные средства от оказания услуг по передаче электрической энергии и привлеченные средства;

– объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. При этом не учитывались мероприятия, полностью соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденную инвестиционную программу ПАО «Россети», и учитывались отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы ПАО «Россети». В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе ПАО «Россети» мероприятия только в объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывалась при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

За горизонтом периода, на который утверждена инвестиционная программа ПАО «Россети», принято, что объемы капитальных вложений соответствуют проекту инвестиционной программы (от 23.04.2024). За горизонтом периода, на который разработан проект инвестиционной программы, объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года проекта инвестиционной программы.

В оценке тарифных последствий не учитывались мероприятия, источником финансирования которых является плата за технологическое присоединение к электрическим сетям.

В схеме и программе развития электроэнергетических систем России отсутствуют мероприятия на объектах иных сетевых организаций, являющихся владельцами объектов ЕНЭС, сверх утвержденных инвестиционных программ таких сетевых организаций. Затраты на эксплуатацию объектов ЕНЭС, принадлежащих иным сетевым организациям, учтены в НВВ и ПВВ ПАО «Россети».

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ПАО «Россети» представлены в таблице 54.

Таблица 54 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ПАО «Россети» (в млрд руб. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	401	310	268	307	276	254
объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	150	146	155	149	111	89
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету	370	281	208	435	163	536

13.3.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ПАО «Россети» при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 55 и на рисунке 23.

Достаточность выручки определяется как разность между расчетными объемами НВВ и ПВВ для каждого года прогнозного периода. Превышение ПВВ над НВВ в период более двух лет указывает на достаточность выручки или достаточность существующих условий тарифного регулирования для реализации планируемого состава технических решений.

Таблица 55 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ПАО «Россети» при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ПВВ	млрд руб.	339	372	402	419	435	453
НВВ	млрд руб.	427	535	588	586	596	600
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	88	163	186	167	161	146
Прогнозный средний тариф на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС	руб./кВт·ч	0,57	0,62	0,66	0,69	0,71	0,74
Среднегодовой темп роста	%	–	108	107	104	103	104
Необходимый средний тариф на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС	руб./кВт·ч	0,72	0,89	0,97	0,96	0,97	0,98
Среднегодовой темп роста	%	–	124	109	99	101	100
Δ среднего тарифа на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,15	0,27	0,31	0,27	0,26	0,24

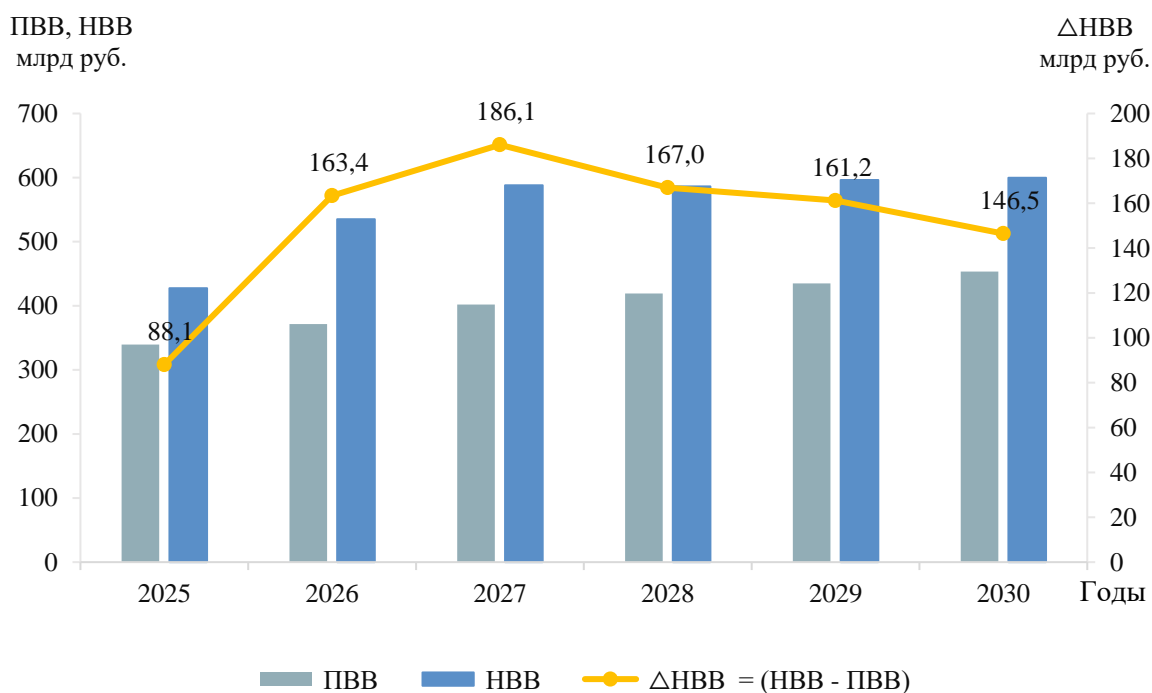


Рисунок 23 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ПАО «Россети» при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 55, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ПАО «Россети» при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

13.3.4 Оценка чувствительности экономических условий

В дополнение к оценке достаточности выручки, получаемой ПАО «Россети» при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

При оценке чувствительности были рассмотрены следующие сценарии темпов изменения среднего тарифа на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС:

- сценарий 1 – рост прогнозного среднего тарифа на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС на 4 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

- сценарий 2 – снижение прогнозного среднего тарифа на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС на 2 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

– сценарий 3 – средний тариф на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС зафиксирован на уровне 2024 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценариях 1, 2, 3. Дефицит финансирования суммарно за период составляет от 432 млрд руб. до 1118 млрд руб. в зависимости от сценария. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 24.

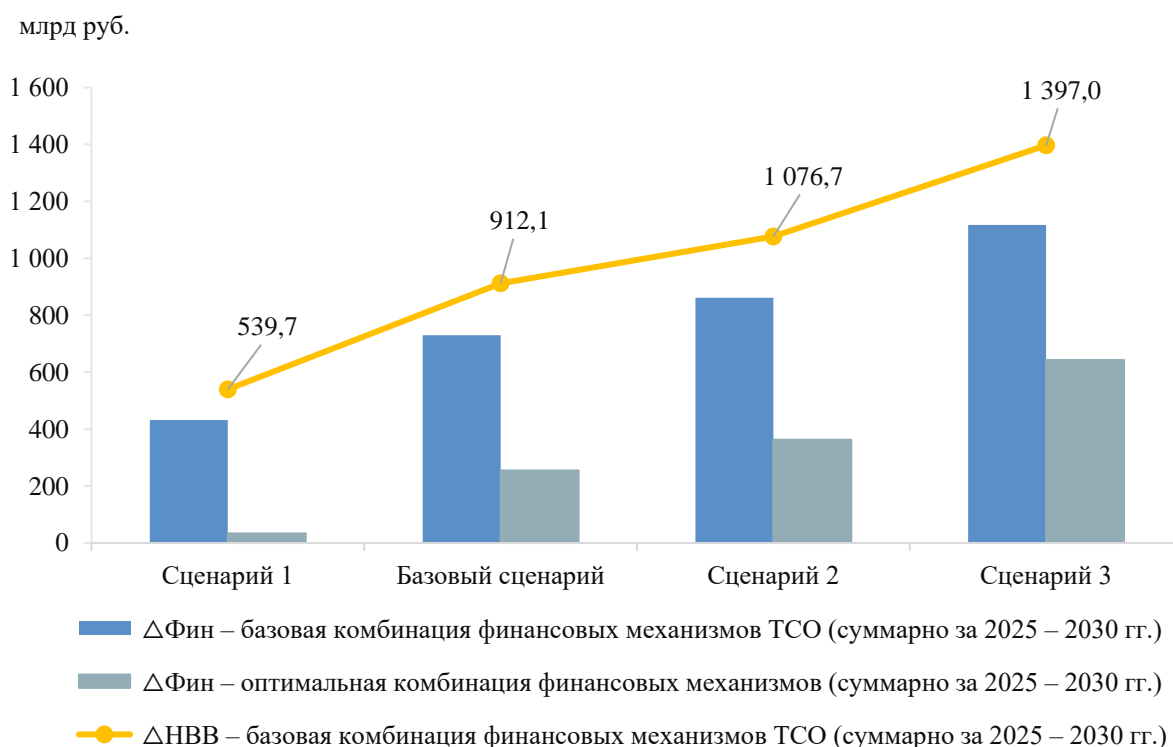


Рисунок 24 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста тарифа на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 56.

Таблица 56 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период)

Наименование	Сценарий 1	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	46 %	46 %	46 %	46 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	32 %	54 %	54 %	54 %

Наименование	Сценарий 1	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %	10 %	10 %

Как видно из рисунка 24, в прогнозном периоде возможно снижение дефицита финансирования инвестиций за счет изменения финансовых механизмов, в том числе с привлечением бюджетных источников финансирования (таблица 56).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию ЕЭС России, включая предложения по развитию Единой национальной (общероссийской) 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.

Потребление электрической энергии по ЕЭС России оценивается к концу прогнозного периода в объеме 1297958 млн кВт·ч, при среднегодовом темпе прироста потребления электрической энергии 2,11 %, в том числе: по 1-й синхронной зоне – 1233872 млн кВт·ч (среднегодовой темп прироста – 1,98 %), по 2-й синхронной зоне – 64086 млн кВт·ч (среднегодовой темп прироста – 4,87 %).

Максимальное потребление мощности ЕЭС России в 2025 году составит 173860 МВт. В 2030 году максимальное потребление мощности прогнозируется на уровне 186702 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста максимума потребления мощности 1,46 %.

Максимальное потребление мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России в 2025 году прогнозируется на уровне 165976 МВт. В 2030 году максимальное потребление мощности увеличится и составит 177598 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста максимума потребления мощности 1,36 %.

Максимальное потребление мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России в 2025 году прогнозируется на уровне 8627 МВт. На перспективу ожидается существенное увеличение максимума потребления мощности и в 2030 году его значение составит 9967 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста 3,41 %.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России в 2025–2030 годах составляют 5100,4 МВт, в том числе: на АЭС – 2000 МВт, ТЭС – 3100,4 МВт.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 17341,4 МВт, в том числе: на АЭС – 3850 МВт, ГЭС – 251,4 МВт, ГАЭС – 840 МВт, ТЭС – 7876,2 МВт и на ВЭС, СЭС – 4523,8 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций ЕЭС России в 2025–2030 годы возрастет по сравнению с 2023 годом на 14648 МВт (5,9 %) и составит 262812,9 МВт, в том числе: АЭС – 30393 МВт, ГЭС – 49467,7 МВт, ГАЭС – 2198,9 МВт, ТЭС – 170890,4 МВт, ВЭС, СЭС – 9862,8 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей ЕЭС не претерпит существенных изменений.

Для обеспечения балансов мощности может участвовать мощность электростанций ЕЭС России в 228559,2 МВт в 2025 году и 233636,2 МВт в 2030 году, что превышает потребность в мощности с учетом перетока в смежные энергосистемы на 41959,2–49724,2 МВт в рассматриваемый период.

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), в которых для обеспечения надежного электроснабжения потребителей требуется реализация мер по строительству генерирующих объектов, приводимых в схему и программе ЕЭС России.

Производство электрической энергии электростанциями ЕЭС России относительно фактической величины 2023 года (1134104 млн кВт·ч) возрастет на 171826 млн кВт·ч (до 1305930 млн кВт·ч) в 2030 году.

При прогнозируемых уровнях потребления электрической энергии потребность в органическом топливе тепловых электростанций ЕЭС России возрастет с 327,3 млн т у.т. в 2025 году до 354,3 млн т у.т. в 2030 году. Структура топлива на прогнозируемый период 2025–2030 годы не меняется, основную его долю составляет газ (70,7–71,3 %). Удельный расход топлива на отпущенную электрическую энергию в 2025 году составит 316,5 г/кВт·ч, в 2030 году – 314,8 г/кВт·ч.

Потребность в инвестиционных ресурсах на развитие генерирующих мощностей и электрических сетей напряжением 220 кВ и выше в ЕЭС России в период 2024–2030 годов прогнозируется в размере 5803878,81 млн руб. с НДС, в том числе: на развитие генерирующих мощностей – 4450319,98 млн руб. с НДС, на развитие электрических сетей напряжением 220 кВ и выше – 1353558,83 млн руб. с НДС.

В прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ПАО «Россети» при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Снижение дефицита финансирования инвестиций возможно за счет увеличения темпа роста среднего тарифа на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС на 4 процентных пункта, а также привлечения бюджетных средств.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/ (дата обращения: 29.11.2024).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об установлении нормативного уровня балансовой надежности, используемого при разработке документов перспективного развития электроэнергетики : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 10 апреля 2023 г. № 231 : зарегистрирован М-вом юстиции 17 мая 2023 г., регистрационный № 73348. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_447327/ (дата обращения: 29.11.2024).

3. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 20 декабря 2022 г. № 1340 : зарегистрирован М-вом юстиции 16 марта 2023 г., регистрационный № 72599. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_442245/ (дата обращения: 29.11.2024).

4. 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 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/ (дата обращения: 29.11.2024).

5. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/ (дата обращения: 29.11.2024).

6. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/ (дата обращения: 29.11.2024).

7. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от

21 января 2004 года № 24. – Текст : электронный. – URL:
https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/ (дата обращения:
29.11.2024).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Балансовые показатели по синхронным зонам, территориальным электроэнергетическим системам, входящим в ЕЭС России

Таблица А.1 – Балансовые показатели по синхронным зонам, территориальным электроэнергетическим системам, входящим в ЕЭС России

Энергосистема / субъект Российской Федерации	Показатель	Единица измерения	Факт		Оценка	Прогноз					
			2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ЕЭС России	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1 106 369,84	1 121 724,64	1 165 866,00	1 191 052,00	1 220 512,00	1 245 842,00	1 269 485,00	1 282 663,00	1 297 958,00
	Максимум потребления мощности	МВт	158 864,00	168 741,00	170 085,00	173 860,00	177 257,00	180 472,00	182 880,00	185 136,00	186 702,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	247 601,77	248 164,88	249 570,49	253 526,80	254 807,52	257 201,21	261 624,10	263 662,90	262 812,90
I-я синхронная зона ЕЭС России	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1 061 909,47	1 075 775,09	1 117 269,00	1 140 046,00	1 164 845,00	1 185 858,00	1 206 060,00	1 218 700,00	1 233 872,00
	Максимум потребления мощности	МВт	152 118,00	161 593,00	162 535,00	165 976,00	169 104,00	171 783,00	173 806,00	176 046,00	177 598,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	236 359,88	236 952,99	238 258,60	242 120,40	243 113,12	244 725,40	248 133,29	250 172,09	249 322,09
Архангельская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	7 203,17	7 152,30	7 216,00	7 289,00	7 330,00	7 394,00	7 449,00	7 463,00	7 474,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 110,00	1 158,00	1 160,00	1 155,00	1 160,00	1 165,00	1 170,00	1 175,00	1 175,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 600,10	1 600,10	1 600,10	1 600,10	1 600,10	1 600,10	1 600,10	1 600,10	1 600,10
Калининградская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	4 690,29	4 729,49	4 969,00	4 980,00	5 068,00	5 172,00	5 297,00	5 365,00	5 421,00
	Максимум потребления мощности	МВт	805,00	806,00	823,00	853,00	864,00	881,00	894,00	898,00	899,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 919,32	1 918,72	1 918,72	1 924,72	1 924,72	1 924,72	1 924,72	1 924,72	1 924,72
Республика Карелия	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8 298,68	8 541,92	9 028,00	9 081,00	9 215,00	9 369,00	9 518,00	9 667,00	9 915,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 244,00	1 300,00	1 336,00	1 361,00	1 380,00	1 393,00	1 407,00	1 433,00	1 470,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 094,91	1 094,91	1 152,81	1 152,81	1 152,81	1 152,81	1 152,81	1 152,81	1 152,81
Республика Коми	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8 903,98	8 702,02	8 842,00	9 011,00	9 075,00	9 196,00	9 340,00	9 358,00	9 402,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 260,00	1 276,00	1 280,00	1 302,00	1 312,00	1 327,00	1 334,00	1 340,00	1 344,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	2 568,03	2 567,98	2 561,98	2 561,98	2 561,98	2 561,98	2 561,98	2 561,98	2 561,98
Мурманская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	11 998,40	11 934,23	12 083,00	12 894,00	13 714,00	13 812,00	13 860,00	14 256,00	16 304,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 786,00	1 837,00	1 805,00	1 941,00	1 961,00	1 967,00	1 967,00	2 351,00	2 657,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	3 829,35	3 837,35	3 836,25	3 836,25	3 852,75	3 852,75	3 852,75	3 852,75	3 852,75
г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	48 974,40	49 120,03	52 038,00	52 645,00	53 510,00	54 307,00	55 464,00	56 625,00	58 883,00
	Максимум потребления мощности	МВт	8 004,00	8 234,00	8 333,00	8 547,00	8 621,00	8 660,00	8 904,00	9 121,00	9 266,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	13 218,25	13 246,25	13 236,15	13 236,15	13 241,15	13 241,15	13 241,15	13 241,15	12 391,15
г. Санкт-Петербург	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	25 419,10	25 577,97	27 097,00	27 085,00	27 607,00	28 047,00	28 671,00	28 777,00	29 028,00
	Максимум потребления мощности	МВт	4 344,00	4 459,00	4 298,00	4 427,00	4 466,00	4 496,00	4 577,00	4 592,00	4 607,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	4 583,26	4 606,26	4 586,16	4 586,16	4 586,16	4 586,16	4 586,16	4 586,16	4 586,16
Ленинградская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	23 555,30	23 542,06	24 941,00	25 560,00	25 903,00	26 261,00	26 794,00	27 848,00	29 855,00
	Максимум потребления мощности	МВт	3 659,00	3 820,00	4 036,00	4 120,00	4 155,00	4 163,00	4 327,00	4 529,00	4 659,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	8 634,98	8 639,98	8 649,98	8 649,98	8 654,98	8 654,98	8 654,98	8 654,98	7 804,98
Новгородская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	4 667,99	4 786,92	5 045,00	5 115,00	5 284,00	5 298,00	5 321,00	5 315,00	5 323,00
	Максимум потребления мощности	МВт	709,00	741,00	765,00	773,00	795,00	798,00	801,00	803,00	804,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	428,52	428,52	428,52	428,52	417,52	417,52	417,52	417,52	417,52
Псковская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	2 395,55	2 456,51	2 601,00	2 604,00	2 685,00	2 712,00	2 747,00	2 768,00	2 796,00
	Максимум потребления мощности	МВт	414,00	437,00	456,00	442,00	451,00	461,00	471,00	476,00	480,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	445,74	445,74	445,74	445,74	445,74	445,74	445,74	445,74	445,74
Белгородская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	16 091,47	15 933,07	16 234,00	16 463,00	16 752,00	16 968,00	17 130,00	17 291,00	17 418,00
	Максимум потребления мощности	МВт	2 344,00	2 263,00	2 328,00	2 356,00	2 398,00	2 429,00	2 447,00	2 478,00	2 497,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	234,98	234,98	234,98	234,98	234,98	234,98	234,98	234,98	234,98
Брянская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	4 406,89	4 344,16	4 455,00	4 452,00	4 494,00	4 542,00	4 572,00	4 582,00	4 597,00
	Максимум потребления мощности	МВт	732,00	711,00	757,00	763,00	762,00	767,00	770,00	774,00	776,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	23,25	23,25	23,25	23,25	23,25	23,25	23,25	23,25	23,25
Владимирская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	7 336,31	7 480,95	7 799,00	7 796,00	7 825,00	7 844,00	7 877,00	7 866,00	7 877,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 196,00	1 236,00	1 253,00	1 273,00	1 271,00	1 273,00	1 275,00	1 276,00	1 278,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	602,00	602,00	602,00	602,00	602,00	602,00	602,00	602,00	602,00
Вологодская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	14 281,61	14 337,84	14 208,00	14 516,00	14 749,00	14 972,00	15 116,00	15 176,00	15 277,00
	Максимум потребления мощности	МВт	2 083,00	2 084,00	2 147,00	2 119,00	2 152,00	2 172,00	2 191,00	2 195,00	2 199,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 413,99	1 429,99	1 459,79	1 459,79	1 459,79	1 459,79	1 459,79	1 459,79	1 459,79

Энергосистема / субъект Российской Федерации	Показатель	Единица измерения	Факт		Оценка	Прогноз					
			2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Воронежская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	12 533,30	12 593,99	13 224,00	13 247,00	13 448,00	13 721,00	13 926,00	14 110,00	14 333,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 925,00	1 990,00	2 095,00	2 121,00	2 137,00	2 156,00	2 179,00	2 213,00	2 231,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	4 283,62	4 312,02	4 312,02	4 312,02	4 314,02	4 314,02	4 314,02	4 314,02	4 314,02
Ивановская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	3 542,06	3 539,19	3 748,00	3 739,00	3 749,00	3 771,00	3 853,00	3 898,00	3 909,00
	Максимум потребления мощности	МВт	614,00	651,00	654,00	661,00	661,00	678,00	680,00	682,00	683,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	922,00	922,00	1 253,21	1 203,21	1 203,21	1 203,21	1 203,21	1 203,21	1 203,21
Калужская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	7 402,21	7 449,33	7 802,00	7 955,00	8 239,00	8 491,00	8 798,00	9 019,00	9 262,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 253,00	1 291,00	1 295,00	1 350,00	1 443,00	1 462,00	1 472,00	1 482,00	1 492,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	142,03	150,03	154,63	154,63	154,63	154,63	154,63	154,63	154,63
Костромская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	3 650,16	3 619,11	3 900,00	3 892,00	3 897,00	3 901,00	3 915,00	3 907,00	3 911,00
	Максимум потребления мощности	МВт	614,00	626,00	636,00	654,00	654,00	655,00	655,00	656,00	656,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	3 875,76	3 905,76	3 935,76	3 965,76	4 025,76	4 065,76	4 065,76	4 065,76	4 065,76
Курская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8 266,41	8 427,04	8 142,00	9 050,00	9 232,00	9 629,00	10 243,00	10 505,00	10 599,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 198,00	1 196,00	1 220,00	1 319,00	1 350,00	1 435,00	1 438,00	1 440,00	1 446,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	3 270,70	3 290,95	2 290,95	3 490,95	3 490,95	4 690,95	4 690,95	4 690,95	4 690,95
Липецкая область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	13 868,99	13 967,99	14 060,00	14 174,00	14 286,00	14 361,00	14 443,00	14 467,00	14 529,00
	Максимум потребления мощности	МВт	2 097,00	2 073,00	2 158,00	2 191,00	2 207,00	2 208,00	2 209,00	2 219,00	2 228,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 132,63	1 132,63	1 132,63	1 432,63	1 432,63	1 432,63	1 432,63	1 432,63	1 432,63
г. Москвы и Московской области	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	117 383,20	118 801,89	125 728,00	125 677,00	126 627,00	127 817,00	129 518,00	131 531,00	132 689,00
	Максимум потребления мощности	МВт	18 665,00	19 790,00	20 450,00	20 850,00	21 220,00	21 530,00	21 850,00	22 140,00	22 440,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	16 233,03	16 108,03	16 188,04	16 331,04	16 338,04	16 376,04	18 112,44	18 112,44	18 112,44
г. Москва	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	55 425,70	55 807,08	60 111,00	60 088,00	60 713,00	61 380,00	62 738,00	63 209,00	63 880,00
	Максимум потребления мощности	МВт	9 322,00	9 653,00	10 120,00	10 400,00	10 620,00	10 810,00	10 980,00	11 170,00	11 350,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	10 748,48	10 623,48	10 633,49	10 633,49	10 640,49	10 678,49	10 678,49	10 678,49	10 678,49
Московская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	61 957,50	62 994,81	65 617,00	65 589,00	65 914,00	66 437,00	66 780,00	68 322,00	68 809,00
	Максимум потребления мощности	МВт	9 343,00	10 241,00	10 330,00	10 450,00	10 600,00	10 720,00	10 870,00	10 970,00	11 090,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	5 484,55	5 484,55	5 554,55	5 697,55	5 697,55	5 697,55	7 433,95	7 433,95	7 433,95
Орловская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	2 898,63	2 865,55	2 984,00	3 006,00	3 017,00	3 032,00	3 049,00	3 050,00	3 062,00
	Максимум потребления мощности	МВт	466,00	474,00	495,00	500,00	501,00	501,00	502,00	505,00	506,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	381,34	381,34	387,09	387,09	387,09	387,09	387,09	387,09	387,09
Рязанская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	6 961,87	7 150,37	7 481,00	7 468,00	7 479,00	7 454,00	7 605,00	7 729,00	7 764,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 064,00	1 143,00	1 183,00	1 152,00	1 153,00	1 153,00	1 182,00	1 199,00	1 200,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	3 699,70	3 699,70	3 699,70	3 699,70	3 699,70	3 699,70	3 699,70	3 699,70	3 699,70
Смоленская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	6 485,49	6 545,87	6 689,00	6 517,00	6 511,00	6 612,00	6 642,00	6 686,00	6 614,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 044,00	1 045,00	1 057,00	1 058,00	1 060,00	1 063,00	1 065,00	1 067,00	1 069,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	3 995,00	3 995,00	3 931,00	3 952,00	3 952,00	3 952,00	3 952,00	3 952,00	3 952,00
Тамбовская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	3 535,27	3 495,09	3 648,00	3 642,00	3 707,00	3 730,00	3 745,00	3 739,00	3 743,00
	Максимум потребления мощности	МВт	593,00	610,00	607,00	630,00	631,00	632,00	633,00	633,00	634,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	283,00	283,00	290,00	310,00	310,00	461,20	461,20	461,20	461,20
Тверская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	9 050,94	9 258,38	9 567,00	9 660,00	9 773,00	9 743,00	9 957,00	10 098,00	10 094,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 398,00	1 418,00	1 478,00	1 497,00	1 514,00	1 527,00	1 537,00	1 547,00	1 556,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	6 797,60	6 797,60	6 797,60	6 797,60	6 797,60	6 797,60	6 797,60	6 797,60	6 797,60
Тульская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	11 134,77	11 261,20	11 749,00	12 016,00	12 221,00	12 412,00	12 619,00	12 749,00	12 998,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 712,00	1 752,00	1 852,00	1 881,00	1 904,00	1 940,00	1 935,00	2 002,00	2 019,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 639,21	1 596,21	1 571,21	1 571,21	1 571,21	1 571,21	1 571,21	1 571,21	1 571,21
Ярославская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8 496,12	8 621,60	9 009,00	8 978,00	8 980,00	9 073,00	9 233,00	9 379,00	9 499,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 410,00	1 491,00	1 478,00	1 493,00	1 493,00	1 519,00	1 527,00	1 538,00	1 549,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 574,73	1 574,73	1 574,73	1 574,73	1 584,73	1 584,73	1 584,73	1 584,73	1 584,73
Республика Марий Эл	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	2 458,34	2 624,21	2 899,00	2 730,00	2 758,00	2 784,00	2 818,00	2 837,00	2 867,00
	Максимум потребления мощности	МВт	424,00	495,00	531,00	490,00	494,00	498,00	504,00	508,00	513,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	252,00	252,00	249,00	249,00	249,00	249,00	249,00	249,00	249,00
Республика Мордовия	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	3 407,67	3 457,49	3 606,00	3 645,00	3 704,00	3 722,00	3 745,00	3 749,00	3 762,00
	Максимум потребления мощности	МВт	547,00	579,00	579,00	591,00	595,00	595,00	596,00	596,00	597,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	388,00	388,00	388,00	388,00	388,00	388,00	388,00	388,00	388,00

Энергосистема / субъект Российской Федерации	Показатель	Единица измерения	Факт		Оценка	Прогноз					
			2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Нижегородская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	20 075,02	20 429,48	21 068,00	22 066,00	22 525,00	22 721,00	22 980,00	23 175,00	23 424,00
	Максимум потребления мощности	МВт	3 156,00	3 291,00	3 476,00	3 535,00	3 574,00	3 606,00	3 635,00	3 664,00	3 693,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	2 740,63	2 744,93	2 752,43	2 759,93	2 759,93	2 767,43	2 767,43	2 774,93	2 774,93
Пензенская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	4 836,53	4 774,07	4 953,00	5 015,00	5 123,00	5 133,00	5 220,00	5 288,00	5 333,00
	Максимум потребления мощности	МВт	812,00	846,00	870,00	873,00	902,00	887,00	890,00	899,00	902,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	376,00	376,00	376,00	376,00	376,00	376,00	376,00	376,00	376,00
Самарская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	23 139,19	23 422,90	24 331,00	24 693,00	25 436,00	25 744,00	26 166,00	26 437,00	26 637,00
	Максимум потребления мощности	МВт	3 544,00	3 784,00	3 784,00	3 809,00	3 925,00	3 965,00	3 997,00	4 033,00	4 049,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	5 809,09	5 810,25	5 933,45	6 078,35	6 078,35	6 083,35	6 083,35	6 418,35	6 418,35
Саратовская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	13 053,52	13 069,47	13 624,00	14 059,00	14 180,00	14 684,00	15 350,00	15 666,00	16 032,00
	Максимум потребления мощности	МВт	2 003,00	2 089,00	2 096,00	2 249,00	2 270,00	2 309,00	2 363,00	2 392,00	2 423,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	6 614,00	6 638,00	6 644,00	6 911,90	6 964,90	6 964,90	6 979,90	6 979,90	6 979,90
Республика Татарстан	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	33 001,85	33 365,83	34 747,00	35 195,00	35 883,00	36 525,00	37 294,00	37 764,00	38 289,00
	Максимум потребления мощности	МВт	4 821,00	5 102,00	5 157,00	5 174,00	5 280,00	5 370,00	5 468,00	5 553,00	5 634,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	8 589,01	8 593,01	8 636,58	8 691,58	8 693,58	8 713,58	9 062,58	9 062,58	9 062,58
Ульяновская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	5 598,35	5 570,00	5 855,00	5 839,00	5 925,00	6 006,00	6 064,00	6 094,00	6 121,00
	Максимум потребления мощности	МВт	990,00	984,00	987,00	1 010,00	1 023,00	1 032,00	1 040,00	1 049,00	1 059,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 029,90	1 029,90	1 029,90	1 029,90	1 029,90	1 029,90	1 029,90	1 029,90	1 029,90
Чувашская Республика – Чувашия	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	5 310,20	5 384,20	5 571,00	5 558,00	5 602,00	5 675,00	5 730,00	5 752,00	5 790,00
	Максимум потребления мощности	МВт	880,00	941,00	946,00	946,00	951,00	956,00	961,00	964,00	967,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	2 181,00	2 181,00	2 181,00	2 181,00	2 131,00	2 131,00	2 131,00	2 131,00	2 131,00
Астраханская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	4 236,58	4 394,41	4 458,00	4 504,00	4 569,00	4 644,00	4 707,00	4 758,00	4 799,00
	Максимум потребления мощности	МВт	698,00	771,00	755,00	760,00	759,00	775,00	775,00	775,00	775,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 369,20	1 369,20	1 437,80	1 437,80	1 587,80	1 707,80	1 870,30	1 945,30	1 945,30
Волгоградская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	16 686,20	16 784,29	17 037,00	17 215,00	17 467,00	18 108,00	18 798,00	19 097,00	19 448,00
	Максимум потребления мощности	МВт	2 597,00	2 608,00	2 594,00	2 703,00	2 824,00	2 869,00	2 927,00	2 973,00	3 004,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	4 320,99	4 326,99	4 357,74	4 665,54	4 676,04	5 041,09	5 216,09	5 478,59	5 478,59
Республика Дагестан	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8 482,03	8 626,00	9 358,00	9 367,00	9 553,00	9 772,00	10 005,00	10 280,00	10 519,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 463,00	1 546,00	1 615,00	1 681,00	1 720,00	1 759,00	1 800,00	1 844,00	1 891,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 920,13	1 920,13	1 920,13	2 260,13	2 439,60	2 464,60	2 468,60	2 547,40	2 547,40
Республика Ингушетия	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	924,84	1 020,83	1 419,00	1 417,00	1 440,00	1 455,00	1 467,00	1 470,00	1 478,00
	Максимум потребления мощности	МВт	157,00	186,00	230,00	254,00	256,00	257,00	258,00	260,00	261,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Кабардино-Балкарская Республика	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1 846,97	1 926,99	2 139,00	2 139,00	2 170,00	2 199,00	2 238,00	2 263,00	2 288,00
	Максимум потребления мощности	МВт	302,00	314,00	328,00	350,00	354,00	359,00	364,00	368,00	373,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	220,10	220,10	220,10	243,50	243,50	243,50	268,20	268,20	268,20
Республика Калмыкия	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	844,64	913,37	948,00	914,00	914,00	914,00	916,00	914,00	914,00
	Максимум потребления мощности	МВт	145,00	152,00	152,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	471,10	471,10	534,10	594,10	594,10	594,10	594,10	594,10	594,10
Карачаево-Черкесская Республика	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1 463,60	1 471,62	1 565,00	1 563,00	1 582,00	1 603,00	1 624,00	1 636,00	1 651,00
	Максимум потребления мощности	МВт	251,00	262,00	265,00	275,00	277,00	279,00	281,00	283,00	285,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	383,72	408,72	408,72	408,72	408,72	408,72	408,72	408,72	408,72
Республики Адыгея и Краснодарского края	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	31 048,56	32 037,50	33 715,00	33 752,00	34 872,00	35 790,00	36 912,00	37 791,00	38 468,00
	Максимум потребления мощности	МВт (лето ¹⁾)	5 461,00	6 057,00	6 108,00	6 173,00	6 364,00	6 563,00	6 712,00	6 830,00	6 882,00
		МВт (зима ²⁾)	4 767,00	5 030,00	5 094,00	5 213,00	5 371,00	5 535,00	5 656,00	5 745,00	5 793,00
Установленная мощность электростанций	МВт	2 658,44	2 681,92	3 234,50	3 397,50	3 397,50	3 397,50	3 397,50	3 647,50	3 647,50	
Республика Адыгея	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1 645,52	1 535,88	1 660,00	1 677,00	1 770,00	1 786,00	1 799,00	1 802,00	1 810,00
	Максимум потребления мощности	МВт (лето ¹⁾)	263,00	288,00	303,00	325,00	327,00	328,00	329,00	331,00	332,00
		МВт (зима ²⁾)	263,00	282,00	268,00	284,00	285,00	286,00	287,00	289,00	290,00
Установленная мощность электростанций	МВт	180,70	180,70	180,70	180,70	180,70	180,70	180,70	180,70	180,70	
Краснодарский край	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	29 403,04	30 501,62	32 055,00	32 075,00	33 102,00	34 004,00	35 113,00	35 989,00	36 658,00
	Максимум потребления мощности	МВт (лето ¹⁾)	5 203,00	5 769,00	5 805,00	5 848,00	6 037,00	6 235,00	6 383,00	6 499,00	6 550,00
		МВт (зима ²⁾)	4 504,00	4 768,00	4 826,00	4 929,00	5 086,00	5 249,00	5 369,00	5 456,00	5 503,00
Установленная мощность электростанций	МВт	2 477,74	2 501,22	3 053,80	3 216,80	3 216,80	3 216,80	3 216,80	3 466,80	3 466,80	

Энергосистема / субъект Российской Федерации	Показатель	Единица измерения	Факт		Оценка	Прогноз					
			2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Ростовская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	20 088,42	20 405,54	21 190,00	21 164,00	21 477,00	21 760,00	22 117,00	22 246,00	22 491,00
	Максимум потребления мощности	МВт (лето ¹)	3 062,00	3 410,00	3 269,00	3 476,00	3 525,00	3 568,00	3 585,00	3 600,00	3 616,00
		МВт (зима ²)	3 130,00	3 191,00	3 269,00	3 310,00	3 358,00	3 409,00	3 444,00	3 478,00	3 512,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	7 834,86	7 834,86	7 834,86	7 934,86	7 934,86	7 934,86	7 883,86	7 883,86	7 883,86
Республика Северная Осетия – Алания	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1 867,35	1 916,34	2 029,00	2 025,00	2 056,00	2 073,00	2 097,00	2 116,00	2 138,00
	Максимум потребления мощности	МВт	371,00	365,00	370,00	381,00	383,00	385,00	388,00	390,00	392,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	448,12	448,12	463,12	463,12	466,72	466,72	466,72	466,72	466,72
Ставропольский край	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	11 286,33	11 629,44	12 087,00	12 084,00	12 256,00	12 400,00	12 545,00	12 645,00	12 758,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 769,00	1 973,00	1 890,00	1 919,00	1 938,00	1 957,00	1 974,00	1 992,00	2 010,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	5 272,81	5 514,91	5 549,91	5 678,66	5 684,51	5 659,51	5 659,51	5 659,51	5 659,51
Чеченская Республика	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	3 412,57	3 549,32	3 940,00	3 944,00	4 011,00	4 077,00	4 155,00	4 213,00	4 285,00
	Максимум потребления мощности	МВт	562,00	616,00	655,00	666,00	676,00	687,00	698,00	710,00	722,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	366,30	366,30	375,50	410,50	410,50	410,50	433,50	433,50	433,50
Республики Крым и г. Севастополя	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8 858,46	8 826,50	9 273,00	9 464,00	9 955,00	10 247,00	10 497,00	10 691,00	10 914,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 623,00	1 663,00	1 800,00	1 780,00	1 816,00	1 854,00	1 891,00	1 929,00	1 967,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	2 104,36	2 104,36	2 080,46	2 080,46	2 080,46	2 053,06	2 053,06	2 303,06	2 303,06
г. Севастополь	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1 742,81	1 726,00	1 776,00	1 813,00	1 903,00	1 957,00	1 998,00	2 032,00	2 072,00
	Максимум потребления мощности	МВт	334,00	331,00	359,00	360,00	366,00	373,00	380,00	387,00	395,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	662,09	662,09	662,09	662,09	662,09	662,09	662,09	662,09	662,09
Республика Крым	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	7 115,65	7 100,50	7 497,00	7 651,00	8 052,00	8 290,00	8 498,00	8 658,00	8 841,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 289,00	1 334,00	1 441,00	1 420,00	1 449,00	1 480,00	1 510,00	1 542,00	1 572,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 442,27	1 442,27	1 418,37	1 418,37	1 418,37	1 390,97	1 390,97	1 640,97	1 640,97
Республика Башкортостан	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	27 560,46	27 830,65	28 580,00	29 631,00	30 057,00	30 260,00	30 749,00	30 970,00	31 155,00
	Максимум потребления мощности	МВт	4 195,00	4 426,00	4 261,00	4 512,00	4 559,00	4 579,00	4 631,00	4 675,00	4 707,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	5 562,67	5 572,67	5 629,67	5 644,47	5 662,47	5 702,27	5 702,27	5 702,27	5 702,27
Кировская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	7 299,65	7 347,52	7 598,00	7 553,00	7 664,00	7 737,00	7 831,00	7 883,00	7 957,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 156,00	1 210,00	1 192,00	1 218,00	1 231,00	1 239,00	1 248,00	1 256,00	1 265,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	963,30	963,30	963,30	963,30	963,30	963,30	963,30	963,30	963,30
Курганская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	4 497,96	4 478,74	4 525,00	4 549,00	4 625,00	4 666,00	4 713,00	4 754,00	4 786,00
	Максимум потребления мощности	МВт	765,00	796,00	757,00	767,00	775,00	780,00	786,00	791,00	797,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	706,21	706,21	706,21	706,21	706,21	706,21	706,21	706,21	706,21
Оренбургская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	15 773,92	16 251,50	16 408,00	16 863,00	17 242,00	17 549,00	17 879,00	18 095,00	18 148,00
	Максимум потребления мощности	МВт	2 287,00	2 432,00	2 398,00	2 459,00	2 512,00	2 560,00	2 604,00	2 646,00	2 657,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	3 837,50	3 838,40	3 868,40	3 868,40	3 898,40	3 928,40	3 928,40	3 928,40	3 928,40
Пермский край	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	23 231,58	23 925,03	25 128,00	25 865,00	26 734,00	27 248,00	27 598,00	27 657,00	27 793,00
	Максимум потребления мощности	МВт	3 361,00	3 673,00	3 574,00	3 774,00	3 867,00	3 930,00	3 981,00	4 010,00	4 039,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	7 766,50	7 706,50	7 841,55	7 841,55	7 886,55	7 901,55	7 896,55	7 896,55	7 896,55
Свердловская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	43 207,46	43 185,67	43 522,00	45 140,00	46 016,00	46 806,00	47 212,00	47 412,00	47 670,00
	Максимум потребления мощности	МВт	6 343,00	6 643,00	6 563,00	6 646,00	6 760,00	6 850,00	6 884,00	6 943,00	6 984,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	10 591,50	10 605,25	10 683,05	10 703,05	10 718,05	10 733,05	10 733,05	10 733,05	10 733,05
Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	92 849,88	92 166,26	91 042,00	96 911,00	98 794,00	100 564,00	102 250,00	102 779,00	103 210,00
	Максимум потребления мощности	МВт	12 507,00	12 830,00	12 758,00	13 359,00	13 516,00	13 703,00	13 887,00	13 909,00	13 946,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	17 540,19	17 540,19	17 548,95	17 563,95	17 583,95	17 603,95	17 615,95	17 615,95	17 615,95
Тюменская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	16 215,03	15 981,31	16 460,00	16 421,00	16 818,00	17 600,00	17 911,00	18 079,00	18 313,00
	Максимум потребления мощности	МВт	2 439,00	2 769,00	2 576,00	2 566,00	2 654,00	2 751,00	2 756,00	2 776,00	2 801,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	2 269,05	2 269,05	2 269,05	2 269,05	2 269,05	2 269,05	2 269,05	2 269,05	2 269,05
Ханты-Мансийский автономный округ – Югра	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	66 814,00	66 225,08	64 293,00	69 204,00	69 830,00	70 294,00	71 133,00	71 315,00	71 401,00
	Максимум потребления мощности	МВт	8 652,00	8 635,00	8 708,00	9 361,00	9 322,00	9 381,00	9 508,00	9 492,00	9 494,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	14 204,47	14 204,47	14 213,23	14 228,23	14 248,23	14 268,23	14 280,23	14 280,23	14 280,23
Ямало-Ненецкий автономный округ	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	9 820,85	9 959,87	10 289,00	11 286,00	12 146,00	12 670,00	13 206,00	13 385,00	13 496,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 416,00	1 426,00	1 542,00	1 688,00	1 806,00	1 847,00	1 898,00	1 917,00	1 928,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 066,67	1 066,67	1 066,67	1 066,67	1 066,67	1 066,67	1 066,67	1 066,67	1 066,67

Энергосистема / субъект Российской Федерации	Показатель	Единица измерения	Факт		Оценка 2024 г.	Прогноз					
			2022 г.	2023 г.		2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Хабаровского края и Еврейской автономной области	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	11 357,46	11 642,36	12 055,00	13 027,00	14 301,00	15 683,00	16 910,00	16 877,00	16 890,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 980,00	2 086,00	2 200,00	2 329,00	2 369,00	2 566,00	2 740,00	2 741,00	2 743,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	2 144,50	2 138,50	2 138,50	2 138,50	2 138,50	2 026,00	2 026,00	2 026,00	2 026,00
Хабаровский край	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	9 453,05	9 679,90	10 075,00	10 998,00	12 254,00	13 441,00	14 474,00	14 446,00	14 459,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 681,00	1 756,00	1 870,00	1 978,00	2 014,00	2 191,00	2 344,00	2 345,00	2 347,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	2 144,50	2 138,50	2 138,50	2 138,50	2 138,50	2 026,00	2 026,00	2 026,00	2 026,00
Еврейская автономная область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1 904,41	1 962,46	1 980,00	2 029,00	2 047,00	2 242,00	2 436,00	2 431,00	2 431,00
	Максимум потребления мощности	МВт	322,00	356,00	330,00	351,00	355,00	375,00	396,00	396,00	396,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Республика Саха (Якутия)	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8 505,18	8 996,14	9 787,00	9 914,00	10 259,00	10 525,00	11 213,00	11 632,00	11 641,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 423,00	1 525,00	1 560,00	1 603,00	1 621,00	1 731,00	1 791,00	1 791,00	1 790,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	2 031,38	2 007,38	2 067,38	2 109,94	2 397,94	2 971,86	3 521,86	3 521,86	3 521,86

Примечания

- 1 ¹⁾ Фактический и прогнозный максимумы потребления мощности приведены для летнего периода.
- 2 ²⁾ Фактический и прогнозный максимумы потребления мощности приведены для зимнего периода.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Перечень планируемых изменений установленной генерирующей мощности объектов по производству электрической энергии в ЕЭС России на период 2025–2030 годов

Таблица Б.1 – Перечень планируемых изменений установленной генерирующей мощности объектов по производству электрической энергии в ЕЭС России на период 2025–2030 годов, МВт

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.		
Архангельская область	ПАО «ТГК-2»	Северодвинская ТЭЦ-1	Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	ПТ-30-90/10	Уголь			30,0					30,0		
			Ввод мощности	ТЭС	7	ПТ-30/40-8.8/1.3	Газ			30,0						30,0	
Итого по Архангельской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего						30,0					30,0		
				АЭС													
				ГЭС													
				ТЭС		-						30,0					30,0
				ВЭС													
				СЭС													
			Ввод мощности	Всего								30,0					30,0
				АЭС													
				ГЭС													
				ТЭС		-						30,0					30,0
				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																
Калининградская область	АО «Калининградская генерирующая компания»	Гусевская ТЭЦ	Ввод мощности	ТЭС	-	ГПА	Газ		6,0						6,0		
			Вывод из эксплуатации	Всего													
Итого по Калининградской области	-	-		АЭС													
				ГЭС													
				ТЭС		-											
				ВЭС													
				СЭС													
			Ввод мощности	Всего							6,0						6,0
				АЭС													
				ГЭС													
				ТЭС		-						6,0					6,0
				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 Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025-2030 гг.					
Республика Коми	ПАО «Т Плюс»	Итгинская ТЭЦ	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПР-6-35/10/1,2	Уголь, мазут	6,0												
Итого по Республике Коми	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-	6,0												
				АЭС																
				ГЭС																
				ТЭС									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																			
г. Санкт-Петербург	ПАО «ТГК-1»	ЭС-2 Центральная ТЭЦ	Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	Т-23-90	Газ	23,0												
Итого по г. Санкт-Петербургу	-	-	Вывод из эксплуатации	ТЭС	-	-	-	22,0												
			Вывод из эксплуатации	Всего																
				АЭС									45,0							
				ГЭС																
				ТЭС									45,0							
				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																			

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.			
Ленинградская область	АО «Концерн Росэнергоатом»	Ленинградская АЭС	Вывод из эксплуатации	АЭС	3	РБМК-1000 (К-500-65/3000-2 - 2 шт.)	Ядерное топливо							1000,0	1000,0			
			Вывод из эксплуатации	АЭС	4	РБМК-1000 (К-500-65/3000-2 - 2 шт.)	Ядерное топливо								1000,0	1000,0		
	АО «Концерн Росэнергоатом»	Ленинградская АЭС-2	Ввод мощности	АЭС	7	ВВЭР-1200	Ядерное топливо							1150,0	1150,0			
	ПАО «ОГК-2»	Киришская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	4	ПТ-60-130/13	Газ, мазут			60,0						60,0		
			После модернизации	ТЭС						65,0							65,0	
			Изменение мощности	ТЭС						5,0							5,0	
	Итого по Ленинградской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего										2000,0	2000,0		
					АЭС											2000,0	2000,0	
				ГЭС	-	-	-											
				ТЭС														
				ВЭС														
				СЭС														
Ввод мощности				Всего												1150,0	1150,0	
				АЭС												1150,0	1150,0	
				ГЭС	-	-	-											
				ТЭС														
				ВЭС														
				СЭС														
До модернизации				Всего							60,0						60,0	
				АЭС														
				ГЭС	-	-	-											
				ТЭС								60,0						60,0
				ВЭС														
				СЭС														
После модернизации				Всего								65,0						65,0
				АЭС														
	ГЭС	-	-	-														
	ТЭС									65,0					65,0			
	ВЭС																	
	СЭС																	
Изменение мощности	Всего									5,0					5,0			
	АЭС																	
	ГЭС	-	-	-														
	ТЭС																	
	ВЭС									5,0					5,0			
	СЭС																	
Мурманская область	ПАО «ТГК-1»	ГЭС «Арктика»	Ввод мощности	ГЭС	1	Гидротурбина вертикальная поворотная (код ГТИ GVIE1714)	-			16,5					16,5			
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														
				АЭС														
				ГЭС	-	-	-											
				ТЭС														
				ВЭС														
				СЭС														
			После модернизации	Всего														
				АЭС														
	ГЭС	-	-	-														
	ТЭС																	
	ВЭС																	
	СЭС																	
Изменение мощности	Всего																	
	АЭС																	
	ГЭС	-	-	-														
	ТЭС																	
	ВЭС																	
	СЭС																	

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025-2030 гг.		
Новгородская область	ПАО «ТГК-2»	Новгородская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	1	ПТ-50-9,0/1,28	Газ			53,0					53,0		
			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
			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														
			ВЭС														
			СЭС														
			После модернизации	Всего									210,0				210,0
			АЭС														
			ГЭС														
			ТЭС														
			ВЭС										210,0				210,0
			СЭС														
Изменение мощности	Всего									-11,0				-11,0			
АЭС																	
ГЭС																	
ТЭС																	
ВЭС										-11,0				-11,0			
СЭС																	
Республика Карелия	ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»	МГЭС «Сегозерская ГЭС»	Ввод мощности	ГЭС	1-3	ПР15-ГК-280 (код ГТТ GVIE1329)	-	8,1									
Итого по Республике Карелия	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего													
			АЭС														
			ГЭС														
			ТЭС														
			ВЭС														
			СЭС														
			Ввод мощности	Всего						8,1							
			АЭС														
			ГЭС							8,1							
			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																	

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.																	
ОЭС Северо-Запада	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-	51,0		30,0				2000,0	2030,0																	
				АЭС									2000,0	2000,0																		
				ГЭС																												
				ТЭС								51,0		30,0				30,0														
				ВЭС																												
				СЭС																												
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	-	-	8,1	6,0	46,5					1150,0	1202,5														
				АЭС															1150,0	1150,0												
				ГЭС										8,1		16,5					16,5											
				ТЭС											6,0	30,0					36,0											
				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																															
Воронежская область	АО «Квадра»	Воронежская ТЭЦ-1	Вывод из эксплуатации	ТЭС	7	Р-14-90/10-17М	Газ			14,0					14,0																	
			До модернизации	ТЭС		Р-14-90/10-17М	Газ			14,0						14,0																
			После модернизации	ТЭС	8					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														
				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																															
	Изменение мощности	Всего	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-																	
	АЭС																															
	ГЭС																															
	ТЭС																															
	ВЭС																															
	СЭС																															

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.		
Ивановская область	ПАО «Т Плюс»	Ивановская ТЭЦ-2	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПТ-25-90/10М	Газ, мазут		25,0						25,0		
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	4	ПТ-25-90/10М	Газ, мазут		25,0							25,0	
Итого по Ивановской области	-	-	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																
Костромская область	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Костромская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	1	К-300-240-1	Газ				300,0				300,0		
			После модернизации	ТЭС								330,0				330,0	
			Изменение мощности	ТЭС									30,0			30,0	
			До модернизации	ТЭС	3	К-300-240-1	Газ		300,0							300,0	
			После модернизации	ТЭС					330,0							330,0	
			Изменение мощности	ТЭС					30,0							30,0	
			До модернизации	ТЭС	5	К-300-240-1	Газ			300,0						300,0	
			После модернизации	ТЭС						330,0						330,0	
			Изменение мощности	ТЭС						30,0						30,0	
	До модернизации	ТЭС	6	К-300-240-1	Газ			300,0						300,0			
	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	
После модернизации			ТЭС								120,0				120,0		
Изменение мощности			ТЭС								10,0				10,0		

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025-2030 гг.					
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	600,0	410,0								1310,0	
				АЭС																
				ГЭС																
				ТЭС																
				ВЭС																
				СЭС																
			После модернизации	Всего					330,0	660,0	450,0								1440,0	
				АЭС																
	ГЭС																			
	ТЭС																			
	ВЭС																			
	СЭС																			
Изменение мощности	Всего		30,0	60,0	40,0								130,0							
	АЭС																			
	ГЭС																			
	ТЭС																			
	ВЭС																			
	СЭС																			
Курская область	АО «Концери Росэнергоатом»	Курская АЭС-2	Ввод мощности	АЭС	1	ВВЭР-ТОИ	Ядерное топливо		1200,0						1200,0					
Ввод мощности			АЭС	2	ВВЭР-ТОИ	Ядерное топливо				1200,0					1200,0					
Итого по Курской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-													
				АЭС																
				ГЭС																
				ТЭС																
				ВЭС																
				СЭС																
			Ввод мощности	Всего					1200,0				1200,0						2400,0	
				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																			
Липецкая область	ПАО «НЛМК»	УТЭЦ-2 ПАО «НЛМК»	Ввод мощности	ТЭС	1	ПТ-150 (SST-600)	Газ		150,0						150,0					
Ввод мощности			ТЭС	2	ПТ-150 (SST-600)	Газ		150,0							150,0					

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.																																								
Итого по Липецкой области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-																																																
				АЭС																																																			
				ГЭС																																																			
				ТЭС																																																			
				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																																																						
Московская область	АО «Интер РАО – Электрогенерация»														Каширская ГРЭС	Ввод мощности	ТЭС	1	ПГУ-450	Газ																																			448,2
																Ввод мощности	ТЭС	2	ПГУ-450	Газ																																			
	АО «Загорская ГАЭС-2»														Загорская ГАЭС-2	Ввод мощности	ГАЭС	1-4		Гидрогенератор-двигатель СВГД 1030/245-40-УХЛ4 с системой возбуждения, мониторинга и контроля Насос - турбина РОНТ 115/812-В-630	-										840,0																								
																															840,0																								
	ПАО «Мосэнерго»														ТЭЦ-22 Мосэнерго	До модернизации	ТЭС	10	Т-240(250)/290-240-2	Газ, уголь, мазут		240,0								240,0																									
																После модернизации	ТЭС					250,0								250,0																									
																Изменение мощности	ТЭС					10,0								10,0																									
	ПАО «Мосэнерго»														ТЭЦ-17 (Ступинская)	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПТ-25-90/10М	Газ, мазут		20,0								20,0																									
																ТЭЦ-17 (Ступинская)	Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	ПТ-30-8.8	Газ, мазут		32,0							32,0																									
																ТЭЦ-17 (Ступинская)	Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	ПР-25-90/10М	Газ, мазут		25,0							25,0																									
	ООО «АГК-1»														ТЭС Хмельево	Ввод мощности	ТЭС	-	ПТУ КП-77-6.8 (код ГТП GVIE0643)	Твердые бытовые отходы		70,0								70,0																									
																ТЭС Аксеново	Ввод мощности	ТЭС	-	ПТУ КП-77-6.8 (код ГТП GVIE0644)	Твердые бытовые отходы		70,0							70,0																									
ТЭС Заводская																Ввод мощности	ТЭС	-	ПТУ КП-77-6.8 (код ГТП GVIE0645)	Твердые бытовые отходы		70,0							70,0																										
ТЭС Свистягино																Ввод мощности	ТЭС	-	ПТУ КП-77-6.8 (код ГТП GVIE0646)	Твердые бытовые отходы	70,0																																		

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.					
Итого по Московской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-		77,0						77,0					
				АЭС																
				ГЭС																
				ТЭС									77,0						77,0	
				ВЭС																
				СЭС																
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	70,0	210,0					1736,4			1946,4			
				АЭС																
				ГЭС																
				ГАЭС													840,0		840,0	
				ТЭС							70,0	210,0					896,4		1106,4	
				ВЭС																
			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	Т-100-130	Газ, мазут				100,0				100,0					
			После модернизации	ТЭС								110,0			110,0					
			Изменение мощности	ТЭС								10,0			10,0					
	ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-23 Мосэнерго	До модернизации	ТЭС	3	Т-100-130	Газ, мазут					100,0			100,0					
			После модернизации	ТЭС								110,0			110,0					
			Изменение мощности	ТЭС								10,0			10,0					
	ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-25 Мосэнерго	До модернизации	ТЭС	7	Т-250/300-240	Газ, мазут					250,0			250,0					
			После модернизации	ТЭС								259,0			259,0					
			Изменение мощности	ТЭС								9,0			9,0					
			До модернизации	ТЭС	3	Т-250/300-240	Газ, мазут						250,0			250,0				
			После модернизации	ТЭС									259,0			259,0				
			Изменение мощности	ТЭС									9,0			9,0				
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-25 Мосэнерго	До модернизации	ТЭС	4	Т-250/300-240	Газ				250,0				250,0						
		После модернизации	ТЭС								257,0			257,0						
		Изменение мощности	ТЭС								7,0			7,0						

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.																																											
Итого по г. Москве	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-																																																			
				АЭС																																																						
				ГЭС																																																						
				ТЭС																																																						
				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																																																									
Смоленская область	АО «Квадра»															Смоленская ТЭЦ-2	До модернизации	ТЭС	2	Т-100/120-130-2	Газ, мазут		105,0																																			105,0
																	После модернизации	ТЭС						126,0																																		
																	Изменение мощности	ТЭС							21,0							21,0																										
																	До модернизации	ТЭС	3	Т-100/120-130-4	Газ, мазут		110,0																																			
																	После модернизации	ТЭС						130,0																																		
																	Изменение мощности	ТЭС							20,0																																	
	ООО «Смоленскрегионтеплоэнерго Генерация»															Дорогобужская ТЭЦ	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	Р-18-90/2,5	Газ, уголь, мазут		18,0																																			
																	Вывод из эксплуатации	ТЭС	4	ПТ-60-90/13	Газ, уголь, мазут		60,0																																			
																	Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	ГТА-6РМ	Газ		6,0																																			
																	Вывод из эксплуатации	Всего						84,0																																		
Итого по Смоленской области	-															-		АЭС	-	-	-																																					
																		ГЭС																																								
																		ТЭС																																								
																		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																																																									

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025-2030 гг.			
Тамбовская область	АО «ВетроОГК-3»	Озерная ВЭС (Пилотная ВЭС-172)	Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1976)	-				54,0				54,0			
	АО «ВетроОГК-3»	Озерная ВЭС (Пилотная ВЭС-173)	Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1977)	-				54,0				54,0			
	АО «ВетроОГК-3»	Озерная ВЭС (Пилотная ВЭС-174)	Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1978)	-				43,2				43,2			
	АО «Квадра»	Тамбовская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	8	Т-110/120-130	Газ		110,0							110,0		
			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										
		Ввод мощности	ТЭС	2	ПР-16-9,4/2,6/04	Газ, дизель		16,0										
Итого по Тамбовской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-											
			АЭС															
			ГЭС															
			ТЭС															
			ВЭС															
			СЭС															
			Ввод мощности	Всего						32,0			151,2					151,2
			АЭС															
			ГЭС															
			ТЭС							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																		
Ярославская область	ПАО «РусГидро»	Угличская ГЭС	До модернизации	ГЭС	1	К-91-ВБ-900	-				55,0				55,0			
			После модернизации	ГЭС			ПЛ20-В-900					65,0				65,0		
			Изменение мощности	ГЭС								10,0				10,0		
Итого по Ярославской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-											
			АЭС															
			ГЭС															
			ТЭС															
			ВЭС															
			СЭС															
			Ввод мощности	Всего														
			АЭС															
			ГЭС															
			ТЭС															
			ВЭС															
			СЭС															
			До модернизации	Всего								55,0					55,0	
			АЭС															
			ГЭС															
			ТЭС															
			ВЭС															
			СЭС															
			После модернизации	Всего									65,0				65,0	
			АЭС															
ГЭС																		
ТЭС																		
ВЭС																		
СЭС																		
Изменение мощности	Всего									10,0				10,0				
АЭС																		
ГЭС																		
ТЭС																		
ВЭС																		
СЭС																		

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025-2030 гг.								
ОЭС Центра	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-	84,0	127,0	14,0					141,0								
				АЭС																			
				ГЭС																			
				ТЭС					84,0	127,0	14,0							141,0					
				ВЭС																			
				СЭС																			
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	-	-	102,0	1710,0		1351,2	1736,4				4797,6					
				АЭС																	2400,0		
				ГЭС																			
				ГАЭС															840,0			840,0	
				ТЭС							102,0	510,0							896,4			1406,4	
				ВЭС																			
				СЭС									151,2					151,2					
			До модернизации	Всего	-	-	-	-	-	110,0	755,0	919,0	1110,0					2784,0					
				АЭС																			
				ГЭС																			
				ТЭС							110,0	755,0	864,0	1110,0								2729,0	
				ВЭС																			
				СЭС																			
			После модернизации	Всего	-	-	-	-	-	130,0	836,0	1012,0	1188,0					3036,0					
				АЭС																			
	ГЭС																						
	ТЭС		130,0	836,0						947,0	1188,0								2971,0				
	ВЭС																						
	СЭС																						
Изменение мощности	Всего	-	-	-	-	-	20,0	81,0	93,0	78,0					252,0								
	АЭС																						
	ГЭС																						
	ТЭС							20,0	81,0	83,0	78,0								242,0				
	ВЭС																						
	СЭС																						
Самарская область	ПАО «Т Плюс»	Самарская ТЭЦ	Ввод мощности	ТЭС	4	ТП-124-12,8-NG	Газ		124,9						124,9								
	ПАО «Т Плюс»	Новокуйбышевская ТЭЦ-1	До модернизации	ТЭС	6	Тн-35/40-8,8	Газ, мазут					35,0			35,0								
			После модернизации	ТЭС								40,0			40,0								
			Изменение мощности	ТЭС									5,0			5,0							
	ООО «Четырнадцатый Ветропарк ФРВ»	Гражданская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ V126-4,55 (код ГТП GVIE0647) ВЭУ V126-4,55 (код ГТП GVIE0649) ВЭУ V126-4,55 (код ГТП GVIE0648) ВЭУ V126-4,55 (код ГТП GVIE0652) ВЭУ V126-4,55 (код ГТП GVIE0650)	-	233,2															
	ПАО «Форвард Энерго»	ГТП GVIE3219	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3219)	-		20,0							20,0							
		ГТП GVIE3256	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3256)	-							65,0		65,0							
		ГТП GVIE3257	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3257)	-							45,0		45,0							
		ГТП GVIE3258	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3258)	-							45,0		45,0							
		ГТП GVIE3259	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3259)	-							45,0		45,0							
		ГТП GVIE3260	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3260)	-							45,0		45,0							
ГТП GVIE3261		Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3261)	-							45,0		45,0								
ГТП GVIE3262	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3262)	-							45,0		45,0									

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.						
Итого по Самарской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-														
				АЭС																	
				ГЭС																	
				ТЭС																	
				ВЭС																	
				СЭС																	
			Ввод мощности	Всего	-	-	-			233,2	144,9						335,0	479,9			
				АЭС																	
				ГЭС																	
				ТЭС																	
				ВЭС																	
				СЭС																	
			До модернизации	Всего	-	-	-											35,0	35,0		
				АЭС																	
				ГЭС																	
				ТЭС																	
				ВЭС																	
				СЭС																	
			После модернизации	Всего	-	-	-												40,0	40,0	
				АЭС																	
	ГЭС																				
	ТЭС																				
	ВЭС																				
	СЭС																				
Изменение мощности	Всего	-	-	-												5,0	5,0				
	АЭС																				
	ГЭС																				
	ТЭС																				
	ВЭС																				
	СЭС																				
Саратовская область	ПАО «Т Плюс»	Балаковская ТЭЦ-4	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПТ-50-130/7	Газ, мазут									50,0	50,0				
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	ПТ-50-130/7	Газ, мазут										50,0	50,0			
	ПАО «Т Плюс»	Саратовская ТЭЦ-2	Ввод мощности	ТЭС	11, 12	ПГУ-115	Газ									115,0	115,0				
	ООО «Десятый Ветропарк ФРВ»	Красноармейская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	1–8	V126-4,55 (код ГТП GVIE1024)	-			37,8								37,8			
			Ввод мощности	ВЭС	9–16	V126-4,55 (код ГТП GVIE1022)	-			37,8									37,8		
			Ввод мощности	ВЭС	17–24	V126-4,55 (код ГТП GVIE1021)	-			37,8										37,8	
			Ввод мощности	ВЭС	25–32	V126-4,55 (код ГТП GVIE1023)	-			37,8											37,8
			Ввод мощности	ВЭС	33–40	V126-4,55 (код ГТП GVIE1047)	-			38,7											38,7
	ПАО «Форвард Энерго»	ГТП GVIE3222	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3222)	-				17,0							17,0			
	ООО «Юнигрин Пауэр»	ГТП GVIE2882	Ввод мощности	СЭС	-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2882)	-		72,0									72,0			
	ПАО «РусГидро»	Саратовская ГЭС	До модернизации	ГЭС	11	ПЛ20/661-В-1030	TKV00											60,0	60,0		
			После модернизации	ГЭС																	
			Изменение мощности	ГЭС																	
			До модернизации	ГЭС	12	ПЛ20/661-В-1030	TKV00													60,0	60,0
			После модернизации	ГЭС																	
			Изменение мощности	ГЭС																	
			До модернизации	ГЭС	15	ПЛ20/661-В-1030	TKV00													60,0	66,0
			После модернизации	ГЭС																	
			Изменение мощности	ГЭС																	
			До модернизации	ГЭС	16	ПЛ20/661-В-1030	TKV00													60,0	66,0
			После модернизации	ГЭС																	
			Изменение мощности	ГЭС																	
			До модернизации	ГЭС	18	ПЛ20/661-В-1030	TKV00													60,0	66,0
			После модернизации	ГЭС																	
			Изменение мощности	ГЭС																	
			До модернизации	ГЭС	19	ПЛ15/661-В-1030	TKV00													60,0	66,0
После модернизации			ГЭС																		
Изменение мощности			ГЭС																		
До модернизации	ГЭС	20	ПЛ15/661-В-1030	TKV00													60,0	66,0			
После модернизации	ГЭС																				
Изменение мощности	ГЭС																				

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025-2030 гг.							
Итого по Саратовской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-					100,0			100,0							
				АЭС																		
				ГЭС																		
				ТЭС													100,0			100,0		
				ВЭС																		
				СЭС																		
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	-	-	261,9	17,0		115,0					393,9				
				АЭС																		
				ГЭС																		
				ТЭС																115,0		115,0
				ВЭС											189,9	17,0						206,9
				СЭС						72,0							72,0					
			До модернизации	Всего	-	-	-	-	-	60,0	360,0							420,0				
				АЭС																		
				ГЭС																		
				ТЭС																		
				ВЭС																		
				СЭС																		
			После модернизации	Всего	-	-	-	-	-	66,0	396,0							462,0				
				АЭС																		
				ГЭС																		
	ТЭС																					
	ВЭС																					
	СЭС																					
Изменение мощности	Всего	-	-	-	-	-	6,0	36,0							42,0							
	АЭС																					
	ГЭС																					
	ТЭС																					
	ВЭС																					
	СЭС																					
Нижегородская область	ПАО «РусГидро»	Нижегородская ГЭС	До модернизации	ГЭС	4	Поворотно-лопастная осевая К(ПЛ) 510-ВВ-900	-		65,0							65,0						
			После модернизации	ГЭС					72,5							72,5						
			Изменение мощности	ГЭС					7,5								7,5					
			До модернизации	ГЭС	5	Поворотно-лопастная осевая К(ПЛ) 510-ВВ-900	-	-							65,0			65,0				
			После модернизации	ГЭС											72,5			72,5				
			Изменение мощности	ГЭС													7,5		7,5			
			До модернизации	ГЭС	7	Поворотно-лопастная осевая К(ПЛ) 510-ВВ-900	-	-					65,0					65,0				
			После модернизации	ГЭС										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																					
До модернизации	Всего	-				-	-	-	-	65,0			65,0			65,0		195,0				
	АЭС																					
	ГЭС																					
	ТЭС																					
	ВЭС																					
	СЭС																					
После модернизации	Всего	-				-	-	-	-	72,5			72,5			72,5		217,5				
	АЭС																					
	ГЭС																					
	ТЭС																					
	ВЭС																					
	СЭС																					
Изменение мощности	Всего	-	-	-	-	-	7,5			7,5			7,5		22,5							
	АЭС																					
	ГЭС																					
	ТЭС																					
	ВЭС																					
	СЭС																					
	Всего	-	-	-	-	-	7,5			7,5			7,5		22,5							
	АЭС																					
	ГЭС																					
	ТЭС																					
	ВЭС																					
	СЭС																					

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.																																																																								
Республика Татарстан	ООО «Нижнекамская ТЭЦ»	Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-2)	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПТ-135/165-130/15	Газ, мазут				135,0				135,0																																																																								
			Ввод мощности	ТЭС	1 (ГТЭ-1)	ГТЭ-155	Газ					155,0				155,0																																																																							
	АО «ТЭК-16»	Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)	До модернизации	ТЭС	3	Р-100-130/15	Газ, мазут				100,0					100,0																																																																							
			После модернизации	ТЭС																				102,0																																																															
			Изменение мощности	ТЭС																			2,0			2,0																																																													
	ООО «АГК-2»	ТЭС ЗТО ТК0	Ввод мощности	ТЭС	-	-	ПТУ КП-55-6.8 (Код ГТП GVIE0653)	Твердые бытовые отходы		55,0						55,0																																																																							
																	ПАО «Форвард Энерго»	ГТП GVIE3230	Ввод мощности	ВЭС	-	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3230)	-				45,0			45,0																																																								
																																ГТП GVIE3231	Ввод мощности	ВЭС	-	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3231)	-				55,0			55,0																																										
																																														ГТП GVIE3232	Ввод мощности	ВЭС	-	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3232)	-				69,0			69,0																												
																																																												ГТП GVIE3233	Ввод мощности	ВЭС	-	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3233)	-				45,0			45,0														
																																																																										ГТП GVIE3234	Ввод мощности	ВЭС	-	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3234)	-				45,0			45,0
	ГТП GVIE3236	Ввод мощности	ВЭС	-	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3236)	-				45,0			45,0																																																																									
Итого по Республике Татарстан															-	-	-	-	-	-	-																																																																		
																														Вывод из эксплуатации	Всего																																																								
																															АЭС																																																								
																															ГЭС																																																								
																															ТЭС																																																								
		ВЭС																																																																																					
		СЭС																																																																																					
	Ввод мощности	Всего							55,0			155,0																		349,0	559,0																																																								
		АЭС																																																																																					
		ГЭС																																																																																					
		ТЭС																																																																																					
		ВЭС								55,0		155,0																		349,0	210,0																																																								
		СЭС																													349,0																																																								
	До модернизации	Всего										100,0																			100,0																																																								
		АЭС																																																																																					
		ГЭС																																																																																					
		ТЭС																																																																																					
		ВЭС																																																																																					
		СЭС																																																																																					
	После модернизации	Всего																													102,0																																																								
		АЭС																																																																																					
		ГЭС																																																																																					
		ТЭС																																																																																					
		ВЭС																													102,0																																																								
	СЭС																																																																																						
Изменение мощности	Всего														2,0																																																																								
	АЭС																																																																																						
	ГЭС																																																																																						
	ТЭС																																																																																						
	ВЭС														2,0																																																																								
	СЭС																																																																																						
Чувашская Республика – Чувашия	ПАО «Т Плюс»	Новочебоксарская ТЭЦ-3	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПТ-50/60-130/13	Газ, мазут								50,0																																																																								

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.			
Итого по Чувашской Республике – Чувашии	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-			50,0					50,0			
				АЭС														
				ГЭС														
				ТЭС														
				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	-	-	-			50,0	135,0	100,0			285,0			
				АЭС														
				ГЭС														
				ТЭС														
				ВЭС														
			СЭС															
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	233,2	461,8	17,0	155,0	464,0	335,0				1432,8	
				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																		

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025-2030 гг.	
Астраханская область	ООО «Двенадцатый Ветропарк ФРВ»	ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2695) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2700) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2701) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2696) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2702)	-					162,5			162,5	
		ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2714) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2715)	-						50,0		50,0	
	ООО «Юнигрин Пауэр»	ГТП GVIE2716	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2716)	-							25,0		25,0
		Богдинская СЭС	Ввод мощности	СЭС	-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1872)	-	68,6								
		ГТП GVIE2885	Ввод мощности	СЭС	-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2885)	-			50,0						50,0
		ГТП GVIE2886	Ввод мощности	СЭС	-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2886)	-			50,0						50,0
		ГТП GVIE2892	Ввод мощности	СЭС	-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2892)	-			50,0						50,0
Итого по Астраханской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	68,6		150,0	120,0	162,5	75,0		507,5	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	-	-	-	68,6		150,0	120,0	162,5	75,0		237,5	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	-	-	-									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	-	-	-									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.														
Волгоградская область	ООО «Шестой Ветропарк ФРВ»	Ольховская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	25–32	V126-4,55 (код ГТП GVIE1025)	–		38,7						38,7														
			Ввод мощности	ВЭС	41–48	V126-4,55 (код ГТП GVIE1039)	–		38,7							38,7													
			Ввод мощности	ВЭС	49–56	V126-4,55 (код ГТП GVIE1015)	–		37,8								37,8												
			Ввод мощности	ВЭС	57–64	V126-4,55 (код ГТП GVIE1016)	–		37,8								37,8												
			Ввод мощности	ВЭС	33–40	V126-4,55 (код ГТП GVIE1038)	–		38,7								38,7												
			Ввод мощности	ВЭС	17–24	V126-4,55 (код ГТП GVIE1035)	–		38,7								38,7												
			Ввод мощности	ВЭС	5–12	V126-4,55 (код ГТП GVIE1042)	–		38,7								38,7												
			Ввод мощности	ВЭС	1–4, 13–16	V126-4,55 (код ГТП GVIE1046)	–		38,7								38,7												
	ООО «Восьмой Ветропарк ФРВ»	Новоалексеевская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	1–4	V126-4.2 (код ГТП GVIE0651)	–	18,8																					
	ПАО «Форвард Энерго»	ГТП GVIE3223	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3223)	–				17,6					17,6													
	ООО «Двенадцатый Ветропарк ФРВ»	ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2635) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2636) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2634) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2670) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2675) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2676) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2677)	–					256,3				256,3													
																	ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2704) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2705) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2709) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2710)	–				175,0			175,0
	ООО «Шестнадцатый Ветропарк ФРВ»	ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2633) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2671)	–					81,3				81,3													
																	ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2655) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2656) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2653) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2654)	–				175,0			175,0
	ООО «Тепловая генерация г. Волжского»	Волжская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	1	ПТ-61-115/13	Газ, мазут					61,0				61,0													
			После модернизации	ТЭС								65,0				65,0													
			Изменение мощности	ТЭС								4,0				4,0													
			До модернизации	ТЭС	2	ПТ-65-115/13	Газ, мазут						61,0				61,0												
			После модернизации	ТЭС								65,0				65,0													
			Изменение мощности	ТЭС								4,0				4,0													
			До модернизации	ТЭС	5	T-48-115	Газ, мазут						48,0				48,0												
			После модернизации	ТЭС								50,0				50,0													
Изменение мощности	ТЭС								2,0				2,0																
ПАО «РусГидро»	Волжская ГЭС	До модернизации	ГЭС	7	ПЛ 587-ВВ-930	–				115,0					115,0														
		После модернизации	ГЭС		ПЛ 30/877-В-930	–				125,5					125,5														
		Изменение мощности	ГЭС			–				10,5					10,5														

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.										
Итого по Волгоградской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-																		
				АЭС																					
				ГЭС																					
				ТЭС																					
				ВЭС																					
				СЭС																					
			Ввод мощности	Всего				-	-	-	18,8	307,8		355,1	175,0	262,5			1100,4						
				АЭС																					
				ГЭС																					
				ТЭС																					
				ВЭС																					
				СЭС																					
			До модернизации	Всего							-	-	-			115,0	170,0					285,0			
				АЭС																					
				ГЭС																					
				ТЭС																					
				ВЭС																					
				СЭС																					
			После модернизации	Всего										-	-	-			125,5	180,0					305,5
				АЭС																					
				ГЭС																					
				ТЭС																					
				ВЭС																					
				СЭС																					
Изменение мощности	Всего	-	-	-			10,5										10,0					20,5			
	АЭС																								
	ГЭС																								
	ТЭС																								
	ВЭС																								
	СЭС																								
Краснодарский край	ООО «ВО «Технопромэкспорт»				Ударная ТЭС	Ввод мощности	ТЭС	4	ПГУ	Газ												250,0		250,0	
						До модернизации	ТЭС	7	Т-145/160-130	Газ, мазут								145,0						145,0	
						После модернизации	ТЭС											150,0						150,0	
	ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»				Краснодарская ТЭЦ	Изменение мощности	ТЭС	8	Т-145/160-130	Газ, мазут															5,0
						До модернизации	ТЭС											145,0					145,0		
						После модернизации	ТЭС											150,0					150,0		
						Изменение мощности	ТЭС					5,0							5,0						
	ООО «РН-Туапсинский НПЗ»				ГТУ ТЭС ООО «РН-Туапсинский НПЗ»	Ввод мощности	ТЭС	1	ПТ-12-39/13	Газ		12,0									12,0				
						Ввод мощности	ТЭС	4	ГТУ GST-800	Газ		47,0									47,0				
						Ввод мощности	ТЭС	5	ГТУ GST-800	Газ		47,0									47,0				
						Ввод мощности	ТЭС	6	ГТУ GST-800	Газ		47,0								47,0					
Итого по Краснодарскому краю	-				-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-															
							АЭС																		
							ГЭС																		
							ТЭС																		
							ВЭС																		
							СЭС																		
						Ввод мощности	Всего				-	-	-		153,0					250,0		403,0			
			АЭС																						
			ГЭС																						
			ТЭС																						
			ВЭС																						
			СЭС																						
		До модернизации	Всего	-		-	-								290,0							290,0			
			АЭС																						
			ГЭС																						
			ТЭС																						
			ВЭС																						
			СЭС																						
		После модернизации	Всего											-	-	-		300,0							300,0
			АЭС																						
			ГЭС																						
			ТЭС																						
			ВЭС																						
			СЭС																						
Изменение мощности	Всего	-	-		-				10,0													10,0			
	АЭС																								
	ГЭС																								
	ТЭС																								
	ВЭС																								
	СЭС																								

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.		
Республика Дагестан	ООО «Новая энергия»	Зодиак СЭС	Ввод мощности	СЭС	1	ФЭСМ Волна (код ГТП GVIE1477)	-		25,9						25,9		
			Ввод мощности	СЭС	2	ФЭСМ Зодиак (код ГТП GVIE1479)	-		25,9							25,9	
			Ввод мощности	СЭС	3	ФЭСМ Горизонт (код ГТП GVIE1582)	-		25,9								25,9
			Ввод мощности	СЭС	4	ФЭСМ Тарлан (код ГТП GVIE2550)	-		22,2								22,2
	ООО «Юнигрин Пауэр»	Ногайская СЭС (Чолпан СЭС)	Ввод мощности	СЭС	-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1912)	-		60,0							60,0	
	АО «ВетроОГК-3»	Новолакская ВЭС. I Этап (Пилотная ВЭС-134)	Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1936)	-		54,0							54,0	
	АО «ВетроОГК-3»	Новолакская ВЭС. I Этап (Пилотная ВЭС-135)	Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1937)	-		54,0							54,0	
	АО «ВетроОГК-3»	Новолакская ВЭС. I Этап (Пилотная ВЭС-136)	Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1939)	-		47,1							47,1	
	АО «ВетроОГК-3»	Новолакская ВЭС. II Этап (Пилотная ВЭС-152)	Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1964)	-			54,0						54,0	
	АО «ВетроОГК-3»	Новолакская ВЭС. II Этап (Пилотная ВЭС-153)	Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1966)	-			54,0						54,0	
	АО «ВетроОГК-3»	Новолакская ВЭС. II Этап (Пилотная ВЭС-154)	Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1955)	-			46,5						46,5	
	ПАО «РусГидро»	Могохская ГЭС	Ввод мощности	ГЭС	1, 2	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2757)	-							49,8		49,8	
	ПАО «РусГидро»	Чирюртская ГЭС-1	До модернизации	ГЭС	1	ПЛ-642-ВБ-370	-								36,0	36,0	
			После модернизации	ГЭС								40,0	40,0				
			Изменение мощности	ГЭС								4,0	4,0				
			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	
			После модернизации	ГЭС								275,0	275,0				
			Изменение мощности	ГЭС							25,0	25,0					
			До модернизации	ГЭС	2	РО-230-989-В-450	-				250,0					250,0	
			После модернизации	ГЭС						275,0	275,0						
			Изменение мощности	ГЭС						25,0	25,0						
			До модернизации	ГЭС	3	РО-230-989-В-450	-			250,0						250,0	
			После модернизации	ГЭС					275,0	275,0							
			Изменение мощности	ГЭС					25,0	25,0							
			До модернизации	ГЭС	4	РО-230-989-В-450	-					250,0				250,0	
			После модернизации	ГЭС					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							315,0	154,5				49,8	519,3
				АЭС													
				ГЭС												49,8	49,8
				ТЭС													
				ВЭС							155,1	154,5					309,5
				СЭС							159,9						159,9
До модернизации				Всего							250,0	250,0	250,0	36,0	286,0		1072,0
				АЭС													
				ГЭС							250,0	250,0	250,0	36,0	286,0		1072,0
				ТЭС													
				ВЭС													
				СЭС													
После модернизации				Всего							275,0	275,0	275,0	40,0	315,0		1180,0
				АЭС													
				ГЭС							275,0	275,0	275,0	40,0	315,0		1180,0
				ТЭС													
				ВЭС													
				СЭС													
Изменение мощности				Всего							25,0	25,0	25,0	4,0	29,0		108,0
				АЭС													
				ГЭС							25,0	25,0	25,0	4,0	29,0		108,0
				ТЭС													
	ВЭС																
	СЭС																

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.												
Кабардино-Балкарская Республика	ПАО «РусГидро»	Верхнебаксанская ГЭС	Ввод мощности	ГЭС	1	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2758)	–					12,4			12,4												
			Ввод мощности	ГЭС	2	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2758)	–						12,4			12,4											
	ПАО «РусГидро»	Черекская ГЭС (Псыгансу)	Ввод мощности	ГЭС	1–3	Гидротурбина вертикальная поворотнo-лопастная (код ГТП GVIE1691)	–		23,4						23,4												
Итого по Кабардино-Балкарской Республике	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–																				
				АЭС																							
				ГЭС																							
				ТЭС																							
				ВЭС																							
				СЭС																							
			Ввод мощности	Всего				–	–	–				23,4				24,7			48,1						
				АЭС																							
				ГЭС													23,4				24,7			48,1			
				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)	–							63,0										
	ООО «Юнигрин Пауэр»				Лаганская СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1903)	–								60,0						60,0			
Итого по Республике Калмыкия	–				–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–																	
							АЭС																				
							ГЭС																				
							ТЭС																				
							ВЭС																				
							СЭС																				
						Ввод мощности	Всего				–	–	–			63,0	60,0							60,0			
							АЭС																				
							ГЭС																				
							ТЭС																				
							ВЭС																				
							СЭС																				
		До модернизации	Всего	–		–	–									63,0	60,0							60,0			
			АЭС																								
			ГЭС																								
			ТЭС																								
			ВЭС																								
			СЭС																								
		После модернизации	Всего											–	–	–											
			АЭС																								
	ГЭС																										
	ТЭС																										
	ВЭС																										
	СЭС																										
Изменение мощности	Всего	–	–		–																						
	АЭС																										
	ГЭС																										
	ТЭС																										
	ВЭС																										
	СЭС																										

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.			
Республика Крым	АО «КРЫМТЭЦ»	Камыш-Бурунская ТЭЦ	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПТ-12-35/10м	Газ, мазут	12,0										
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	ПТ-12-35/10м	Газ, мазут	12,0										
	ООО «ВО «Технопромэкспорт»	Таврическая ТЭС	Ввод мощности	ТЭС	3	ПГУ	Газ							250,0	250,0			
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	Т-6-35/16	Газ				6,0					6,0		
	АО «КРЫМТЭЦ»	Сакская ТЭЦ	Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	АР-6-6	Газ				6,0					6,0		
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	ДЖ-59ЛЗ	Газ				15,4						15,4	
Итого по Республике Крым	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего				24,0				27,4				27,4		
				АЭС														
				ГЭС														
				ТЭС	-	-				24,0				27,4				27,4
				ВЭС														
				СЭС														
			Ввод мощности	Всего												250,0	250,0	
				АЭС														
				ГЭС														
				ТЭС	-	-										250,0	250,0	
				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 Северная Осетия – Алания	ПАО «РусГидро»	Гизельдонская ГЭС	До модернизации	ГЭС	1	П-461-ГИ	-			7,6					7,6			
			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		
			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		
			После модернизации	ГЭС							8,8					8,8		
			Изменение мощности	ГЭС							1,2					1,2		
			Вывод из эксплуатации	Всего														
				АЭС														
				ГЭС	-	-												
	ТЭС																	
	ВЭС																	
	СЭС																	
Ввод мощности	Всего																	
	АЭС																	
	ГЭС	-	-															
	ТЭС																	
	ВЭС																	
	СЭС																	
До модернизации	Всего									22,8				22,8				
	АЭС																	
	ГЭС	-	-							22,8				22,8				
	ТЭС																	
	ВЭС																	
	СЭС																	
После модернизации	Всего									26,4				26,4				
	АЭС																	
	ГЭС	-	-							26,4				26,4				
	ТЭС																	
	ВЭС																	
	СЭС																	
Изменение мощности	Всего									3,6				3,6				
	АЭС																	
	ГЭС	-	-							3,6				3,6				
	ТЭС																	
	ВЭС																	
	СЭС																	

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025-2030 гг.														
Ростовская область	ПАО «ОГК-2»	Новочеркасская ГРЭС	Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	К-270(300)-240-2	Уголь, газ					270,0			270,0														
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	4	К-270(300)-240-2	Уголь, газ						270,0			270,0													
			Ввод мощности	ТЭС	-	ПГУ-324	Газ						324,0			324,0													
			Ввод мощности	ТЭС	-	ПГУ-170	Газ						165,0			165,0													
	АО «ВетроСПК»	Вербная ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1389)	-			20,0						20,0													
			Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1448)	-			40,0						40,0													
Ввод мощности			ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1449)	-			40,0						40,0														
Итого по Ростовской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего								540,0			540,0														
				АЭС																									
				ГЭС																									
				ТЭС										540,0			540,0												
				ВЭС																									
				СЭС																									
			Ввод мощности	Всего						100,0				489,0			589,0												
				АЭС																									
				ГЭС																									
				ТЭС																									
				ВЭС										489,0			489,0												
				СЭС							100,0						100,0												
			До модернизации	Всего																									
				АЭС																									
				ГЭС																									
				ТЭС																									
				ВЭС																									
				СЭС																									
			После модернизации	Всего																									
				АЭС																									
				ГЭС																									
				ТЭС																									
				ВЭС																									
				СЭС																									
			Изменение мощности	Всего																									
				АЭС																									
				ГЭС																									
				ТЭС																									
				ВЭС																									
				СЭС																									
Ставропольский край	ПАО «ЭЛС-Энерго»	Невинномысская ГРЭС	Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	ПТ-25/30-90/11	Газ				25,0				25,0														
	АО «ВетроОГК-3»	Симоновская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1393)	-		20,0						20,0														
			Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1395)	-		15,0						15,0														
			Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1396)	-		22,5						22,5														
	ПАО «ЭЛС-Энерго»	Сотниковская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1336)	-		71,3						71,3														
	ПАО «РусГидро»	Сенгилеевская ГЭС	До модернизации	ГЭС	1		PO45/3123-B-140	-								4,5													
			После модернизации	ГЭС													PO 45-B-135	-							5,9				
			Изменение мощности	ГЭС														1,4											
			До модернизации	ГЭС	3		PO45/3123-B-140	-										4,5											
			После модернизации	ГЭС															PO 45-B-135	-								5,9	
			Изменение мощности	ГЭС																									
	До модернизации	ГАЭС	1																63НТВ-30	-									
	После модернизации	ГАЭС			СТ-200-2000	-									3,2														
	Изменение мощности	ГАЭС														0,5													
	До модернизации	ГАЭС	2		63НТВ-30	-										2,7													
	После модернизации	ГАЭС															СТ-200-2000	-										3,2	
	Изменение мощности	ГАЭС														0,5													
	До модернизации	ГАЭС	3		63НТВ-30	-										2,7													
	После модернизации	ГАЭС															СТ-200-2000	-										3,2	
	Изменение мощности	ГАЭС														0,5													
	До модернизации	ГАЭС	4		63НТВ-30	-										2,7													
	После модернизации	ГАЭС															СТ-200-2000	-										3,2	
	Изменение мощности	ГАЭС														0,5													
	До модернизации	ГАЭС	5		63НТВ-30	-										2,7													
	После модернизации	ГАЭС															СТ-200-2000	-										3,2	
Изменение мощности	ГАЭС														0,5														
До модернизации	ГАЭС	6		63НТВ-30	-										2,7														
После модернизации	ГАЭС															СТ-200-2000	-										3,2		
Изменение мощности	ГАЭС														0,5														

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.																
Итого по Ставропольскому краю	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-				25,0				25,0																
				АЭС																											
				ГЭС																											
				ТЭС												25,0				25,0											
				ВЭС																											
				СЭС																											
			Ввод мощности	Всего				-	-	-	-	-		128,8							128,8										
				АЭС																											
				ГЭС																											
				ТЭС																											
				ВЭС															128,8						128,8						
				СЭС																											
			До модернизации	Всего									-	-	-	-	-			24,9						24,9					
				АЭС																											
				ГЭС																					9,0					9,0	
				ГАЭС																					15,9					15,9	
				ТЭС																											
				ВЭС																											
				СЭС																											
			После модернизации	Всего														-	-	-	-	-			30,8						30,8
	АЭС																														
	ГЭС																							11,9					11,9		
	ГАЭС																							18,9					18,9		
	ТЭС																														
	ВЭС																														
	СЭС																														
Изменение мощности	Всего	-	-	-	-	-			5,9																5,9						
	АЭС																														
	ГЭС																							2,9					2,9		
	ГАЭС																							3,0					3,0		
	ТЭС																														
	ВЭС																														
	СЭС																														
Чеченская Республика	ПАО «РусГидро»						Башенная МГЭС	Ввод мощности	ГЭС	1-2	Гидротурбина вертикальная поворотная (код ГТП GVIE1772)	-		10,0											10,0						
	ООО «Юнигрин Пауэр»						Курчаловская СЭС (Предгорная СЭС)	Ввод мощности	СЭС	-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2511)	-		25,0											25,0						
	ПАО «РусГидро»						Нихалойская ГЭС	Ввод мощности	ГЭС	1	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2759)	-					11,5								11,5						
								Ввод мощности	ГЭС	2	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2759)	-					11,5								11,5						
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																												
		До модернизации	Всего	-	-	-		-	-										25,0							25,0					
			АЭС																												
			ГЭС																												
			ТЭС																												
			ВЭС																												
			СЭС																												
		После модернизации	Всего															-	-	-	-	-									
			АЭС																												
	ГЭС																														
	ТЭС																														
	ВЭС																														
	СЭС																														
Изменение мощности	Всего	-	-				-			-	-																				
	АЭС																														
	ГЭС																														
	ТЭС																														
	ВЭС																														
	СЭС																														

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.					
ОЭС Юга	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-	24,0			52,4	540,0			592,4					
				АЭС																
				ГЭС																
				ТЭС																
				ВЭС																
				СЭС																
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	150,4	1123,0	304,5	475,1	874,2	887,3				3664,0			
				АЭС																
				ГЭС																
				ТЭС																
				ВЭС																
				СЭС																
			До модернизации	Всего	-	-	-													
				АЭС																
				ГЭС																
				ГАЭС																
				ТЭС																
				ВЭС																
				СЭС																
			После модернизации	Всего	-	-	-													
				АЭС																
				ГЭС																
				ГАЭС																
				ТЭС																
	ВЭС																			
	СЭС																			
Изменение мощности	Всего	-	-	-																
	АЭС																			
	ГЭС																			
	ГАЭС																			
	ТЭС																			
	ВЭС																			
	СЭС																			
Оренбургская область	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Ириклинская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	1	К-300-240	Газ, мазут				300,0				300,0					
			После модернизации	ТЭС								330,0				330,0				
			Изменение мощности	ТЭС									30,0				30,0			
			До модернизации	ТЭС	3	К-300-240	Газ, мазут					300,0					300,0			
			После модернизации	ТЭС								330,0					330,0			
			Изменение мощности	ТЭС									30,0				30,0			
Итого по Оренбургской 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		
				АЭС																
				ГЭС																
				ТЭС																
				ВЭС																
				СЭС																
			После модернизации	Всего	-	-	-					330,0	330,0					660,0		
				АЭС																
	ГЭС																			
	ТЭС																			
	ВЭС																			
	СЭС																			
Изменение мощности	Всего	-	-	-					30,0	30,0					60,0					
	АЭС																			
	ГЭС																			
	ТЭС																			
	ВЭС																			
	СЭС																			

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.			
Пермский край	ПАО «Т Плюс»	Пермская ТЭЦ-14	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПТ-60-130/13	Газ, мазут					60,0			60,0			
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	5	Т-50-130	Газ, мазут						50,0			50,0		
			Ввод мощности	ТЭС	–	ПГУ-105	Газ							105,0			105,0	
	ПАО «РусГидро»	Воткинская ГЭС	До модернизации	ГЭС	6		ПЛ 661-ВВ-930	–					100,0			100,0		
			После модернизации	ГЭС									ПЛ30/5059-В-930			115,0	115,0	
			Изменение мощности	ГЭС					15,0					15,0			15,0	
			До модернизации	ГЭС	9		ПЛ 661-ВВ-930	–						100,0			100,0	
			После модернизации	ГЭС										ПЛ30/5059-В-930			115,0	115,0
			Изменение мощности	ГЭС														
	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Пермская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	2		К-820-240-5	Газ			820,0					820,0		
			После модернизации	ТЭС							850,0					850,0		
			Изменение мощности	ТЭС							30,0					30,0		
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														
				ВЭС														
				СЭС														
			До модернизации	Всего								920,0	100,0				1020,0	
				АЭС														
				ГЭС														
				ТЭС														
				ВЭС														
				СЭС														
			После модернизации	Всего								965,0	115,0				1080,0	
				АЭС														
				ГЭС														
				ТЭС											115,0		230,0	
				ВЭС											850,0		850,0	
				СЭС														
Изменение мощности	Всего									45,0	15,0			60,0				
	АЭС																	
	ГЭС																	
	ТЭС																	
	ВЭС																	
	СЭС																	
Свердловская область	АО «Кузбассэнерго»	Рефтинская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	1	К-300-240	Уголь			300,0					300,0			
			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		
			После модернизации	ТЭС									315,0			315,0		
			Изменение мощности	ТЭС									15,0			15,0		
	ПАО «ЭЛС-Энерго»	Среднеуральская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	6	Т-100-130	Газ			100,0						100,0		
			После модернизации	ТЭС						120,0						120,0		
			Изменение мощности	ТЭС						20,0						20,0		
	ООО «Синергия»	ТЭЦ Синергия	Ввод мощности	ТЭС	–	ПГУ-20	Газ	19,9										

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.				
Итого по Свердловской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-												
				АЭС															
				ГЭС															
				ТЭС															
				ВЭС															
				СЭС															
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	19,9											
				АЭС															
				ГЭС															
				ТЭС							19,9								
				ВЭС															
				СЭС															
			До модернизации	Всего	-	-	-	100,0	300,0	300,0							700,0		
				АЭС															
				ГЭС															
				ТЭС							100,0	300,0	300,0						700,0
				ВЭС															
				СЭС															
			После модернизации	Всего	-	-	-	120,0	315,0	315,0							750,0		
				АЭС															
	ГЭС																		
	ТЭС							120,0	315,0	315,0						750,0			
	ВЭС																		
	СЭС																		
Изменение мощности	Всего	-	-	-	20,0	15,0	15,0							50,0					
	АЭС																		
	ГЭС																		
	ТЭС							20,0	15,0	15,0						50,0			
	ВЭС																		
	СЭС																		
Республика Башкортостан	ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ»	Ново-Салаватская ТЭЦ	Ввод мощности	ТЭС	1	Р-50-12,8/0,8	Газ	50,0											
	ООО «БГК»	Кармановская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	1	К-315-240-3М	Газ, мазут		315,2						315,2				
			После модернизации	ТЭС					330,0						330,0				
			Изменение мощности	ТЭС						14,8						14,8			
	ООО «БГК»	Стерлитамакская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	2	К-300-240-1	Газ, мазут					300,0			300,0				
			После модернизации	ТЭС								330,0			330,0				
			Изменение мощности	ТЭС									30,0			30,0			
	ООО «БГК»	Ново-Стерлитамакская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	9	Т-100-130	Газ			100,0					100,0				
			После модернизации	ТЭС						118,0					118,0				
			Изменение мощности	ТЭС							18,0					18,0			
	ООО «БГК»	Уфимская ТЭЦ-4	До модернизации	ТЭС	3	ПТ-135/165-130/15	Газ, мазут					135,0			135,0				
			После модернизации	ТЭС								139,9			139,9				
			Изменение мощности	ТЭС									4,9			4,9			
ООО «БГК»	Уфимская ТЭЦ-4	До модернизации	ТЭС	9	Р-45-130/13	Газ, мазут					45,0			45,0					
		После модернизации	ТЭС								49,9			49,9					
		Изменение мощности	ТЭС									4,9			4,9				
ООО «РемЭнергоМонтаж»	Установка по выработке пара ООО «РемЭнергоМонтаж»	Ввод мощности	ТЭС	-	HNG 32/32	Газ	18,4												

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.																																							
Итого по Республике Башкортостан	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-																																															
				АЭС																																																		
				ГЭС																																																		
				ТЭС																																																		
				ВЭС																																																		
				СЭС																																																		
			Ввод мощности	Всего												-	-	-			68,4																																	
				АЭС																																																		
				ГЭС																																																		
				ТЭС																																																		
				ВЭС																																																		
				СЭС																																																		
			До модернизации	Всего																									-	-	-				315,2	100,0	480,0				895,2													
				АЭС																																																		
				ГЭС																																																		
				ТЭС																																																		
				ВЭС																																																		
				СЭС																																																		
			После модернизации	Всего																																						-	-	-				330,0	118,0	519,8				967,8
				АЭС																																																		
	ГЭС																																																					
	ТЭС																																																					
	ВЭС																																																					
	СЭС																																																					
Изменение мощности	Всего	-	-	-				14,8	18,0	39,8				72,6																																								
	АЭС																																																					
	ГЭС																																																					
	ТЭС																																																					
	ВЭС																																																					
	СЭС																																																					
Удмуртская Республика	ПАО «Т Плюс»														Ижевская ТЭЦ-2	До модернизации	ТЭС	3	Т-110/120-130-3	Газ, уголь, мазут			110,0					110,0																										
																После модернизации	ТЭС							125,0																														
																Изменение мощности	ТЭС								15,0					15,0																								
																Ввод мощности	ТЭС	4	Тп-124-12,8-NG	Газ, уголь, мазут	124,9																																	
Итого по Удмуртской Республике	-														-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-																																		
																	АЭС																																					
																	ГЭС																																					
																	ТЭС																																					
																	ВЭС																																					
																	СЭС																																					
																Ввод мощности	Всего												-	-	-			124,9																				
																	АЭС																																					
																	ГЭС																																					
																	ТЭС																																					
			ВЭС																																																			
			СЭС																																																			
		До модернизации	Всего	-	-	-					110,0						110,0																																					
			АЭС																																																			
			ГЭС																																																			
			ТЭС																																																			
			ВЭС																																																			
			СЭС																																																			
		После модернизации	Всего																																							-	-	-					125,0					125,0
			АЭС																																																			
	ГЭС																																																					
	ТЭС																																																					
	ВЭС																																																					
	СЭС																																																					
Изменение мощности	Всего	-	-												-							15,0					15,0																											
	АЭС																																																					
	ГЭС																																																					
	ТЭС																																																					
	ВЭС																																																					
	СЭС																																																					

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.	
Ханты-Мансийский автономный округ – Югра	ПАО «ОГК-2»	Сургутская ГРЭС-1	До модернизации	ТЭС	12	Т-178/210-130	Газ					178,0			178,0	
			После модернизации	ТЭС									190,0			190,0
			Изменение мощности	ТЭС									12,0			12,0
			До модернизации	ТЭС	13	К-210-130-3	Газ		215,0							215,0
			После модернизации	ТЭС					190,0							190,0
			Изменение мощности	ТЭС					-25,0							-25,0
	ПАО «Юнипро»	Сургутская ГРЭС-2	До модернизации	ТЭС	2	К-810-240-5	Газ			810,0						810,0
			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
			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
			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
			После модернизации	ТЭС					830,0							830,0
			Изменение мощности	ТЭС					20,0							20,0
Итого по Ханты-Мансийскому автономному округу – Югре	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего												
			АЭС													
			ГЭС													
			ТЭС			-	-	-								
			ВЭС													
			СЭС													
			Ввод мощности	Всего												
			АЭС													
			ГЭС													
			ТЭС			-	-	-								
			ВЭС													
			СЭС													
			До модернизации	Всего						1835,0	810,0	810,0	178,0			3633,0
			АЭС													
			ГЭС													
			ТЭС			-	-	-		1835,0	810,0	810,0	178,0			3633,0
			ВЭС													
			СЭС													
			После модернизации	Всего						1850,0	830,0	830,0	190,0			3700,0
			АЭС													
			ГЭС													
			ТЭС			-	-	-		1850,0	830,0	830,0	190,0			3700,0
			ВЭС													
			СЭС													
Изменение мощности	Всего						15,0	20,0	20,0	12,0			67,0			
АЭС																
ГЭС																
ТЭС			-	-	-		15,0	20,0	20,0	12,0			67,0			
ВЭС																
СЭС																

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.		
Челябинская область	ПАО «Форвард Энерго»	Челябинская ТЭЦ-1	Ввод мощности	ТЭС	12	P-26,9-3,5/0,08	Газ			26,9					26,9		
	ООО «Каширская ГРЭС»	Южноуральская ГРЭС	Вывод из эксплуатации	ТЭС	5	ПТ-83/100-90/9	Уголь, газ						83,0			83,0	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	K-100-90	Уголь, газ			100,0						100,0	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	7	T-82/100-90/2,5	Уголь, газ			82,0						82,0	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	8	T-82/100-90/2,5	Уголь, газ			82,0						82,0	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	9	K-200-130-1	Газ, мазут			200,0						200,0	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	10	K-200-130-1	Газ, мазут			200,0						200,0	
	ПАО «Форвард Энерго»	Челябинская ТЭЦ-4	До модернизации	ТЭС	1 (ПТ-1)	DKZE1-1N33	Газ					73,0				73,0	
			После модернизации	ТЭС								89,0				89,0	
			Изменение мощности	ТЭС								16,0				16,0	
	ПАО «Форвард Энерго»	Челябинская ТЭЦ-3	До модернизации	ТЭС	2	T-180/210-130-1	Газ, мазут					180,0				180,0	
			После модернизации	ТЭС								190,0				190,0	
			Изменение мощности	ТЭС								10,0				10,0	
АО «Карабашмедь»	ГПЭС Карабаш-3	Ввод мощности	ТЭС	1–4	MWM TCG 2032 V 16	Газ	17,2										
АО «КМЭЗ»	ГПЭС Кыштым-2	Ввод мощности	ТЭС	1–4	MWM TCG 2032 V 16	Газ	17,2										
Итого по Челябинской области			Вывод из эксплуатации	Всего							664,0	83,0			747,0		
				АЭС													
				ГЭС													
				ТЭС									664,0	83,0			747,0
				ВЭС													
				СЭС													
			Ввод мощности	Всего						34,4		26,9					26,9
				АЭС													
				ГЭС													
				ТЭС						34,4		26,9					26,9
				ВЭС													
				СЭС													
			До модернизации	Всего									253,0				253,0
				АЭС													
				ГЭС													
				ТЭС									253,0				253,0
				ВЭС													
				СЭС													
			После модернизации	Всего										279,0			279,0
				АЭС													
				ГЭС													
				ТЭС										279,0			279,0
				ВЭС													
				СЭС													
			Изменение мощности	Всего										26,0			26,0
				АЭС													
				ГЭС													
	ТЭС										26,0			26,0			
	ВЭС																
	СЭС																
ОЭС Урала			Вывод из эксплуатации	Всего							664,0	193,0			857,0		
				АЭС													
				ГЭС													
				ТЭС									664,0	193,0			857,0
				ВЭС													
				СЭС													
			Ввод мощности	Всего						247,6		26,9		105,0			131,9
				АЭС													
				ГЭС													
				ТЭС						247,6		26,9		105,0			131,9
				ВЭС													
				СЭС													
			До модернизации	Всего							2250,2	2540,0	2243,0	178,0			7211,2
				АЭС													
				ГЭС									100,0	100,0			200,0
				ТЭС							2250,2	2440,0	2143,0	178,0			7011,2
				ВЭС													
				СЭС													
			До модернизации	Всего													
			После модернизации	Всего							2300,0	2683,0	2388,8	190,0			7561,8
				АЭС													
				ГЭС									115,0	115,0			230,0
				ТЭС							2300,0	2568,0	2273,8	190,0			7331,8
				ВЭС													
				СЭС													
			Изменение мощности	Всего							49,8	143,0	145,8	12,0			350,6
				АЭС													
	ГЭС									15,0	15,0			30,0			
	ТЭС							49,8	128,0	130,8	12,0			320,6			
	ВЭС																
	СЭС																

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.		
Алтайский край	АО «СГК-Алтай»	Барнаулская ТЭЦ-3	До модернизации	ТЭС	2	T-175/210-130	Газ, уголь, мазут			175,0					175,0		
			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													
				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 Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.			
Забайкальский край	ООО «Юнигрин Пауэр»	Борзинская СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1860)	–	60,0										
		Абагайгуйская СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1875)	–		60,0							60,0		
			Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1876)	–			60,0							60,0	
		Ононская СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2878)	–			50,0							50,0	
			Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2879)	–			50,0							50,0	
			Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2877)	–			50,0							50,0	
		ГТП GVIE2880	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2880)	–				50,0						50,0	
		ГТП GVIE2889	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2889)	–					50,0					50,0	
		ГТП GVIE2888	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2888)	–					50,0					50,0	
		ГТП GVIE2900	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2900)	–							67,0			67,0	
	ГТП GVIE2901	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2901)	–							67,0			67,0		
	ООО «Солар Ритейл»	Луговая СЭС	Ввод мощности	СЭС	1	ФЭСМ Хандама (код ГТП GVIE2335)	–				8,7						8,7	
			Ввод мощности	СЭС	2	ФЭСМ Аверина (код ГТП GVIE2341)	–					25,5						25,5
			Ввод мощности	СЭС	3	ФЭСМ Шахтерская (код ГТП GVIE2590)	–						51,0					51,0
			Ввод мощности	СЭС	4	ФЭСМ Ивашки (код ГТП GVIE2593)	–							51,0				51,0
		Полевая СЭС	Ввод мощности	СЭС	1	ФЭСМ Нерча (код ГТП GVIE2818)	–				36,8							36,8
			Ввод мощности	СЭС	2	ФЭСМ Даурия (код ГТП GVIE2822)	–					30,0						30,0
			Ввод мощности	СЭС	3	ФЭСМ Куэнга (код ГТП GVIE2823)	–						25,0					25,0
			Ввод мощности	СЭС	4	ФЭСМ Кулинца (код ГТП GVIE2838)	–							20,0				20,0
		Майдари СЭС	Ввод мощности	СЭС	1	ФЭСМ Туяна (код ГТП GVIE2827)	–						40,0					40,0
			Ввод мощности	СЭС	2	ФЭСМ Майдари (код ГТП GVIE2817)	–							20,6				20,6
			Ввод мощности	СЭС	3	ФЭСМ Сарана (код ГТП GVIE2824)	–							50,0				50,0
			Ввод мощности	СЭС	4	ФЭСМ Падма (код ГТП GVIE2825)	–								30,0			30,0
			Ввод мощности	СЭС	5	ФЭСМ Нордан (код ГТП GVIE2819)	–								40,0			40,0
			Ввод мощности	СЭС	6	ФЭСМ Солонго (код ГТП GVIE2809)	–								16,3			16,3
		АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Харанорская ГРЭС	Ввод мощности	ТЭС	4	ПСУ	Уголь								230,0		230,0
Ввод мощности				ТЭС	5	ПСУ	Уголь								230,0		230,0	

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.						
Итого по Забайкальскому краю	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-														
				АЭС																	
				ГЭС																	
				ТЭС																	
				ВЭС																	
				СЭС																	
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	-	60,0	336,8	271,0	170,6	220,3	460,0			1458,7				
				АЭС																	
				ГЭС																	
				ТЭС														460,0		460,0	
				ВЭС																	
				СЭС						60,0	336,8	271,0	170,6	220,3			998,7				
			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													
			Ввод мощности	ТЭС	2	ГТА УРАЛ - 6000 №2	Газ	6,0													
			Ввод мощности	ТЭС	3	ГТА УРАЛ - 6000 №3	Газ	6,0													
			Ввод мощности	ТЭС	4	ГТА УРАЛ - 6000 №4	Газ	6,0													
			Ввод мощности	ТЭС	6	САТУРН ГТА-6РМ №6	Газ	6,0													
			Ввод мощности	ТЭС	7	САТУРН ГТА-6РМ №7	Газ	6,0													
			Ввод мощности	ТЭС	9	МОТОР СИЧ №9	Газ	6,0													
			Ввод мощности	ТЭС	10	МОТОР СИЧ №10	Газ	6,0													
			Ввод мощности	ТЭС	11	ЭГЭС-12С №11	Газ	12,0													
			Ввод мощности	ТЭС	12	ЭГЭС-12С №12	Газ	12,0													
				ТЭС	1	ЭГЭС-12С - 12000 №1	Газ	12,0													
				ТЭС	2	ЭГЭС-12С - 12000 №2	Газ	12,0													
		ТЭС	3	ЭГЭС-12С - 12000 №3	Газ	12,0															
		ТЭС	4	ЭГЭС-12С - 12000 №4	Газ	12,0															
		ТЭС	5	ЭГЭС-12С - 12000 №5	Газ	12,0															
		ТЭС	6	ЭГЭС-12С - 12000 №6	Газ	12,0															
		ТЭС	10	ПСУ	Уголь						230,0			230,0							
		ТЭС	11	ПСУ	Уголь						230,0			230,0							
		ТЭС	12	ПСУ	Уголь							230,0		230,0							
		ГЭС	2	ПЛ-642-ВМ-300	-					21,5				21,5							
		ГЭС								27,0				27,0							
		ГЭС								5,5				5,5							
		ТЭС Филиала АО «Группа «ИЛИМ» г. Усть-Илимск	Ввод мощности	ТЭС	-		ТГ	Черный щелок	35,0												

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025-2030 гг.																															
Итого по Иркутской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-																																							
				АЭС																																										
				ГЭС																																										
				ТЭС																																										
				ВЭС																																										
				СЭС																																										
			Ввод мощности	Всего				-	-	-	-	179,0					460,0		230,0		690,0																									
				АЭС																																										
				ГЭС																																										
				ТЭС																																										
				ВЭС																																										
				СЭС																																										
			До модернизации	Всего								-	-	-	-	-	-	-	-	-	21,5				21,5																					
				АЭС																																										
				ГЭС																																										
				ТЭС																																										
				ВЭС																																										
				СЭС																																										
			После модернизации	Всего																	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27,0				27,0												
				АЭС																																										
	ГЭС																																													
	ТЭС																																													
	ВЭС																																													
	СЭС																																													
Изменение мощности	Всего	-	-	-	-	-	-																							-	-	-	5,5				5,5									
	АЭС																																													
	ГЭС																																													
	ТЭС																																													
	ВЭС																																													
	СЭС																																													
Кемеровская область – Кузбасс	АО «Кузбассэнерго»							Беловская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	2																						К-215-130-1	Уголь				200,0				200,0				
									После модернизации	ТЭС																														215,0			215,0			
									Изменение мощности	ТЭС									15,0															15,0												
Итого по Кемеровской области – Кузбассу	-							-	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																																											
			ВЭС																																											
			СЭС																																											
		После модернизации	Всего																											-	-	-	-	-	-	-	-	-	215,0				215,0			
			АЭС																																											
	ГЭС																																													
	ТЭС																																													
	ВЭС																																													
	СЭС																																													
Изменение мощности	Всего	-	-					-			-	-	-																										-	-	-	15,0				15,0
	АЭС																																													
	ГЭС																																													
	ТЭС																																													
	ВЭС																																													
	СЭС																																													

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.		
Красноярский край	АО «Красноярская ТЭЦ-1»	Красноярская ТЭЦ-1	Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	ПТ-25-90/10	Уголь	25,0									
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	4	ПТ-25-90/10	Уголь	25,0									
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	5	ПТ-25-90/10	Уголь	25,0									
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	ПТ-25-90/10	Уголь	25,0									
			Ввод мощности	ТЭС	15	ПТ-35-90	Уголь	35,0									
			Ввод мощности	ТЭС	16	ПТ-35-90	Уголь	35,0									
	АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»	Красноярская ТЭЦ-3	Ввод мощности	ТЭС	2	Т-185-130	Уголь	185,0									
	АО «Красноярская ТЭЦ-1»	Красноярская ТЭЦ-1	До модернизации	ТЭС	11	Р-57-130/15	Уголь			57,0						57,0	
			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	
			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 шелок		162,0						162,0			
Итого по Красноярскому краю	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего				100,0									
				АЭС													
				ГЭС													
				ТЭС		-				100,0							
				ВЭС													
				СЭС													
			Ввод мощности	Всего					255,0	162,0							162,0
				АЭС													
				ГЭС													
				ТЭС		-				255,0	162,0						162,0
				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																
Новосибирская область	АО «СГК-Новосибирск»	Новосибирская ТЭЦ-3	До модернизации	ТЭС	11	Т-100/120-130 ПРЗ-1	Уголь				100,0				100,0		
			После модернизации	ТЭС								120,0				120,0	
			Изменение мощности	ТЭС									20,0			20,0	
			До модернизации	ТЭС	13	Т-100/120-130 ПРЗ-1	Уголь					100,0				100,0	
			После модернизации	ТЭС								120,0				120,0	
			Изменение мощности	ТЭС									20,0				20,0

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.																																							
Итого по Новосибирской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-																																															
				АЭС																																																		
				ГЭС																																																		
				ТЭС																																																		
				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 Бурятия	ООО «Юнигрин Пауэр»														Джидинская СЭС	Ввод мощности	СЭС	-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1862)	-	50,0																																	
	ООО «Юнигрин Пауэр»														Новобичурская СЭС	Ввод мощности	СЭС	-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1863)	-	52,0																																	
	ПАО «ТГК-14»														Улан-Удэнская ТЭЦ-2	Ввод мощности	ТЭС	1	ПСУ	Уголь						65,0			65,0																									
																Ввод мощности	ТЭС	2	ПСУ	Уголь							90,0		90,0																									
Итого по Республике Бурятия	-														-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-																																		
																	АЭС																																					
																	ГЭС																																					
																	ТЭС																																					
																	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 Хакасия	АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»																										Абаканская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	1	ПТ-60-130/13	Уголь, мазут			60,0					60,0														
																												После модернизации	ТЭС							64,9				64,9														
				Изменение мощности	ТЭС							4,9																4,9																										

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.																																							
Итого по Республике Хакасия	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-																																															
				АЭС																																																		
				ГЭС																																																		
				ТЭС																																																		
				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																																																					
Томская область	АО «СХК»														Опытно-демонстрационный энергоблок г. Северска	Ввод мощности	АЭС	1	БРЕСТ-ОД-300	Ядерное топливо					300,0			300,0																										
	АО «РИР»														ТЭЦ СХК	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ВТ-25-4	Уголь, газ		25,0																																
																Ввод мощности	ТЭС	1	ПР-30/35/8,8/1,0	Уголь, газ		30,0							30,0																									
																Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	ВПГ-25-3	Уголь, газ		25,0							25,0																									
																Ввод мощности	ТЭС	2	ПР-30/35/8,8/1,0	Уголь, газ		30,0							30,0																									
																Вывод из эксплуатации	Всего					50,0							50,0																									
Итого по Томской области	-														-		АЭС	-	-	-																																		
																	ГЭС																																					
																	ТЭС																																					
																	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																																																					

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.				
ОЭС Сибири	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-	100,0	50,0						50,0				
				АЭС															
				ГЭС															
				ТЭС															
				ВЭС															
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	596,0	558,8	271,0	170,6	1045,3	780,0				2825,7		
				АЭС							300,0					300,0			
				ГЭС															
				ТЭС							434,0	222,0			525,0	780,0			1527,0
				ВЭС															
			До модернизации	Всего	-	-	-	162,0	336,8	271,0	170,6	220,3					998,7		
				АЭС						449,0	321,5						770,5		
				ГЭС															
				ТЭС								21,5						21,5	
				ВЭС									449,0	300,0					749,0
			После модернизации	Всего	-	-	-			556,9	362,0						918,9		
				АЭС															
				ГЭС										27,0				27,0	
				ТЭС									556,9	335,0					891,9
				ВЭС															
Изменение мощности	Всего	-	-	-			107,9	40,5						148,4					
	АЭС																		
	ГЭС										5,5				5,5				
	ТЭС									107,9	35,0					142,9			
	ВЭС																		
Итого по 1-й синхронной зоне ЕЭС России	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-	259,0	177,0	94,0	851,4	833,0		2000,0	3955,4				
				АЭС										2000,0	2000,0				
				ГЭС															
				ТЭС															
				ВЭС															
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	1337,3	3859,5	665,9	2151,9	4224,9	2002,3	1150,0			14054,4		
				АЭС							1200,0	300,0		1150,0			3850,0		
				ГЭС							8,1	33,4	16,5		47,7	49,8			147,4
				ГАЭС											840,0				840,0
				ТЭС							783,6	1070,9	56,9	155,0	2130,4	1280,0			4693,2
			До модернизации	Всего	-	-	-	252,0	901,5	171,5	506,2	686,5	672,5				2938,2		
				АЭС						421,0	290,6	220,3					1585,6		
				ГЭС															
				ТЭС							293,6	653,7	421,0	290,6	220,3				1585,6
				ВЭС							110,0	3670,2	5061,7	4194,5	214,0	351,0			13491,4
			После модернизации	Всего	-	-	-			375,0	911,8	436,5	36,0	351,0			2110,3		
				АЭС															
				ГЭС															
				ТЭС									15,9						15,9
				ВЭС									110,0	3295,2	4134,0	3758,0	178,0		
Изменение мощности	Всего	-	-	-			130,0	3849,5	5482,6	4506,3	230,0	387,5			14455,9				
	АЭС																		
	ГЭС										413,5	1014,8	489,5	40,0	387,5		2345,3		
	ТЭС											18,9					18,9		
	ВЭС										130,0	3436,0	4448,9	4016,8	190,0			12091,7	
Изменение мощности	Всего	-	-	-			20,0	179,3	420,9	311,8	16,0	36,5			964,5				
	АЭС																		
	ГЭС										38,5	103,0	53,0	4,0	36,5		235,0		
	ТЭС											3,0					3,0		
	ВЭС										20,0	140,8	314,9	258,8	12,0			726,5	

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.		
Приморский край	АО «ДГК»	Артемовская ТЭЦ	Вывод из эксплуатации	ТЭС	5	КТ-115-8,8-2	Уголь, мазут				100,0				100,0		
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	КТ-115-8,8-2	Уголь, мазут				100,0					100,0	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	7	К-100-90-6	Уголь						100,0				100,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	8	К-100-90-6	Уголь						100,0				100,0
	ПАО «РусГидро»	Партизанская ГРЭС	Ввод мощности	ТЭС	4	К-140-12,8	Уголь, мазут					140,0				140,0	
			Ввод мощности	ТЭС	5	К-140-12,8	Уголь, мазут					140,0				140,0	
	ПАО «РусГидро»	Артемовская ТЭЦ-2 (Шкотовская ТЭЦ)	Ввод мощности	ТЭС	1	ПГУ	Газ					220,0				220,0	
			Ввод мощности	ТЭС	2	ПГУ	Газ					220,0				220,0	
	ПАО «РусГидро»	Владивостокская ТЭЦ-2	До модернизации	ТЭС	2	T-98-115	Газ, мазут		98,0							98,0	
			После модернизации	ТЭС		T-120/130-12,8			120,0						120,0		
			Изменение мощности	ТЭС					22,0							22,0	
			До модернизации	ТЭС	3	T-105-115	Газ, мазут							105,0			105,0
			После модернизации	ТЭС		T-120/130-12,8								120,0			120,0
			Изменение мощности	ТЭС										15,0			15,0
АО «НЗМУ»	Шепаловская ТЭС	Ввод мощности	ТЭС	1–4	ГТУ	Газ		30,0							30,0		
Итого по Приморскому краю			Вывод из эксплуатации	Всего							400,0				400,0		
				АЭС													
				ГЭС													
				ТЭС		-							400,0				400,0
				ВЭС													
				СЭС													
			Ввод мощности	Всего						30,0			720,0				750,0
				АЭС													
				ГЭС													
				ТЭС		-					30,0		720,0				750,0
				ВЭС													
				СЭС													
			До модернизации	Всего						98,0				105,0			203,0
				АЭС													
				ГЭС													
				ТЭС		-					98,0			105,0			203,0
				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							22,0				15,0		37,0			
	АЭС																
	ГЭС																
	ТЭС		-					22,0				15,0		37,0			
	ВЭС																
	СЭС																
Хабаровский край	АО «ДГК»	Комсомольская ТЭЦ-2	Вывод из эксплуатации	ТЭС	5	T-27,5-90	Уголь (газ)				27,5				27,5		
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	ПТ-60-90/13	Уголь (газ)					60,0				60,0	
		Хабаровская ТЭЦ-1	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПР-25/30-90	Уголь (газ)/мазут						25,0				25,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	ПТ-25/30-90	Уголь (газ)/мазут						30,0				30,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	ПР-25/30-90	Уголь (газ)/мазут						25,0				25,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	ПТ-50-90	Уголь (газ)/мазут						50,0				50,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	7	T-100-130	Уголь (газ)/мазут						100,0				100,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	8	T-100-130	Уголь (газ)/мазут						100,0				100,0
	Вывод из эксплуатации	ТЭС	9	T-100/120-130	Уголь (газ)/мазут						105,0				105,0		
	ПАО «РусГидро»	Хабаровская ТЭЦ-4 (Южная ТЭЦ)	Ввод мощности	ТЭС	1	ПГУ	Газ					205,0				205,0	
Ввод мощности			ТЭС	2	ПГУ	Газ					205,0				205,0		

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.																		
Итого по Хабаровскому краю	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-				522,5				522,5																		
				АЭС																													
				ГЭС																													
				ТЭС												522,5					522,5												
				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							
									Вывод из эксплуатации	ТЭС	7	ПТ-12-35/10М													Уголь			12,0					12,0
	ПАО «Якутскэнерго»							Якутская ГРЭС	Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	ГТЭ-45-3	Газ, дизель					41,4										41,4					
									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					
									Ввод мощности	ТЭС	5	К-225-12,8	Уголь					225,0				225,0											
	АО «Интер РАО – Электрогенерация»							Новоленская ТЭС	Ввод мощности	ТЭС	1–3	ПСУ	Газ						550,0			550,0											
	ПАО «РусГидро»							Якутская ГРЭС-2 (2-я очередь) (Туймаада ТЭЦ)	Ввод мощности	ТЭС	1	ПСУ	Газ			80,0						80,0											
									Ввод мощности	ТЭС	2	ПСУ	Газ					80,0				80,0											
	ООО «Газпром энергохолдинг»							Южно-Якутская ТЭС	Ввод мощности	ТЭС	1–2	ГТУ	Газ				220,0					220,0											
									Ввод мощности	ТЭС	3	ПТУ	Газ						110,0				110,0										
	АО «Виллойская ГЭС-3»	Светлинская ГЭС	Ввод мощности	ГЭС	4	ГА	-					104,0				104,0																	
	АО «Якутская ГРЭС-2»	Якутская ГРЭС Новая	Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	ГТУ LM 6000	Газ			40,4						40,4																	
Ввод мощности			ТЭС	5	ЭГЭС-25ПА	Газ			25,0						25,0																		
Ввод мощности			ТЭС	6	ЭГЭС-25ПА	Газ			25,0						25,0																		
ООО «Якутская генерирующая компания»	ГПЭС Виллойск	Ввод мощности	ТЭС	-	ГПУ	Газ			33,0						33,0																		

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.																
Итого по Республике Саха (Якутия)	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-	12,0	40,4	12,0	170,1				222,5																
				АЭС																											
				ГЭС																											
				ТЭС									12,0	40,4	12,0	170,1				222,5											
				ВЭС																											
				СЭС																											
			Ввод мощности	Всего				-	-	-	-	-		83,0	300,0	744,0	550,0				1677,0										
				АЭС																											
				ГЭС																											
				ТЭС																	104,0				104,0						
				ВЭС														83,0	300,0	640,0	550,0				1573,0						
				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																														
Амурская область	ООО «Свободненская ТЭС»						Свободненская ТЭС	Ввод мощности	ТЭС	-	ПГУ	Газ															450,0			450,0	
Итого по Амурской области	-						-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-																			
									АЭС																						
									ГЭС																						
									ТЭС																						
									ВЭС																						
									СЭС																						
								Ввод мощности	Всего				-	-	-	-	-										450,0			450,0	
									АЭС																						
									ГЭС																						
									ТЭС																		450,0			450,0	
									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 Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.		
ОЭС Востока	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-	12,0	40,4	12,0	1092,6				1145,0		
				АЭС													
				ГЭС													
				ТЭС													
				ВЭС													
			СЭС														
			Ввод мощности	Всего	-	-	-		113,0	300,0	1874,0	1000,0					3287,0
				АЭС													
				ГЭС													
				ТЭС							104,0					104,0	
				ВЭС							113,0	300,0	1770,0	1000,0		3183,0	
			СЭС														
			До модернизации	Всего	-	-	-		98,0			105,0					203,0
				АЭС													
				ГЭС													
				ТЭС							98,0			105,0		203,0	
				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	-	-	-		22,0			15,0					37,0			
	АЭС																
	ГЭС																
	ТЭС							22,0			15,0		37,0				
	ВЭС																
СЭС																	
Итого по 2-й синхронной зоне ЕЭС России	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-	12,0	40,4	12,0	1092,6				1145,0		
				АЭС													
				ГЭС													
				ТЭС													
				ВЭС													
			СЭС														
			Ввод мощности	Всего	-	-	-		113,0	300,0	1874,0	1000,0					3287,0
				АЭС													
				ГЭС													
				ТЭС							104,0					104,0	
				ВЭС							113,0	300,0	1770,0	1000,0		3183,0	
			СЭС														
			До модернизации	Всего	-	-	-		98,0			105,0					203,0
				АЭС													
				ГЭС													
				ТЭС							98,0			105,0		203,0	
				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	-	-	-		22,0			15,0					37,0			
	АЭС																
	ГЭС																
	ТЭС							22,0			15,0		37,0				
	ВЭС																
СЭС																	

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.																
Итого по ЕЭС России	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-	271,0	217,4	106,0	1944,0	833,0		2000,0	5100,4																
				АЭС									2000,0	2000,0																	
				ГЭС																											
				ТЭС									271,0	217,4	106,0	1944,0	833,0			3100,4											
				ВЭС																											
				СЭС																											
			Ввод мощности	Всего				-	-	-	1337,3	3972,5	965,9	4025,9	5224,9	2002,3	1150,0	17341,4													
				АЭС												1200,0	300,0	1150,0	3850,0												
				ГЭС												8,1	33,4	16,5	104,0	47,7	49,8	251,4									
				ГАЭС																	840,0										
				ТЭС												783,6	1183,9	356,9	1925,0	3130,4	1280,0	7876,2									
				ВЭС												252,0	901,5	171,5	506,2	686,5	672,5	2938,2									
				СЭС												293,6	653,7	421,0	290,6	220,3		1585,6									
			До модернизации	Всего							-	-	-	110,0	3768,2	5061,7	4194,5	319,0	351,0		13694,4										
				АЭС																											
				ГЭС																											
				ГАЭС																											
				ТЭС																											
				ВЭС																											
				СЭС																											
			После модернизации	Всего										-	-	-															
				АЭС																											
				ГЭС																											
				ГАЭС																											
				ТЭС																											
				ВЭС																											
				СЭС																											
			Изменение мощности	Всего													-	-	-												
				АЭС																											
				ГЭС																											
	ГАЭС																														
	ТЭС																														
	ВЭС																														
	СЭС																														
	АЭС																														
	ГЭС																														
	ГАЭС																														
	ТЭС																														
	ВЭС																														
	СЭС																														
	АЭС																														
	ГЭС																														
	ГАЭС																														
	ТЭС																														
	ВЭС																														
	СЭС																														

Примечание – ¹⁾ В соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172, поставщики мощности по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, заключенным по результатам отбора проектов, вправе изменить планируемое местонахождение генерирующего объекта. В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 20.05.2022 № 912 поставщик мощности по указанным договорам вправе до наступления даты начала поставки мощности осуществить отсрочку начала периода поставки мощности.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Перечень мероприятий по развитию электрических сетей, включающий реализуемые и перспективные мероприятия по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше в ЕЭС России

Таблица В.1 – ОЭС Северо-Запада

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации							Основание	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		2024–2030
1	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Строительство второй ВЛ 330 кВ Кингисеппская – Нарва ориентировочной протяженностью 34,202 км	ПАО «Россети»	330	км	34,202	–	–	–	–	–	–	34,202	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «БХК», ООО «РусХимАльянс»
2	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Копорская – Кингисеппская на ПС 330 кВ Нарва ориентировочной протяженностью 15,951 км и 16,124 км	ПАО «Россети»	330	км	15,951 16,124	–	–	–	–	–	–	32,075	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «БХК», ООО «РусХимАльянс»
3	Мурманской области	Мурманская область	Подключение ВЛ 330 кВ Мончегорск – Выходной (Л-406) в собственные ячейки на ПС 330 кВ Мончегорск и ПС 330 кВ Выходной с образованием второй цепи 330 кВ	ПАО «Россети»	330	км	4,2	–	–	–	–	–	–	4,2	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «НОВАТЭК-Мурманск»
4	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 330 кВ Петрозаводск с заменой автотрансформаторов АТ-1 330/220/35 кВ и АТ-2 330/220/35 кВ мощностью 240 МВА каждый на два автотрансформатора 330/220/35 кВ мощностью 250 МВА каждый	ПАО «Россети»	330	МВА	–	–	–	2×250	–	–	–	500	Реновация основных фондов
5	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 220 кВ Дровлянка с разделением несекционированной системы шин 220 кВ	ПАО «Россети»	220	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Республики Коми	Республика Коми	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	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	2×63	–	–	–	126	Реновация основных фондов

Таблица В.2 – ОЭС Центра

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Брянской области	Брянская область	Реконструкция ПС 220 кВ Найтоповичи с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Реновация основных фондов
2	Воронежской области	Воронежская область	Реконструкция ПС 220 кВ Южная с заменой двух трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-3 110/6 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/6(10) кВ мощностью 40 МВА каждый, с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	2×40	–	–	–	80	Реновация основных фондов
							–	–	–	1×10	–	–	–	10	
3	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 500 кВ Очаково с установкой ШПР 500 кВ мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	1×180	–	–	–	180	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений
4	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 500 кВ Бескудниково с установкой двух линейных ШПР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый в КВЛ 500 кВ Белый Раст – Бескудниково и КВЛ 500 кВ Трубино – Бескудниково	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	2×180	–	–	–	360	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений
5	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство новой ПС 750 кВ в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области с двумя автотрансформаторами 750/500 кВ мощностью 1251 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 417 МВА каждый) каждый и двумя автотрансформаторами 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) каждый	ПАО «Россети»	750	МВА	–	–	–	–	–	–	2×3×417	2502	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
							–	–	–	–	–	–	2×3×167	1002	
6	г. Москвы и Московской области	Московская область, г. Москва	Строительство ЛЭП 750 кВ Грибово – новая ПС 750 кВ ориентировочной протяженностью 135 км	ПАО «Россети»	750	км	–	–	–	–	–	–	135	135	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
7	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство заходов ЛЭП 220–500 кВ на новую ПС 750 кВ	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	–	х	х	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
							–	–	–	–	–	–	х	х	
8	Курской области, Тульской области, Орловской области, г. Москвы и Московской области	Курская область, Тульская область, Орловская область, г. Москва	Строительство ЛЭП 750 кВ Курская АЭС – новая ПС 750 кВ ориентировочной протяженностью 500 км	ПАО «Россети»	750	км	–	–	–	–	–	–	500	500	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
9	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство ПС 220 кВ Береговая с двумя трансформаторами 220/20 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	–	2×100	–	–	–	200	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СЗ «Самолет-Марьино 1», ООО «СЗ «Марьино»

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
10	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Заходы ВЛ 220 кВ Кедрово – Лесная на ПС 220 кВ Береговая ориентировочной протяженностью 15 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	–	2×15	–	–	–	30	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СЗ «Самолет-Марьино 1», ООО «СЗ «Марьино»
11	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство ПС 220 кВ Красная с двумя трансформаторами 220/20/20 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×100	–	–	–	–	200	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «ОЭЗ «Технополис Москва»
12	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Встреча – Лесная на ПС 220 кВ Красная ориентировочной протяженностью 2,9 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	2×2,9	–	–	–	–	5,8	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «ОЭЗ «Технополис Москва»
13	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Сооружение заходов ВЛ 220 кВ ЦАГИ – Руднево и ВЛ 220 кВ Ногинск – Руднево на ПС 500 кВ Каскадная ориентировочной протяженностью 0,73 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	4×0,73	–	–	–	–	–	–	2,92	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Азбука Инвестиций»
14	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 500 кВ Очаково с заменой кабельной ошиновки ячеек 220 кВ и 110 кВ АТ-5 220/110/20 кВ с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	х	–	–	х	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «ОЭЗ «Технополис Москва»
15				ПАО «Россети»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	–	
16	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство ПС 220 кВ Ильино с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	–	2×25	–	–	–	50	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
17	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Котово – Бугры на ПС 220 кВ Ильино ориентировочной протяженностью 0,2 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	–	2×0,2	–	–	–	0,4	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
18	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 220 кВ Владыкино с заменой трансформаторов Т-1 220/10/10 кВ и Т-2 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 220/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	2×100	–	–	–	–	–	200	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
19	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 750 кВ Белый Раст с установкой одного ШПР 500 кВ мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	–	–	–	–	–	–	180	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений
20	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 500 кВ Западная с установкой двух линейных ШПР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый в КВЛ 500 кВ Западная – Очаково и ВЛ 500 кВ Белый Раст – Западная	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	–	–	–	–	–	–	180	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений
				ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	1×180	–	–	–	–	

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации							Основание	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		2024–2030
21	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 500 кВ Ногинск – Бескудниково на ПС 500 кВ Трубино ориентировочной протяженностью 5 км каждый	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	2×5	–	–	10	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
22	г. Москвы и Московской области Калужской области	Московская область Калужская область	Строительство ВЛ 220 кВ Дорохово – Созвездие ориентировочной протяженностью 90 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	90	–	–	90	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23	г. Москвы и Московской области	Московская область	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 два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый и установкой двух трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 2×125 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	2×200	–	–	–	–	400	1. Реновация основных фондов. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «К-ФЛЕКС», ОАО «РЖД», ООО «Компания Промсервис»
				ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	–	
24	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 500 кВ Ногинск с заменой трансформаторов Т-3 220/110 кВ и Т-4 220/110 кВ мощностью 180 МВА (три однофазных трансформатора мощностью 60 МВА каждый) каждый на два автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый и установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	2×250	–	–	–	–	–	500	Реновация основных фондов
				ПАО «Россети»	220	МВА	–	2×100	–	–	–	–	–	–	
25	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Ивановская со строительством КРУЭН 220 кВ и установкой двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 200 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×200	–	–	–	–	400	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СтройИнвест», ООО «Здравница», ООО «СЗ «Санино 1», ООО «Комбинат Инновационных Технологий – Монарх», ООО «Гольф-клуб «Сколково», ОАО «РЖД»
26	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Дорохово – Слобода I цепь на ПС 220 кВ Ивановская ориентировочной протяженностью 1,4 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	2×1,4	–	–	–	–	2,8	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СтройИнвест», ООО «Здравница», ООО «СЗ «Санино 1», ООО «Комбинат Инновационных Технологий – Монарх», ООО «Гольф-клуб «Сколково», ОАО «РЖД»
27	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПС 220 кВ Чехов с двумя автотрансформаторами 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА каждый с заходами ЛЭП 110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	200	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации							Основание	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		2024–2030
28	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Бугры – ГТЭС Коломенское на ПС 220 кВ Чехов ориентировочной протяженностью 1,62 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	2×1,62	–	–	–	–	3,24	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
29	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПС 220 кВ Дементьево с двумя трансформаторами 220/20/20 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	–	2×125	–	–	–	250	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
30	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство двухцепных заходов ВЛ 220 кВ ЦАГИ – Нежино II цепь на ПС 220 кВ Дементьево ориентировочной протяженностью 4,5 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	–	2×4,5	–	–	–	9	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
31	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПС 220 кВ Данилово с двумя автотрансформаторами 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА каждый с заходами ЛЭП 110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	200	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
32	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Пахра – Ступино на ПС 220 кВ Данилово ориентировочной протяженностью 0,2 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	2×0,2	–	–	–	–	0,4	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
33	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 220 кВ Луч с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Луч – Ядрошино	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
34	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПС 220 кВ Ромашково (в Одинцовском г.о.) с двумя трансформаторами 220/20 кВ мощностью 63 МВА каждый ¹⁾	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	–	2×63	–	–	–	126	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
35	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Очаково – Красногорская на ПС 220 кВ Ромашково ориентировочной протяженностью 1 км каждый ¹⁾	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	–	2×1	–	–	–	2	
36	Курская области	Курская область	Строительство ПП 330 кВ Мирный (Суджа) с реконструкцией ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Белгород с отпайкой на ПС Сумы Северная с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Мирный, ВЛ 330 кВ Мирный – Сумы Северная и ВЛ 330 кВ Белгород – Мирный	ПАО «Россети»	330	х	–	–	–	–	х	–	–	х	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р
37	Белгородской области, Курской области	Белгородская область, Курская область	Строительство участка ВЛ 330 кВ от ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Сумы Северная до ПС 330 кВ Белгород с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Белгород с отпайкой на ПС Сумы Северная ориентировочной протяженностью 148,087 км	ПАО «Россети»	330	км	148,087	–	–	–	–	–	–	148,087	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя АО СЗ «Дирекция ЮЗР»
38	Рязанской области	Рязанская область	Реконструкция ПС 500 кВ Михайловская с перезаводом ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Чагино с отпайкой на ПС Калужская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Новокаширская ориентировочной протяженностью 3,3 км	ПАО «Россети»	500	км	–	3,3	–	–	–	–	–	3,3	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации							Основание	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		2024–2030
39	Смоленской области	Смоленская область	Реконструкция ПС 220 кВ Смоленск 1 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 40,5 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	126	Реновация основных фондов
40	Тульской области, г. Москвы и Московской области	Тульская область, Московская область	Строительство ПС 500 кВ с двумя автотрансформаторами 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) каждый	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	–	2×3×167	–	1002	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
41	Тульской области	Тульская область	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская на ПС 500 кВ ориентировочной протяженностью 10 км каждый	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	2×10	–	20	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

Примечание – ¹⁾ Итоговые параметры мероприятия могут быть уточнены в рамках конкретного проектирования.

Таблица В.3 – ОЭС Юга

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Астраханской области, Волгоградской области	Астраханская область, Волгоградская область	Строительство ВЛ 500 кВ Астрахань – Трубная ориентировочной протяженностью 420 км ¹⁾	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	420	–	–	–	420	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 500 кВ Тихорецк с установкой третьего автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый)	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167	–	–	–	–	–	–	501	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Краснодарэнерго». 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Черномортранснефть»
3	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк ориентировочной протяженностью 340 км	ПАО «Россети»	500	км	340	–	–	–	–	–	–	340	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Краснодарэнерго». 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей Федеральное казенное учреждение «Дирекция государственного заказчика по реализации комплексных проектов развития транспортной инфраструктур» (ФКУ «Ространсmodernизация»). 4. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Тамань-Агро»
4	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 500 кВ Ростовская с установкой второго автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) ¹⁾	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167	–	–	–	–	–	–	501	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 500 кВ Шахты с установкой третьего автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) ¹⁾	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167	–	–	–	–	–	–	501	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Ростовской области	Ростовская область	Строительство ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 №3 ориентировочной протяженностью 39 км	ПАО «Россети»	220	км	39	–	–	–	–	–	–	39	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Ростовской области	Ростовская область	Строительство ПС 220 кВ Левенцовская с двумя автотрансформаторами 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	2×125	–	–	–	–	–	–	250	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	Ростовской области	Ростовская область	Строительство двух ЛЭП 220 кВ Ростовская – Левенцовская ориентировочной протяженностью 30 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	2×30	–	–	–	–	–	–	60	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
9	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 500 кВ Тихорецк с подключением автотрансформаторов АТ-2 330/220/6 кВ и АТ-3 330/220/35 кВ мощностью 240 МВА каждый к КРУЭ 220 кВ с вводом в работу КРУЭ 220 кВ по проектной схеме	ПАО «Россети»	330	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД» к сетям ПАО «Россети». 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД» (Желдорэнерго – филиал ООО «Энергопромбыт») к сетям ПАО «Россети Кубань». 4. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Каспийский трубопроводный Консорциум-Р»
10	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 330 кВ Кропоткин с установкой второго автотрансформатора 330/110/10 кВ мощностью 200 МВА	ПАО «Россети»	330	МВА	1×200	–	–	–	–	–	–	200	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Каспийский трубопроводный Консорциум-Р»

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации							Основание		
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		2024–2030	
11	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	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 полторную цепочку 330 кВ совместно с ВЛ 330 кВ Ставропольская ГРЭС – Армавир I цепь или ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – Армавир с установкой нового выключателя 330 кВ	ПАО «Россети»	330	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД» к сетям ПАО «Россети Кубань»	
12	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Строительство ПС 330 кВ Нахимовская с двумя автотрансформаторами 330/110 кВ мощностью 200 МВА каждый и двумя трансформаторами 110/35 кВ мощностью 40 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ	ПАО «Россети»	330	МВА	1×200	–	–	–	–	–	–	200	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	
				ПАО «Россети»	330	МВА	–	–	–	1×200	–	–	–	–	200	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
				ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
13	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Строительство заходов КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская на ПС 330 кВ Нахимовская ориентировочной протяженностью 6,9 км каждый	ПАО «Россети»	330	км	2×6,9	–	–	–	–	–	–	13,8	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	
14	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Строительство ПС 330 кВ Сунжа с двумя автотрансформаторами 330/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ	ПАО «Россети»	330	МВА	2×125	–	–	–	–	–	–	250	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	
15	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Строительство заходов КВЛ 330 кВ Алания – Артем на ПС 330 кВ Сунжа ориентировочной протяженностью 22 км каждый	ПАО «Россети»	330	км	2×22	–	–	–	–	–	–	44	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	
16	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 330 кВ Дербент с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	
17	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 330 кВ Армавир с установкой третьего автотрансформатора 330/220/10 кВ мощностью 240 МВА	ПАО «Россети»	330	МВА	–	–	–	–	–	240	–	240	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	
18	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край, Республика Адыгея	Реконструкция ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	130,48	–	130,48	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	
19	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 220 кВ Черемушки с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	х	–	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	
20	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 330 кВ Армавир с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	х	–	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	
21	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край, Республика Адыгея	Реконструкция ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	102,647	–	102,647	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	
22	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 220 кВ Ветропарк с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	х	–	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	
23	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	68,643	–	68,643	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
24	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 220 кВ Ветропарк с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	х	–	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея, Краснодарский край	Строительство ПС 220 кВ Елизаветинская (Новая) с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик». 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Краснодарэнерго»
26	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея, Краснодарский край	Строительство КВЛ 220 кВ Яблоновская – Елизаветинская (Новая) ориентировочной протяженностью 21 км	ПАО «Россети»	220	км	21	–	–	–	–	–	–	21	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик». 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Краснодарэнерго»
27	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 220 кВ Славянская с установкой третьего автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
28	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 220 кВ Бужора с установкой третьего автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
29	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 220 кВ Марьяновка с заменой трансформаторов Т-2 220/35/10 кВ и Т-4 220/35/10 кВ мощностью 20 МВА каждый на один трансформатор 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
30	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ПС 220 кВ Газовая с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	1×125	–	–	–	125	1. Распоряжение Правительства РФ от 24.06.2023 № 1653-р. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ГУП РК «Черноморнефтегаз»
31	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тамань-Кафа №3 на ПС 220 кВ Газовая ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	2×2	–	–	–	4	
32	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 220 кВ Феодосийская с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
33	Волгоградской области	Волгоградская область	Строительство ЛЭП 220 кВ Трубная – Прокат I, II цепь ориентировочной протяженностью 10,737 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	–	2×10,737	–	–	–	–	–	21,47	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РНК»
34	Волгоградской области	Волгоградская область	Строительство ЛЭП 220 кВ Трубная – Сталь ориентировочной протяженностью 8,949 км	ПАО «Россети»	220	км	–	8,949	–	–	–	–	–	8,949	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РНК»

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации							Основание	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		2024–2030
35	Астраханской области	Астраханская область	Реконструкция ПС 220 кВ Владимировка с заменой 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, заменой 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	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	2×125	–	–	250	Реновация основных фондов
				ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	–	2×25	–	–	50	
				ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	1,3	–	–	1,3	
				ПАО «Россети»	110	Мвар	–	–	–	–	1×27,3	–	–	27,3	
36	Волгоградской области	Волгоградская область	Реконструкция ПС 220 кВ Аллюминиевая 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, заменой пяти однофазных трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 66,6 МВА каждый и четырех трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 60 МВА каждый на три трансформатора 220/10/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	2×250	–	–	–	–	–	500	Реновация основных фондов
				ПАО «Россети»	220	МВА	–	3×200	–	–	–	–	–	–	
37	Республики Калмыкия	Республика Калмыкия	Реконструкция ПС 220 кВ Элиста Северная с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый, заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА, заменой Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	–	2×125	–	250	Реновация основных фондов
				ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	–	–	2×25	–	50	

Примечание – ¹⁾ Необходимость реализации мероприятия определена с учетом повышенной аварийности генерирующего оборудования.

Таблица В.4 – ОЭС Средней Волги

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации							Основание	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		2024–2030
1	Нижегородской области	Нижегородская область	Реконструкция участка ВЛ 220 кВ Нагорная – Борская №2 ориентировочной протяженностью 3,083 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	3,083	–	–	–	–	3,083	Реновация основных фондов

Таблица В.5 – ОЭС Урала

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Курганской области, Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Курганская область, Тюменская область	Строительство ВЛ 500 кВ Курган – Новолокти ориентировочной протяженностью 258 км, включая участок существующей ВЛ 500 кВ Курган – Витязь ориентировочной протяженностью 153 км, с демонтажом участка существующей ВЛ 500 кВ Курган – Витязь ориентировочной протяженностью 25 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	105	–	–	105	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
2	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Строительство ПП 500 кВ Новолокти	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	х	–	–	х	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
3	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, Омской области (ОЭС Сибири)	Тюменская область, Омская область	Строительство ВЛ 500 кВ Новолокти – Таврическая ориентировочной протяженностью 380 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	380	–	–	380	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
4	Курганской области, Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Строительство ВЛ 500 кВ Беркут – Витязь ориентировочной протяженностью 245 км, включая участок существующей ВЛ 500 кВ Курган – Витязь ориентировочной протяженностью 114 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	131	–	–	131	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
5	Пермского края	Пермский край	Реконструкция Воткинской ГЭС с установкой двух фазоповоротных трансформаторов 220 кВ мощностью 501 МВА каждый	ПАО «РусГидро»	220	МВА	–	2×501	–	–	–	–	–	1002	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
6	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с заменой автотрансформаторов 1 АТГ 500/220/10 кВ и 2 АТГ 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) на два автотрансформатора мощностью 501 МВА каждый с резервной фазой мощностью 167 МВА, установкой двух ШПР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с выполнением перезавода ВЛ 500 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 6,4 км	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	2×3×167+167	–	–	1002+167	Реновация основных фондов
			ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	6,4	–	–	6,4		
			ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	–	2×180	–	–	360		
			ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	2×200	–	–	400		
			ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	4,3	–	–	4,3		
			ПАО «Россети»	220	Мвар	–	–	–	–	1×100	–	–	100		
			ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	–	2×63	–	–	126		
			ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	–	2×25	–	–	50		
7	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 220 кВ Салда с заменой автотрансформатора АТ2 220/110/10 кВ мощностью 240 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	1×250	–	–	–	–	–	250	Реновация основных фондов
8	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 220 кВ Первоуральская с заменой автотрансформатора АТГ1 220/110/10 кВ мощностью 240 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 80 МВА каждый) на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	1×250	–	–	–	–	–	250	Реновация основных фондов
9	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 220 кВ Качканар с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА каждый, АТ-3 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на три автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	3×125	–	–	–	–	375	Реновация основных фондов

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации							Основание	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		2024–2030
10	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тюмень с установкой одного автотрансформатора 500/110/10 кВ мощностью 405 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 135 МВА каждый) с резервной фазой мощностью 135 МВА ¹⁾	ПАО «Россети»	500	МВА	–	3×135+135	–	–	–	–	–	405+135	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
11	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тюмень с изменением схемы присоединения ВЛ 500 кВ Тобол – Тюмень и ВЛ 500 кВ Тюмень – Беркут с их подключением через полуторную цепочку ¹⁾	ПАО «Россети»	500	х	–	х	–	–	–	–	–	х	
12	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Ямало-Ненецкий автономный округ	Строительство ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная ориентировочной протяженностью 191 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	191	–	–	–	–	191	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
13	Челябинской области	Челябинская область	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	ПАО «Россети»	220	МВА	200	–	–	–	–	–	–	200	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
14	Челябинской области	Челябинская область	Строительство ВЛ 220 кВ Чебаркуль – Сатка ориентировочной протяженностью 110 км	ПАО «Россети»	220	км	110	–	–	–	–	–	–	110	

Примечание – ¹⁾ Необходимость реализации мероприятия определена с учетом повышенной аварийности генерирующего оборудования.

Таблица В.6 – ОЭС Сибири

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Забайкальского края	Забайкальский край	Строительство ВЛ 220 кВ Маккавеево – Чита ориентировочной протяженностью 118,2 км	ПАО «Россети»	220	км	118,2	–	–	–	–	–	–	118,2	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение выдачи мощности Ононской СЭС
2	Забайкальского края, Амурской области (ОЭС Востока)	Забайкальский край, Амурская область	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча ориентировочной протяженностью 324 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	324	–	–	324	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
3	Забайкальского края, Республики Бурятия	Забайкальский край, Республика Бурятия	Строительство ВЛ 220 кВ Таксимо – Чара ориентировочной протяженностью 239 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	239	–	–	239	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
4	Иркутской области, Забайкальского края, Республики Бурятия	Иркутская область, Забайкальский край, Республика Бурятия	Строительство преобразовательной ПС 500 кВ в юго-восточной части ОЭС Сибири	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	–	х	х	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
5	Иркутской области, Забайкальского края, Республики Бурятия	Иркутская область, Забайкальский край, Республика Бурятия	Строительство заходов ЛЭП 220-500 кВ на преобразовательную ПС 500 кВ в юго-восточной части ОЭС Сибири	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	–	х	х	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
				ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	–	–	х	х
6	Иркутской области, Красноярского края и Республики Тыва, Забайкальского края, Республики Бурятия	Иркутская область, Красноярский край, Забайкальский край, Республика Бурятия	Строительство двухполюсной передачи постоянного тока от преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1) в юго-восточную часть ОЭС Сибири ориентировочной протяженностью 1420 км с установкой преобразовательного оборудования на подстанциях	ПАО «Россети»	+/-400	км	–	–	–	–	–	–	1420	1420	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
7	Иркутской области	Иркутская область	Строительство ПС 220 кВ Речушка с одним автотрансформатором 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА и одним трансформатором 110/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	1×125	–	–	–	–	125	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
				ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	1×40	–	–	–	–	–	
8	Иркутской области	Иркутская область	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ-250) на ПС 220 кВ Речушка ориентировочной протяженностью 1 км каждый	АО «ИЭСК»	220	км	–	–	2×1	–	–	–	–	2	
9	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Бытовая с заменой трансформаторов Т-1 220/10/10 кВ и Т-2 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 220/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×100	–	–	–	–	–	–	200	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
10	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Киренга с установкой одного трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
11	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Левобережная с заменой трансформаторов Т-1 220/35 кВ и Т-2 220/35 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 220/35/35 кВ мощностью 125 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×125	–	–	–	–	–	–	250	1. Исключение существующих и прогнозируемых 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 физ. лиц, ООО «Альянс», ИП Багдасарян Г.В.
12	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×100	–	–	–	–	–	–	200	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Инженерно-Строительная Компания»
13	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Столбово с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя физ. лицо
14	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Ново-Зиминская с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	–	–	2×200	–	–	–	–	400	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
15	Иркутской области	Иркутская область	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	АО «ИЭСК»	220	МВА	1×200	–	–	–	–	–	–	200	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Саянскхимпласт», ОАО «РЖД»
16	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Черемхово с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×200	–	–	–	–	–	–	400	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
17	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 220 кВ НКАЗ-2 с заменой автотрансформатора АТ-1 220/110 кВ мощностью 200 МВА на автотрансформатор 220/110 кВ мощностью 250 МВА, заменой автотрансформатора АТ-2 220/110 кВ мощностью 200,1 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 66,7 МВА каждый) на автотрансформатор 220/110 кВ мощностью 250 МВА, заменой трансформаторов Т-1 220/10 кВ, Т-2 220/10 кВ и Т-3 220/10 кВ мощностью 200,1 МВА каждый (три однофазных трансформатора мощностью 66,7 МВА каждый) на три трансформатора 220/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	2×250	–	–	–	–	500	Реновация основных фондов
				ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	3×200	–	–	–	–	–	
18	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 220 кВ ЗСМК (Западно-Сибирская) с заменой автотрансформатора АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА и автотрансформатора АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 240 МВА на два автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 250 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	2×250	–	–	–	–	500	Реновация основных фондов
19	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1)	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	–	х	х	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
20	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство заходов ЛЭП 220-500 кВ на преобразовательную ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1)	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	–	х	х	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
21	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кошурниково тяговая – Курагино тяговая на ПС 220 кВ Кизир тяговая ориентировочной протяженностью 0,908 км и 0,932 км	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	–	х	х	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
22	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран ориентировочной протяженностью 238,78 км	ПАО «Россети»	220	км	238,78	–	–	–	–	–	–	238,78	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
23	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край, Республика Тыва	Реконструкция Назаровской ГРЭС с присоединением автотрансформаторов 2АТ-А 220/110/18 кВ и 2АТ-Б 220/110/18 кВ к РУ 220 кВ и РУ 110 кВ через отдельные выключатели	АО «Назаровская ГРЭС»	220	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 4. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Голевская ГРК», ООО «Лунсин», ООО «Кара-Бельдир»
24	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	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	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	250	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
25	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар каждая	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	–	2×25	–	–	–	–	50	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
26	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, Омской области (ОЭС Сибири)	Тюменская область, Омская область	Строительство ВЛ 500 кВ Новолокти – Таврическая ориентировочной протяженностью 380 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	380	–	–	380	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
28	Новосибирской области	Новосибирская область	Строительство ПС 500 кВ Карасук с одним автотрансформатором 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой мощностью 167 МВА, установкой четырех ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	3×167+167	–	–	501+167	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
				ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	–	4×180	–	–	720	

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
29	Новосибирской области, Республики Алтай и Алтайского края	Новосибирская область, Алтайский край	Строительство ВЛ 500 кВ Алтай – Карасук ориентировочной протяженностью 428 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	428	–	–	428	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	
30	Новосибирской области, Омской области	Новосибирская область, Омская область	Строительство ВЛ 500 кВ Таврическая – Карасук ориентировочной протяженностью 371 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	371	–	–	371	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	
31	Новосибирской области	Новосибирская область	Строительство ВЛ 220 кВ Карасук – Урожай ориентировочной протяженностью 1,5 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	1,5	–	–	1,5	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	
32	Новосибирской области	Новосибирская область	Реконструкция ПС 220 кВ Строительная с заменой трансформаторов 1Т 220/10/6 кВ и 2Т 220/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Электромагистраль»	220	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	1. Исключение прогнозируемых 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 ООО ТК «Новосибирский», ООО «ЭКОЦИФРА», ООО «Новосибирскоблгаз»	
33	Омской области	Омская область	Реконструкция ПС 500 кВ Таврическая с установкой трех ШПР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с двумя резервными фазами мощностью 60 Мвар каждая	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	–	3×180+2×60	–	–	540+120	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	
34	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Реконструкция ПС 1150 кВ Алтай с установкой двух ШПР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с резервной фазой мощностью 60 Мвар	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	–	2×180+60	–	–	360+60	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	
35	Республики Алтай и Алтайского края, Новосибирской области	Алтайский край, Новосибирская область	Комплекс мероприятий, направленных на обеспечение возможности сокращения транзита электроэнергии через межгосударственные линии электропередачи ВЛ 220 кВ Урожай – Мынкуль, ВЛ 220 кВ Районная – Валиханово, ВЛ 220 кВ Мынкуль – Иртышская и ВЛ 220 кВ Валиханово – Иртышская	ПАО «Россети», ПАО «Россети Сибирь», АО «Электромагистраль», АО «РЭС», ОАО «РЖД»	110–220–500	х	–	–	–	–	х	–	–	х	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	
36	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 220 кВ Таксимо со строительством РУ 500 кВ и установкой одного автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167+167	–	–	–	–	–	–	501+167	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полос Сухой Лог», ОАО «РЖД», ООО «СГРК», ООО «Друза»	
37	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо ориентировочной протяженностью 235,836 км	ПАО «Россети»	500	км	235,836	–	–	–	–	–	–	235,836	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полос Сухой Лог», ОАО «РЖД», ООО «СГРК», ООО «Друза»	
38	Красноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	Реконструкция ПС 220 кВ Кызылская с заменой трансформатора 1Т-110 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый и установкой двух БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар каждая, УШР 110 кВ мощностью 25 Мвар	ПАО «Россети»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Реновация основных фондов. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Лунсин», ООО «Кара-Бельдир»	
				ПАО «Россети»	110	Мвар	–	2×26	–	–	–	–	–	–		52
				ПАО «Россети»	110	Мвар	–	1×25	–	–	–	–	–	–		25
39	Красноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	Строительство ВЛ 220 кВ Туран – Кызылская № 2 ориентировочной протяженностью 100 км	ПАО «Россети»	220	км	100	–	–	–	–	–	–	100	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
40	Красноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	Реконструкция ПС 220 кВ Туран с установкой двух трансформаторов 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый, УШР 220 кВ мощностью 50 Мвар, БСК 220 кВ мощностью 52 Мвар	ПАО «Россети»	220	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Голевская ГРК»
				ПАО «Россети»	220	Мвар	1×50	–	–	–	–	–	–	50	
				ПАО «Россети»	220	Мвар	1×52	–	–	–	–	–	–	52	
41	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Реконструкция ПС 500 кВ Означенное с установкой третьего автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 801 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 267 МВА каждый)	ПАО «Россети»	500	МВА	3×267	–	–	–	–	–	801	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Голевская ГРК»	
42	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Степная – Бискамба на ПС 220 кВ Нанчул ориентировочной протяженностью 25,30 км и 25,39 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	25,30 25,39	–	–	–	–	50,69	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»

Таблица В.7 – ОЭС Востока

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
1	Амурской области	Амурская область	Строительство ПП 500 кВ Агорта с заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1, заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2, строительством ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия ориентировочной протяженностью 279,572 км, установкой на ПП 500 кВ Агорта двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый	ПАО «Россети»	500	км	279,572	–	–	–	–	–	–	279,572	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Рудник Таборный», ООО «Антрацит-Инвест-Проект», ООО «Удоканская медь», ООО «КРДВ «Южная Якутия», АО «Полос Алдан», АО «Прииск Соловьевский», ООО «Южно-Верхоянские энергосети»)	
			ПАО «Россети»	500	Мвар	2×180	–	–	–	–	–	–	–	360		
2			Строительство ПС 500 кВ Даурия с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167+167	–	–	–	–	–	–	–		501+167
			ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180+60	–	–	–	–	–	–	–	–		180+60
3			Реконструкция ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,47 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т	ПАО «Россети»	220	км	1,47	–	–	–	–	–	–	–		1,47
4			Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Сквородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 1,581 км и 1,598 км	ПАО «Россети»	220	км	1,581 1,598	–	–	–	–	–	–	–		3,179
5			Реконструкция ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сквородино со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 0,586 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручи/т	ПАО «Россети»	220	км	0,586	–	–	–	–	–	–	–		0,586
6	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,47 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т	ПАО «Россети»	220	км	1,47	–	–	–	–	–	–	–	1,47			
7	Реконструкция КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 1 со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,281 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Тында	ПАО «Россети»	220	км	1,281	–	–	–	–	–	–	–	1,281			
8	Забайкальского края, Амурской области (ОЭС Востока)	Забайкальский край, Амурская область	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча ориентировочной протяженностью 324 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	324	–	–	324	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	
9	Амурской области	Амурская область	Строительство ПС 220 кВ Невельская	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	х	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение выдачи мощности блоков № 4 и № 5 Нерюнгринской ГРЭС	
10			Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тында – Лопча на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 1,2 км и 2 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	1,2 2	–	–	–	–		3,2
11			Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 1,1 км и 2,6 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	1,1 2,6	–	–	–	–		3,7
12			Реконструкция КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 2 со строительством участка до ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 11,2 км с образованием ВЛ 220 кВ Невельская – Сквородино	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	11,2	–	–	–	–		11,2
13			Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Невельская № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 193 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	2×193	–	–	–	–		386
14	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Невельская ориентировочной протяженностью 163 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	163	–	–	–	–	163			
15	Амурской области	Амурская область	Строительство ПП 220 кВ Талума (ПП 220 кВ Антрацит)	ПАО «Россети»	220	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Антрацит-ИнвестПроект»	
16	Амурской области	Амурская область	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Лопча – Юктали на ПП 220 кВ Талума (ПП 220 кВ Антрацит) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	2×0,1	–	–	–	–	–	–	0,2		
17	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 220 кВ Лопча с установкой одного УШР 220 кВ мощностью 50 Мвар и двух БСК 220 кВ мощностью 52 Мвар каждая	ПАО «Россети»	220	Мвар	1×50	–	–	–	–	–	–	50	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Удоканская медь», ООО «Антрацит-ИнвестПроект», ООО «Рудник Таборный»)	
				ПАО «Россети»	220	Мвар	2×52	–	–	–	–	–	–	–		104

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
18	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА, Т-2 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА и Т-3 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 220/38,5/11 кВ мощностью 25 МВА каждый и два трансформатора 220/27,5/11 кВ мощностью 40 МВА каждый с выполнением перезавода ВЛ 220 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 2,249 км	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	2×25	–	–	50	Реновация основных фондов
				ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	2×40	–	–	80	
				ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	2,249	–	–	2,249	
19	Приморского края	Приморский край	Строительство ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг ориентировочной протяженностью 455,093 км	ПАО «Россети»	500	км	455,093	–	–	–	–	–	–	455,093	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «УК ТОР Приморье»), ООО «Приморский металлургический завод»), ООО «Дальнегорский ГОК», ООО СЗ «ДНС СИТИ», АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики, ООО «ФинИнвест»)
20	Приморского края	Приморский край	Строительство ПС 500 кВ Варяг с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167+167	–	–	–	–	–	–	501+167	
				ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180+60	–	–	–	–	–	–	180+60	
21	Приморского края	Приморский край	Реконструкция РУ 500 кВ Приморской ГРЭС с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	–	–	–	–	–	–	180	
22	Приморского края	Приморский край	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Владивосток – Лозовая на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 1,184 км и 1,551 км	ПАО «Россети»	500	км	1,184 1,551	–	–	–	–	–	–	2,735	
23	Приморского края	Приморский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая-2 на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 7,204 км и 7,254 км	ПАО «Россети»	220	км	7,204 7,254	–	–	–	–	–	–	14,458	
24	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 220 кВ Кировка с заменой Т-1 35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	1×25	–	–	–	25	Реновация основных фондов
25	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой третьего автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Якутскэнерго»	220	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с изменением схемы присоединения ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар и ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар с их подключением на разные секции шин 220 кВ РУ 220 кВ	ПАО «Якутскэнерго»	220	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
27	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Строительство ВЛ 220 кВ Южно-Якутская ТЭС – Нижний Куранах ориентировочной протяженностью 265 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	265	–	–	–	265	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
28	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС 18 на Южно-Якутскую ТЭС ориентировочной протяженностью 5 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×5	–	–	–	–	10	
29	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	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	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	2×125	–	–	–	250	1. Реновация основных фондов. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
30	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край, Еврейская автономная область	Строительство ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская ориентировочной протяженностью 365 км ¹⁾	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	–	365	365	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
31	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция ПС 500 кВ Комсомольская с установкой второго автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА ¹⁾	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	–	–	3×167+167	501+167	
32	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Еврейская автономная область	Реконструкция ПС 220 кВ Биробиджан с заменой автотрансформаторов 1АТ и 2АТ 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый и 3АТ 220/110/6 кВ мощностью 60 МВА на два автотрансформатора 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА каждый и трансформаторов 1Т и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый с выполнением перезавода ВЛ 220 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 1,36 км	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	–	–	2×125	250	Реновация основных фондов
				ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	–	–	1,36	

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации							Основание	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		2024–2030
33	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция ПС 220 кВ Уктур с установкой второго трансформатора 220/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	1×10	–	–	–	–	–	10	Реновация основных фондов
34	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство ВЛ 220 кВ Комсомольская – Байкал – Оунэ/т – Кузнецовский – Ландыши/т – Ванино, ориентировочной протяженностью 433,5 км, со строительством ПП 220 кВ Байкал, строительством ПП 220 кВ Кузнецовский, с реконструкцией ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 1 и ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 2 (переустройство / вынос / замена опор), с реконструкцией ВЛ 220 кВ Селихино – Ванино и ВЛ 220 кВ Высокогорная – Ванино (переустройство/вынос), с реконструкцией ПС 500 кВ Комсомольская (расширение ОРУ 220 кВ), ПС 220 кВ Ванино (расширение ОРУ 220 кВ), с установкой СКРМ мощностью не менее 150 Мвар	ПАО «Россети»	220	км	–	–	433,5	–	–	–	–	433,5	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Компания Ремсталь», ОАО «РЖД»)
				ПАО «Россети»	220	Мвар	–	–	6×25	–	–	–	–	–	
35	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Высокогорная (Кузнецовский) – Ванино (Л-263) на ПС 220 кВ Тумнин/т ориентировочной протяженностью 0,082 км и 0,075 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	0,082 0,075	–	–	–	–	0,157	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
36	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Кузнецовский – Высокогорная/т ориентировочной протяженностью 4,75 км и 4,779 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	4,75 4,779	–	–	–	–	9,529	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
37	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство ПС 220 кВ Полиметалл с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Ресурсы Албазино»
38	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Березовая – Горин на ПС 220 кВ Полиметалл ориентировочной протяженностью 5 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	2×5	–	–	–	–	–	–	10	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
39	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Аксака/т ориентировочной протяженностью 0,959 км и 1,036 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	0,959 1,036	–	–	–	–	1,995	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
40	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Джигдаси/т ориентировочной протяженностью 1 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×1	–	–	–	–	2	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
41	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Кун/т ориентировочной протяженностью 1,886 км и 1,725 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	1,725 1,886	–	–	–	–	3,611	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
42	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство 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	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×4,5	–	–	–	–	9	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации							Основание	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		2024–2030
43	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Ванино/т ориентировочной протяженностью 7,567 км и 7,404 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	7,567 7,404	–	–	–	–	14,971	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
44	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция ПС 220 кВ Уктур с заменой ТТ ВЛ 220 кВ Селихино – Уктур (Л-259), ВЛ 220 кВ Уктур – Высокогорная (Л-261) с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	х	–	–	х	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Компания Ремсталь»)

Примечание – ¹⁾ Мероприятие является альтернативой строительства новых генерирующих объектов для покрытия дефицита мощности в северной части энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области за КС «Хабаровск – Комсомольск» на территории технологически необходимой генерации ОЭС Востока.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям, к Единой национальной (общероссийской) электрической сети

Таблица Г.1 – ОЭС Северо-Запада

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
1	Архангельской области и Ненецкого автономного округа	Архангельская область	Реконструкция ПС 220 кВ Обозерская с заменой автотрансформатора 1АТ 220/110/35 кВ мощностью 30 МВА на автотрансформатор 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	1×63	–	–	–	–	–	–	63	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД» (ООО «Энергопромсбыт»)
2	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург	Реконструкция ПС 220 кВ Парголово с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СК Прага», ООО «Осиновая роща»
3	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Строительство ПС 330 кВ Нарва с четырьмя автотрансформаторами 330/110 кВ мощностью 400 МВА каждый	ООО «Усть-Лужская Сетевая Компания»	330	МВА	4×400	–	–	–	–	–	–	–	1600	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «БХК», ООО «РусХимАльянс»
4	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Копорская – Кингисеппская на ПС 330 кВ Нарва ориентировочной протяженностью 15,951 км и 16,124 км	ПАО «Россети»	330	км	15,951 16,124	–	–	–	–	–	–	–	32,075	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «БХК», ООО «РусХимАльянс»
5	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Строительство второй ВЛ 330 кВ Кингисеппская – Нарва ориентировочной протяженностью 34,202 км	ПАО «Россети»	330	км	34,202	–	–	–	–	–	–	–	34,202	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «БХК», ООО «РусХимАльянс»
6	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 400 кВ Выборгская с установкой третьего автотрансформатора 330/110 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	330	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	–	125	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Приморский УПК»
7	Мурманской области	Мурманская область	Подключение ВЛ 330 кВ Мончегорск – Выходной (Л-406) в собственные ячейки на ПС 330 кВ Мончегорск и ПС 330 кВ Выходной с образованием второй цепи 330 кВ	ПАО «Россети»	330	км	4,2	–	–	–	–	–	–	–	4,2	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «НОВАТЭК-Мурманск»

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		2024–2030
8	Мурманской области	Мурманская область	Строительство ПС 330 кВ Арктика с шестью автотрансформаторами 330/110/35 кВ мощностью 200 МВА каждый	ПАО «Россети»	330	МВА	–	–	–	5×200	1×200	–	–	1200	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «НОВАТЭК-Мурманск»
9	Мурманской области	Мурманская область	Строительство двух ВЛ 330 кВ Выходной – Арктика ориентировочной протяженностью 55 км каждая	ПАО «Россети»	330	км	–	–	–	2×55	–	–	–	110	
10	Мурманской области	Мурманская область	Строительство ВЛ 330 кВ Оленегорск – Арктика ориентировочной протяженностью 150 км	ПАО «Россети»	330	км	–	–	–	150	–	–	–	150	
11	Мурманской области	Мурманская область	Строительство ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Оленегорск ориентировочной протяженностью 98 км	ПАО «Россети»	330	км	–	–	–	–	98	–	–	98	
12	Новгородской области	Новгородская область	Строительство ПС 330 кВ Ручей с двумя трансформаторами 330/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети»	330	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Цемент», АО «Парус»
13	Новгородской области	Новгородская область	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Ленинградская – Чудово на ПС 330 кВ Ручей ориентировочной протяженностью 0,16 км каждый	ПАО «Россети»	330	км	–	–	2×0,16	–	–	–	–	0,32	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Цемент», АО «Парус»
14	Республики Карелия	Республика Карелия	Строительство ПС 220 кВ Новый Поселок с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД» (ООО «Энергопромсбыт»)
15	Республики Карелия	Республика Карелия	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кондопога – Медвежьегорск на ПС 220 кВ Новый Поселок ориентировочной протяженностью 2,2 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×2,2	–	–	–	–	4,4	

Таблица Г.2 – ОЭС Центра

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Вологодской области	Вологодская область	Реконструкция ПС 220 кВ ГПП-12 с заменой двух трансформаторов 1Т и 2Т 220/10 кВ мощностью 63 МВА каждый, на один трансформатор 220/10 кВ 2Т мощностью 160 МВА	ПАО «Северсталь»	220	МВА	1×160	–	–	–	–	–	–	160	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО «Северсталь»)
2	Вологодской области	Вологодская область	Реконструкция участков ВЛ 220 кВ Череповецкая – ГПП-12 с отпайкой на ГПП-6	ПАО «Россети»	220	км	0,484	–	–	–	–	–	–	0,484	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО «Северсталь»)
3	Вологодской области	Вологодская область	Реконструкция ПС 220 кВ ГПП-12 с заменой трансформатора 3Т 220/10 кВ мощностью 100 МВА, на трансформатор 220/10 кВ 1Т мощностью 160 МВА	ПАО «Северсталь»	220	МВА	1×160	–	–	–	–	–	–	160	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО «Северсталь»)
4	Вологодской области	Вологодская область	Реконструкция участков ВЛ 220 кВ РПП-2 – ГПП-12 с отпайкой на ГПП-6	ПАО «Россети»	220	км	0,479	–	–	–	–	–	–	0,479	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО «Северсталь»)
5	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство ПС 220 кВ Береговая с двумя трансформаторами 220/20 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	–	2×100	–	–	–	200	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СЗ «Самолет-Марьино 1», ООО «СЗ «Марьино»
6	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Заходы ВЛ 220 кВ Кедрово – Лесная на ПС 220 кВ Береговая ориентировочной протяженностью 15 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	–	2×15	–	–	–	30	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СЗ «Самолет-Марьино 1», ООО «СЗ «Марьино»
7	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство и ввод в работу ПС 220/20 кВ Красная (ПС 220 кВ Варварино) с установкой двух трансформаторов мощностью 100 МВА каждый напряжением 220/20 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×100	–	–	–	–	200	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «ОЭЗ «Технополис Москва»
8	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Встреча – Лесная на ПС 220 кВ Красная (ПС 220 кВ Варварино) ориентировочной протяженностью 1,75 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	2×1,75	–	–	–	–	3,5	2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «ОЭЗ «Технополис Москва»
9	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция КВЛ 220 кВ Очаково – Подушкино (замена кабельного участка от ПП 225 ПС 220 кВ Подушкино до ПС 220 кВ Подушкино) ориентировочной протяженностью 0,13 км каждый с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	0,13	–	–	–	–	0,13	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «ОЭЗ «Технополис Москва»
10	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция участка КВЛ 220 кВ Подушкино – Нововнуково ориентировочной протяженностью 0,14 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	0,14	–	–	–	–	0,14	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «ОЭЗ «Технополис Москва»
11	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 500 кВ Очаково с заменой кабельной ошиновки ячеек 220 кВ и 110 кВ АТ-5 220/110/20 кВ с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	х	–	–	х	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «ОЭЗ «Технополис Москва»
				ПАО «Россети»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	–	
12	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Сооружение заходов ВЛ 220 кВ ЦАГИ – Руднево и ВЛ 220 кВ Ногинск – Руднево на ПС 500 кВ Каскадная ориентировочной протяженностью 0,73 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	4×0,73	–	–	–	–	–	–	2,92	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Азбука Инвестиций»

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
13	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство ПС 220 кВ Молжаниновка-тяговая с установкой двух трансформаторов 220/20 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»
14	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство двух КЛ 220 кВ от ПС 220 кВ Молжаниновка до ПС 220 кВ Молжаниновка-тяговая, ориентировочной протяженностью 0,13 км каждая	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	2×0,13	–	–	–	–	–	0,26	
15	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство ПС 220 кВ Сахарово с установкой двух трансформаторов напряжением 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»
16	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Заводская – Бугры на ПС 220 кВ Сахарово ориентировочной протяженностью 0,2 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	2×0,2	–	–	–	–	–	0,4	
17	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Руднево - ТЭЦ-23 на ГТЭС Городецкая ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	2×0,1	–	–	–	–	–	–	0,2	Обеспечение технологического присоединения ООО «Росмикс»
18	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Руднево - Восточная на ГТЭС Городецкая ориентировочной протяженностью 0,32 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	2×0,32	–	–	–	–	–	–	0,64	Обеспечение технологического присоединения ООО «Росмикс»
19	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция КЛ 220 кВ Бутырки – Центральная с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 0,32 км	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	0,32	–	–	–	–	–	–	0,32	Обеспечение технологического присоединения потребителей (МВД России, ООО «СЗ «МД Проект»)
20	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство ПС 220 кВ КГПН (ГПП-4) с двумя трансформаторами 220/110 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Газпромнефть-МНПЗ»	220	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения (АО «Газпромнефть-МНПЗ»)
21	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство двух КЛ 220 кВ Капотня – КГПН ориентировочной протяженностью 2 км каждая	АО «Газпромнефть-МНПЗ»	220	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	
22	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 220/110 кВ Нефтезавод с установкой второго автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 125 МВА	АО «Газпромнефть-МНПЗ»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125	
23	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство КЛ 220 кВ Нефтезавод – КГПН ориентировочной протяженностью 3 км	АО «Газпромнефть-МНПЗ»	220	км	3	–	–	–	–	–	–	3	
24	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Сооружение ПС 220 кВ Саларьево с установкой двух трансформаторов 220/20 кВ мощностью 100 МВА каждый	АО «ОЭК»	220	МВА	–	2×100	–	–	–	–	–	200	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Специализированный застройщик «ЛСР. Недвижимость-М»
25	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство кабельных заходов КЛ 220 кВ Никулино – Хованская № 1, № 2 на ПС 220 кВ Саларьево ориентировочной протяженностью 5,38 км каждый	АО «ОЭК»	220	км	–	4×5,38	–	–	–	–	–	21,52	
26	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство КЛ 220 кВ Никулино – Хованская № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 17,4 км каждая	АО «ОЭК»	220	км	–	2×17,375	–	–	–	–	–	34,75	
27	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство ПС 220 кВ Рязановская с установкой двух трансформаторов 220/20 кВ	АО «ОЭК»	220	х	–	–	–	х	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СЗ ФСК Юг»
28	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство КЛ 220 кВ Битца – Рязановская № 1, № 2	АО «ОЭК»	220	х	–	–	–	х	–	–	–	х	
29	г. Москвы и Московской области	Московская область	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 два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый и установкой двух трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 2×125 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	2×200	–	–	–	–	400	1. Реновация основных фондов. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «К-ФЛЕКС», ОАО «РЖД», ООО «Компания Промсервис»
				ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	–	

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		2024–2030
30	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Ивановская со строительством КРУЭН 220 кВ и установкой двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 200 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×200	–	–	–	–	400	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СтройИнвест», ООО «Здравница», ООО «СЗ «Санино 1», ООО «Комбинат Инновационных Технологий – Монарх», ООО «Внуково Логистик», ООО «Гольф-клуб «Сколково», ОАО «РЖД»
31	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Дорохово – Слобода I цепь на ПС 220 кВ Ивановская ориентировочной протяженностью 1,4 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	2×1,4	–	–	–	–	2,8	
32	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 220 кВ Ярцево со строительством ОРУ 500 кВ с установкой двух автотрансформаторов 500/220 кВ мощностью 500 МВА каждый	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	2×500	–	–	1000	Обеспечение выдачи мощности Загорской ГАЭС-2
33	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ЛЭП 500 кВ Загорская ГАЭС – Ярцево № 1 и ЛЭП 500 кВ Загорская ГАЭС – Ярцево № 2 ориентировочной протяженностью 30 км каждая	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	2×30	–	–	60	
34	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС – Трубино на ПС 500 кВ Ярцево ориентировочной протяженностью 6 км каждая	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	2×6	–	–	12	
35	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПС 220 кВ Кратово с трансформаторами Т-1 220/20/20 кВ и Т-2 220/20/20 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»
36	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов ВЛ 220 кВ ЦАГИ – Руднево на ПС 220 кВ Кратово ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	2×0,5	–	–	–	–	–	1	
37	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство КРУЭ 220 кВ Каширская ГРЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	220	х	–	–	–	–	х	–	–	х	Обеспечение выдачи мощности Каширской ГРЭС
38	г. Москвы и Московской области	Московская область	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	ООО «Альтернативная генерирующая компания-1» (ООО «АГК-1»)	220	МВА	1×95	–	–	–	–	–	–	95	Обеспечение схемы выдачи мощности генерирующих объектов ООО «АГК-1»
					220	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16		
					10	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16		
39	Калужской области	Калужская область	Реконструкция ПС 220 кВ Метзавод с установкой четвертого трансформатора 220/35 кВ мощностью 180 МВА	ООО «ПромСорт-Калуга»	220	МВА	–	–	1×180	–	–	–	–	180	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «ПромСорт-Калуга»)
40	Белгородской области, Курской области	Белгородская область, Курская область	Строительство участка ВЛ 330 кВ от ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Сумы Северная до ПС 330 кВ Белгород с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Белгород с отпайкой на ПС Сумы Северная ориентировочной протяженностью 148,087 км	ПАО «Россети»	330	км	148,087	–	–	–	–	–	–	148,087	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя АО СЗ «Дирекция ЮЗР»
41	Курской области	Курская область	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Железнодорожная в КРУЭ 330 кВ Курской АЭС-2 ориентировочной протяженностью 1 км каждый	ПАО «Россети», АО «Концерн Росэнергоатом»	330	км	2×1	–	–	–	–	–	–	2	Обеспечение выдачи мощности блока № 1 Курской АЭС-2
42	Курской области	Курская область	Перезавод Блока 3 Курской АЭС из ОРУ 750 кВ Курской АЭС (2 очередь) в ОРУ 330 кВ Курской АЭС (1 очередь)	АО «Концерн Росэнергоатом»	х	х	х	–	–	–	–	–	–	х	
43	Орловской области	Орловская область	Реконструкция ПС 220 кВ Орловская Районная со строительством ОРУ 220 кВ на новой площадке	ПАО «Россети»	220	х	–	–	х	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей
44	Орловской области	Орловская область	Перезавод из ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Орловская Районная в ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Орловская Районная (новая площадка) ВЛ 220 кВ Орловская Районная – Узловая с отпайкой на ПС Керама Марацци	ПАО «Россети»	220	х	–	–	х	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей
45	Орловской области	Орловская область	Строительство переемычки 220 кВ между ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Орловская Районная и ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Орловская Районная (новая площадка)	ПАО «Россети»	220	х	–	–	х	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей
46	Орловской области	Орловская область	Перемещение одного автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА с ПС 220 кВ Орловская Районная на ПС 220 кВ Орловская Районная (новая площадка)	ПАО «Россети»	220	х	–	–	х	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей
47	Тверской области	Тверская область	Строительство ПС 220 кВ Конаково с установкой двух трансформаторов 220/35 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Тверьгор-электро»	220	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ГКУ «Тверьоблстройказачик»)
48	Тверской области	Тверская область	Строительство двух КЛ 220 кВ Конаковская ГРЭС – Конаково ориентировочной протяженностью 0,48 км	АО «Тверьгор-электро»	220	км	–	0,2	–	–	–	–	–	0,48	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ГКУ «Тверьоблстройказачик»)
				АО «Тверьгор-электро»	220	км	–	0,28	–	–	–	–	–		

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год						Основание		
							2024	2025	2026	2027	2028	2029		2030	2024–2030
49	Ярославской области	Ярославская область	Строительство ПС 220 кВ ГПП-8 с двумя трансформаторами 22/350/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Центр»	220	МВА	–	–	–	2×63	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО «Славнефть-ЯНОС»)
50	Ярославской области	Ярославская область	Строительство двухцепной КВЛ 220 кВ Ярославская – ГПП-8 I, II цепь ориентировочной протяженностью 8,8 км	ПАО «Россети Центр»	220	км	–	–	–	2×8,8	–	–	–	17,6	

Таблица Г.3 – ОЭС Юга

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк ориентировочной протяженностью 340 км	ПАО «Россети»	500	км	340	–	–	–	–	–	–	340	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Краснодарэнерго». 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей Федеральное казенное учреждение «Дирекция государственного заказчика по реализации комплексных проектов развития транспортной инфраструктуры» (ФКУ «Ространсmodernизация»). 4. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Тамань-Агро»
2	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 500 кВ Тихорецк с установкой третьего автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый)	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167	–	–	–	–	–	–	501	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Краснодарэнерго». 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Черномортранснефть»
3	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 500 кВ Тихорецк с подключением автотрансформаторов АТ-2 330/220/6 кВ и АТ-3 330/220/35 кВ мощностью 240 МВА каждый к КРУЭ 220 кВ с вводом в работу КРУЭ 220 кВ по проектной схеме	ПАО «Россети»	330	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД» к сетям ПАО «Россети». 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД» (Желдорэнерго – филиал ООО «Энергопромбыт») к сетям ПАО «Россети Кубань». 4. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Каспийский трубопроводный Консорциум-Р»
4	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 330 кВ Армавир с разделением схемы присоединения к РУ 110 кВ АТ-1 330/110 кВ 125 МВА и АТ-2 330/110 кВ 125 МВА путем присоединения через собственные выключатели 110 кВ	ПАО «Россети»	330	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД» к сетям ПАО «Россети Кубань»
5	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 330 кВ Кропоткин с установкой второго автотрансформатора 330/110/10 кВ мощностью 200 МВА	ПАО «Россети»	330	МВА	1×200	–	–	–	–	–	–	200	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Каспийский трубопроводный Консорциум-Р»
6	Республики Ингушетия	Республика Ингушетия	Строительство ПС 330 кВ Тихая с двумя трансформаторами 330/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Агрокомплекс СУНЖА»	330	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Агрокомплекс СУНЖА»)
7	Республики Ингушетия	Республика Ингушетия	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный на ПС 330 кВ Тихая ориентировочной протяженностью 0,2 км	ПАО «Россети»	330	км	–	2×0,2	–	–	–	–	–	0,4	
8	Волгоградской области	Волгоградская область	Строительство РУ 220 кВ Ольховской ВЭС с двумя трансформаторами 220/35/35 кВ мощностью 160 МВА каждый	ООО «Шестой Ветропарк ФРВ»	220	МВА	–	2×160	–	–	–	–	–	320	Обеспечение выдачи мощности Ольховской ВЭС
9	Волгоградской области	Волгоградская область	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Петров Вал – Таловка на РУ 220 кВ Ольховской ВЭС ориентировочной протяженностью 39,8 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	2×39,8	–	–	–	–	–	79,6	
10	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея, Краснодарский край	Строительство ПС 220 кВ Елизаветинская (Новая) с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик». 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Краснодарэнерго»

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
11	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея, Краснодарский край	Строительство КВЛ 220 кВ Яблоновская – Елизаветинская (Новая) ориентировочной протяженностью 21 км	ПАО «Россети»	220	км	21	–	–	–	–	–	–	21	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик». 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Краснодарэнерго»
12	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 220 кВ Черемушки с установкой второго автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Лагонаки»
13	Ростовской области	Ростовская область	Строительство ПС 220 кВ Звереве с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Черномортранс-нефть»	220	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Черномортранснефть»)
14	Ростовской области	Ростовская область	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая на ПС 220 кВ Звереве ориентировочной протяженностью 1,7 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	2×1,7	–	–	–	–	–	3,4	
15	Ростовской области	Ростовская область	Строительство ПС 220 кВ Донбитех с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Донские биотехнологии»	220	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Донские биотехнологии»)
16	Астраханской области	Астраханская область	Строительство ПС 220 кВ Лотос с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	ООО «АЭК-Холдинг»	220	МВА	–	2×80	–	–	–	–	–	160	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «АЭК-Холдинг»)
17	Астраханской области	Астраханская область	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нефтепровод – Астрахань на ПС 220 кВ Лотос ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	ООО «АЭК-Холдинг»	220	км	–	2×0,5	–	–	–	–	–	1	
18	Ростовской области	Ростовская область	Строительство ПС 220 кВ Новошахтинская с двумя трансформаторами 220/110/6/6 кВ мощностью 125 МВА каждый	АО «Новошахтинский завод нефтепродуктов»	220	МВА	2×125	–	–	–	–	–	–	250	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Новошахтинский завод нефтепродуктов»)
19	Волгоградской области	Волгоградская область	Строительство ПС 220 кВ Прокат с четырьмя трансформаторами 220/10/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ООО «РНК»	220	МВА	–	4×125	–	–	–	–	–	500	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РНК»
20	Волгоградской области	Волгоградская область	Строительство ЛЭП 220 кВ Трубная – Прокат I, II цепь ориентировочной протяженностью 10,737 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	–	2×10,737	–	–	–	–	–	21,47	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РНК»
21	Волгоградской области	Волгоградская область	Строительство ПС 220 кВ Сталь с одним трансформатором 220/35 кВ мощностью 140 МВА	ООО «РНК»	220	МВА	–	1×140	–	–	–	–	–	140	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РНК»
22	Волгоградской области	Волгоградская область	Строительство ЛЭП 220 кВ Трубная – Сталь ориентировочной протяженностью 8,949 км	ПАО «Россети»	220	км	–	8,949	–	–	–	–	–	8,949	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РНК»
23	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ПС 220 кВ Газовая с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	1×125	–	–	–	125	1. Распоряжение Правительства РФ от 24.06.2023 № 1653-р. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ГУП РК «Черноморнефтегаз»
24	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тамань-Кафа №3 на ПС 220 кВ Газовая ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	2×2	–	–	–	4	
25	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство ПС 220 кВ КУБ-С с трансформатором 220/10 кВ мощностью 63 МВА	ООО «КУБ-С»	220	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «КУБ-С»)
26	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Тихорецк – Витаминкомбинат на ПС 220 кВ КУБ-С ориентировочной протяженностью 14 км каждый	ООО «КУБ-С»	220	км	2×14	–	–	–	–	–	–	28	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «КУБ-С»)
27	Республики Калмыкия	Республика Калмыкия	Реконструкция ПС 220 кВ Элиста Северная с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителей КУ РК «Главное управление капитального строительства»

Таблица Г.4 – ОЭС Средней Волги

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		2024–2030
1	Самарской области	Самарская область	Строительство РУ 220/35 кВ Гражданской ВЭС с одним трансформатором 220/35 кВ мощностью 160 МВА и одним трансформатором 220/35 кВ мощностью 125 МВА	ООО «Четырнадцатый ветропарк ФРВ»	220	МВА	1×160	–	–	–	–	–	–	160	Обеспечение выдачи мощности Гражданской ВЭС
2	Самарской области	Самарская область		ООО «Четырнадцатый ветропарк ФРВ»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125	
3	Самарской области	Самарская область	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Томыловская – Оросительная до Гражданской ВЭС ориентировочной протяженностью 2,7 км	ООО «Четырнадцатый ветропарк ФРВ»	220	км	2,7	–	–	–	–	–	–	2,7	Обеспечение выдачи мощности Гражданской ВЭС
4	Нижегородской области	Нижегородская область	Строительство ПС 220 кВ НПЗ с двумя автотрансформаторами 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА каждый и двумя трансформаторами 220/6/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»	220	МВА	2×125	–	–	–	–	–	–	250	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»
5	Нижегородской области	Нижегородская область		ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»	220	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	
6	Нижегородской области	Нижегородская область	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Бобыльская – Кудьма на ПС 220 кВ НПЗ ориентировочной протяженностью 7,56 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	2×7,56	–	–	–	–	–	–	15,12	
7	Саратовской области	Саратовская область	Реконструкция 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	АО «МЗ Балаково»	220	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «МЗ Балаково»
8	Саратовской области	Саратовская область		АО «МЗ Балаково»	220	МВА	–	1×160	–	–	–	–	–	160	
9	Саратовской области	Саратовская область	Реконструкция ПС 220 кВ ГПП Метзавод с заменой выключателя, разъединителя, ТТ, провода ошиновки ячейки ВЛ 220 кВ Центральная – Метзавод № 1, № 2 с увеличением пропускной способности	АО «МЗ Балаково»	220	х	–	х	–	–	–	–	х		
10	Саратовской области	Саратовская область	Реконструкция ПС 220 кВ Центральная с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 220 кВ Центральная – Метзавод № 1, № 2 с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	х	–	х	–	–	–	–	х		

Таблица Г.5 – ОЭС Урала

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Ханты-Мансийский автономный округ	Строительство надстройки 220 кВ на ПП 110 кВ Угутский (ПС 220 кВ Погорелова) с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью 125 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	220	МВА	–	–	–	2×125	–	–	–	250	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО «НК «Роснефть» ООО «КанБайкал»)
2	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Ханты-Мансийский автономный округ	Строительство двух ВЛ 220 кВ Святогор – Погорелова ориентировочной протяженностью 79,937 км каждая	АО «Россети Тюмень»	220	км	–	–	–	2×79,937	–	–	–	159,9	
3	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Ханты-Мансийский автономный округ	Реконструкция ПС 220 кВ Правдинская с установкой третьего автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	125	–	–	–	–	125	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО «НК «Роснефть»)
4	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Ханты-Мансийский автономный округ	Реконструкция ПС 220 кВ Болчары с установкой двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 125 МВА каждый и сооружением РУ 110 кВ	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	2×125	–	–	–	250	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО «НК «Роснефть» АО «НК «Конданефть»)
5	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область		ООО «РН-Уватнефтегаз»	220	МВА	–	–	1×125	–	–	–	–	125	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «РН-Уватнефтегаз»)
6	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 220 кВ Лянтинская с установкой третьего автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 125 МВА, двух БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар каждая, двух УШР 110 кВ мощностью 25 Мвар каждый	ООО «РН-Уватнефтегаз»	220	Мвар	–	–	2×25	–	–	–	–	50	
7	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область		ООО «РН-Уватнефтегаз»	220	Мвар	–	–	2×25	–	–	–	–	50	
8	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Строительство участков ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ Пихтовая – Лянтинская и ВЛ 220 кВ Пихтовая – Протозановская до ПС 220 кВ Протозановская ориентировочной протяженностью 4 км каждый, участка ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ Пихтовая – Лянтинская до ВЛ 220 кВ Пихтовая – Протозановская ориентировочной протяженностью 0,1 км с образованием двухцепной ВЛ 220 кВ Пихтовая – Протозановская и двухцепной ВЛ 220 кВ Лянтинская – Протозановская	ООО «РН-Уватнефтегаз»	220	км	–	–	2×4 0,1	–	–	–	–	8,1	
9	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 220 кВ Протозановская с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар каждая, двух УШР 110 кВ мощностью 25 Мвар каждый	ООО «РН-Уватнефтегаз»	220	Мвар	–	–	2×25	–	–	–	–	50	
10	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область		ООО «РН-Уватнефтегаз»	220	Мвар	–	–	2×25	–	–	–	–	50	
11	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 220 кВ Пихтовая с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар каждая, двух УШР 110 кВ мощностью 25 Мвар каждый	ООО «РН-Уватнефтегаз»	220	Мвар	–	–	2×25	–	–	–	–	50	
12	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область		ООО «РН-Уватнефтегаз»	220	Мвар	–	–	2×25	–	–	–	–	50	
13	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Ханты-Мансийский автономный округ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Луговая – Сотник-1 с заменой провода ориентировочной протяженностью 2,35 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2,35	–	–	–	–	2,35	
14	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Ямало-Ненецкий автономный округ	Строительство ПС 220 кВ Тасу Ява с двумя автотрансформаторами 220/110/35 кВ мощностью 250 МВА каждый	АО «Тюменнефтегаз»	220	МВА	–	–	2×250	–	–	–	–	500	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Тюменнефтегаз»)
15	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Ямало-Ненецкий автономный округ	Строительство двух КВЛ 220 кВ Ермак – Тасу Ява ориентировочной протяженностью 69,655 км каждая (перевод двух КВЛ 110 кВ Ермак – Русская на напряжение 220 кВ)	АО «Тюменнефтегаз»	220	км	–	–	2×69,655	–	–	–	–	139,31	
16	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Ямало-Ненецкий автономный округ	Строительство КВЛ 220 кВ Ермак – Исконная ориентировочной протяженностью 134,4 км	АО «Тюменнефтегаз»	220	км	–	–	134,40	–	–	–	–	134,40	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Тюменнефтегаз»)

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		2024–2030
17	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Ямало-Ненецкий автономный округ	Строительство ПС 220 кВ Ярудей с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	220	МВА	–	–	–	2×6,3	–	–	–	12,6	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «СПХ»)
18	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Ямало-Ненецкий автономный округ	Строительство отпак от ВЛ 220 кВ Салехард – Надым-№1, №2 до ПС 220 кВ Ярудей ориентировочной протяженностью 0,8135 км и 0,7854 км	АО «Россети Тюмень»	220	км	–	–	–	1×0,8135 1×0,7854	–	–	–	1,5989	
19	Челябинской области	Челябинская область	Строительство ПС 220 кВ Архангельская с двумя трансформаторами 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Транснефть-Урал»	220	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя (АО «Транснефть-Урал»)
20	Челябинской области	Челябинская область	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Чебаркуль – Шагол на ПС 220 кВ Архангельская ориентировочной протяженностью 40 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	2×40	–	–	–	80	
21	Челябинской области	Челябинская область	Реконструкция ПС 220 кВ 60 с установкой БСК 220 кВ мощностью 50 Мвар	ПАО «ММК»	220	Мвар	–	1×50	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ЗАО «МЗПВ»)
22	Челябинской области	Челябинская область	Реконструкция ПС 220 кВ 60 с установкой СКРМ 220 кВ мощностью 60 Мвар	ПАО «ММК»	220	Мвар	–	1×60	–	–	–	–	–	60	Обеспечение технологического присоединения потребителя (цех литейно-кузнечного производства СКПП ООО «МРК»)

Таблица Г.6 – ОЭС Сибири

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Забайкальского края	Забайкальский край	Строительство ПС 220 кВ Култуминская с двумя трансформаторами 220 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «Култуминское»	220	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Култуминское»
2	Забайкальского края	Забайкальский край	Строительство двух ЛЭП 220 кВ Быстринская – ПС 220 кВ Култуминская	ПАО «Россети»	220	км	–	х	–	–	–	–	–	х	
3	Забайкальского края	Забайкальский край	Строительство РУ 220 кВ Ононской СЭС с одним трансформатором 220 кВ мощностью 125 МВА	ООО «Юнигрин Пауэр»	220	МВА	–	1×125	–	–	–	–	–	125	Обеспечение выдачи мощности Ононской СЭС
4	Забайкальского края	Забайкальский край	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Харанорская ГРЭС – Шерловогорская на Ононскую СЭС ориентировочной протяженностью 0,1 км	ПАО «Россети»	220	км	–	0,1	–	–	–	–	–	0,1	
5	Забайкальского края	Забайкальский край	Строительство ВЛ 220 кВ Маккавеево – Чита ориентировочной протяженностью 118,2 км	ПАО «Россети»	220	км	118,2	–	–	–	–	–	–	118,2	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение выдачи мощности Ононской СЭС
6	Забайкальского края	Забайкальский край	Строительство ПС 220 кВ Семиозерный с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
7	Забайкальского края	Забайкальский край	Строительство захода ВЛ 220 кВ Семиозерный – Могоча (ВЛ-225) на ПС 220 кВ Семиозерный ориентировочной протяженностью 1,561 км	ПАО «Россети»	220	км	–	1,561	–	–	–	–	–	1,561	
8	Забайкальского края	Забайкальский край	Строительство захода ВЛ 220 кВ Семиозерный – Чичатка (ВЛ-227) на ПС 220 кВ Семиозерный ориентировочной протяженностью 1,566 км	ПАО «Россети»	220	км	–	1,566	–	–	–	–	–	1,566	
9	Забайкальского края	Забайкальский край	Реконструкция ПС 220 кВ Бушулей с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	1×40	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
10	Забайкальского края	Забайкальский край	Реконструкция ПС 220 кВ Зилово с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	1×40	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
11	Забайкальского края	Забайкальский край	Реконструкция ПС 220 кВ Тарбагатай с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	1×40	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
12	Забайкальского края	Забайкальский край	Реконструкция ПС 220 кВ Харагун с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	1×40	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
13	Забайкальского края	Забайкальский край	Строительство ПС 220 кВ Медная с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 250 МВА каждый, установкой двух БСК 220 кВ мощностью 100 Мвар каждая и двух УШР 220 кВ мощностью 130 Мвар каждый	ООО «Удоканская медь»	220	МВА	–	–	–	–	2×250	–	–	500	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Удоканская медь»
					220	Мвар	–	–	–	–	2×100	–	–	200	
					220	Мвар	–	–	–	–	2×130	–	–	260	
14	Забайкальского края	Забайкальский край	Строительство ВЛ 220 кВ Чара – Медная ориентировочной протяженностью 20 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	20	–	–	20	
15	Забайкальского края, Республики Бурятия	Забайкальский край, Республика Бурятия	Строительство ВЛ 220 кВ Таксимо – Медная ориентировочной протяженностью 258 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	258	–	–	258	
16	Иркутской области	Иркутская область	Строительство ПС 500 кВ Литиевая с двумя автотрансформаторами 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) каждый и четырьмя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 160 МВА каждый	ООО «ИНК»	500	МВА	–	–	2×501	–	–	–	–	1002	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ИНК»
				ООО «ИНК»	220	МВА	–	–	4×160	–	–	–	–	640	
17	Иркутской области	Иркутская область	Строительство шинного моста между ПП 500 кВ Янталь и ПС 500 кВ Литиевая (ошиновка) ориентировочной протяженностью 0,5 км	ООО «ИНК»	500	км	–	–	2×0,5	–	–	–	–	1	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ИНК»
18	Иркутской области	Иркутская область	Строительство ПП 500 кВ Янталь с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	1×180	–	–	–	–	180	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ИНК»
19	Иркутской области	Иркутская область	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3 на ПП 500 кВ Янталь ориентировочной протяженностью 7,2 км каждый	ПАО «Россети»	500	км	–	–	2×7,2	–	–	–	–	14,4	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ИНК»
20	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Озерная с установкой четвертого автотрансформатора 1АТ 500/220 кВ мощностью 501 МВА	АО «ИЭСК»	500	МВА	–	–	–	–	–	–	1×501	501	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РУСАЛ Тайшетский алюминиевый завод»
21	Иркутской области	Иркутская область	Строительство ПС 220 кВ Витим с двумя трансформаторами 220/35 кВ мощностью 160 МВА каждый и двумя трансформаторами 220/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	ООО «Полос Сухой Лог»	220	МВА	2×160 2×100	–	–	–	–	–	–	520	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Полос Сухой Лог»
22	Иркутской области	Иркутская область	Строительство двух ВЛ 220 кВ Сухой Лог – Витим ориентировочной протяженностью 4,2 км каждая	ООО «Полос Сухой Лог»	220	км	2×4,2	–	–	–	–	–	–	8,4	

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		2024–2030
23	Иркутской области	Иркутская область	Строительство ПС 220 кВ Речушка с одним автотрансформатором 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА и одним трансформатором 110/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	1×125	–	–	–	–	125	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
				ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	1×40	–	–	–	–	–	
24	Иркутской области	Иркутская область	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ-250) на ПС 220 кВ Речушка ориентировочной протяженностью 1 км каждый	АО «ИЭСК»	220	км	–	–	2×1	–	–	–	–	2	
25	Иркутской области	Иркутская область	Строительство ПС 220 кВ СЭМЗ с двумя трансформаторами 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый и одним трансформатором 220/35 кВ мощностью 63 МВА	АО «ГринФилд»	220	МВА	–	3×63	–	–	–	–	–	189	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «ГринФилд»
26	Иркутской области	Иркутская область	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	АО «ГринФилд»	220	км	–	6	–	–	–	–	–	6	
27	Иркутской области	Иркутская область	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская № 2 до ПС 220 кВ СЭМЗ ориентировочной протяженностью 2 км	АО «ГринФилд»	220	км	–	2	–	–	–	–	–	2	
28	Иркутской области	Иркутская область	Строительство участка ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская № 1 от ПС 220 кВ Заводская до отпайки на ПС 220 кВ СЭМЗ ориентировочной протяженностью 1 км с реконструкцией ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская	АО «ИЭСК»	220	км	–	1	–	–	–	–	–	1	
29	Иркутской области	Иркутская область	Строительство ПС 220 кВ Чертово Корыто с двумя трансформаторами 220/10/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	АО «Тонода»	220	МВА	–	–	–	2×80	–	–	–	160	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Тонода»
30	Иркутской области	Иркутская область	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1 на ПС 220 кВ Чертово Корыто ориентировочной протяженностью 6,158 км каждый	АО «Тонода»	220	км	–	–	–	2×6,158	–	–	–	12,316	
31	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×250	–	–	–	–	–	–	500	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Международный Аэропорт Иркутск», ООО «Универсал», ООО СЗ «ФСК Флагман», физ. лица и т. д.
32	Иркутской области	Иркутская область	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	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей Особая экономическая зона Иркутск, СНТ «Горный Байкал», ФГКУ «Дирекция по организации работ по ликвидации накопленного вреда окружающей среде, а также по обеспечению безопасности гидравлических сооружений полигона «Красный бор»
33	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ ГПП с установкой четвертого трансформатора 220/10 кВ мощностью 100 МВА	АО «ИЭСК»	220	МВА	1×100	–	–	–	–	–	–	100	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РУСАЛ Тайшетский алюминиевый завод»
34	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ ТАЗ с установкой кремниевой преобразовательной подстанции № 2 (КПП-2)	АО «ИЭСК»	220	МВА	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РУСАЛ Тайшетский алюминиевый завод»
35	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Коршуниха с заменой автотрансформатора АТ-1 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА	АО «ИЭСК»	220	МВА	–	–	1×200	–	–	–	–	200	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
36	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Левобережная с заменой трансформаторов Т-1 220/35 кВ и Т-2 220/35 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 220/35/35 кВ мощностью 125 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×125	–	–	–	–	–	–	250	1. Исключение существующих и прогнозируемых 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 физ. лиц, ООО «Альянс», ИП Багдасарян Г.В.
37	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Правобережная с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×250	–	–	–	–	–	–	500	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО СЗ «Мечта», ООО СЗ «Белое созвездие», ОГКУ «Единый заказчик в сфере строительства Иркутской области», ОАО «РЖД» и т. д.

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		2024–2030
38	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×100	–	–	–	–	–	–	200	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Инженерно-Строительная Компания»
39	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Столбово с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя физ. лицо
40	Иркутской области	Иркутская область	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	АО «ИЭСК»	220	МВА	1×200	–	–	–	–	–	–	200	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Саянскхимпласт», ОАО «РЖД»
41	Иркутской области	Иркутская область	Строительство ВЛ 500 кВ Тулун – Ключи ориентировочной протяженностью 385 км ¹⁾	АО «ИЭСК»	500	км	–	–	–	–	385	–	–	385	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Култуминское», АО «ОЭЗ «Байкальская Гавань»
42	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с установкой одного УШР 500 кВ мощностью 3×60 Мвар ¹⁾	АО «ИЭСК»	500	Мвар	–	–	–	–	3×60	–	–	180	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Култуминское», АО «ОЭЗ «Байкальская Гавань»
43	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Ключи с установкой одного УШР 500 кВ мощностью 3×60 Мвар и одной БСК 220 кВ мощностью 100 Мвар ¹⁾	АО «ИЭСК»	500	Мвар	–	–	–	–	3×60	–	–	180	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Култуминское», АО «ОЭЗ «Байкальская Гавань»
					220	Мвар	–	–	–	–	1×100	–	–	100	
44	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Иркутская с установкой двух БСК 220 кВ мощностью 85 Мвар каждая ¹⁾	АО «ИЭСК»	220	Мвар	–	–	–	–	2×85	–	–	170	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Култуминское», АО «ОЭЗ «Байкальская Гавань»
45	Республики Саха (Якутия), Иркутской области	Республика Саха (Якутия), Иркутская область	Строительство третьей ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог ориентировочной протяженностью 262 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	262	–	–	262	Обеспечение выдачи мощности Новоленской ТЭС
46	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Сухой Лог с установкой двух БСК 220 кВ мощностью 100 Мвар каждая, двух УШР 220 кВ мощностью 100 Мвар каждый на отдельной площадке с подключением гибкой ошиновкой к СП 220 кВ ПС 220 кВ Сухой Лог	ПАО «Россети»	220	Мвар	–	–	–	–	2×100	–	–	200	Обеспечение выдачи мощности Новоленской ТЭС
						Мвар	–	–	–	–	2×100	–	–	200	
47	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой третьего автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый)	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	3×167	–	–	501	
48	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная с отпайкой на ПС Чудничный ориентировочной протяженностью 42,59 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	220	км	–	–	–	–	42,59	–	–	42,59	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Удоканская медь»
49	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 220 кВ Звездная – Киренга с отпайкой на ПС Небель ориентировочной протяженностью 96,346 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	220	км	–	–	–	–	96,346	–	–	96,346	
50	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 220 кВ Якурим – Ния с отпайкой на ПС Чудничный ориентировочной протяженностью 71,394 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	220	км	–	–	–	–	71,394	–	–	71,394	
51	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Киренга с установкой двух БСК 220 кВ мощностью 75 Мвар каждая и двух УШР 220 кВ мощностью 100 Мвар каждый	АО «ИЭСК»	220	Мвар	–	–	–	–	2×75	–	–	150	
					220	Мвар	–	–	–	–	2×100	–	–	200	

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
52	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Строительство ПС 500 кВ Кварцитная с двумя автотрансформаторами 500/110/35 кВ мощностью 250 МВА каждый, установкой трех ШПР мощностью 60 Мвар каждая	ПАО «Россети»	500	МВА	–	2×250	–	–	–	–	–	500	Обеспечение технологического присоединения потребителей Администрации муниципального образования «Таштагольского муниципального района»
				ПАО «Россети»	500	Мвар	–	3×60	–	–	–	–	–	–	
53	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Строительство заходов КВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Новокузнецкая № 1 на ПС 500 кВ Кварцитная ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети»	500	км	–	2×2	–	–	–	–	–	4	Обеспечение технологического присоединения потребителей Администрации муниципального образования «Таштагольского муниципального района»
54	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 220 кВ Metallurg с установкой двух трансформаторов 220/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Регионстрой»	220	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Регионстрой»
55	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 220 кВ Увальная с установкой двух трансформаторов 220/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «УК «Сибирская»	220	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «УК «Сибирская»
56	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство ПС 220 кВ Кизир тяговая с двумя трансформаторами 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
57	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кошурниково тяговая – Курагино тяговая на ПС 220 кВ Кизир тяговая ориентировочной протяженностью 0,908 км и 0,932 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	0,908 0,932	–	–	–	–	1,84	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
58	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство ПС 220 кВ Кразовская с семью автотрансформаторами 220 кВ мощностью 148 МВА каждый	АО «РУСАЛ Красноярск»	220	МВА	–	–	7 × 148	–	–	–	–	1036	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «РУСАЛ Красноярск»
59	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Енисей – ГПП-5,6 I цепь на ПС 220 кВ Кразовская ориентировочной протяженностью 1,6 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×1,6	–	–	–	–	3,2	
60	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительства отпайки от ВЛ 220 кВ Енисей – ГПП-5,6 II цепь до ПС 220 кВ Кразовская ориентировочной протяженностью 1,6 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	1,6	–	–	–	–	1,6	
61	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ВЛ 220 кВ Енисей – ГПП-5,6 II цепь с отпайкой на ПС 220 кВ Кразовская с демонтажем участка ВЛ 220 кВ от ПС 220 кВ ГПП-5,6 до отпайки на ПС 220 кВ Кразовская с образованием ВЛ 220 кВ Енисей – Кразовская II цепь ориентировочной протяженностью 2,74 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2,74	–	–	–	–	2,74	
62	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство ПС 220 кВ Панимба с двумя трансформаторами 220 кВ мощностью 25 МВА каждый, установкой УКРМ 220 кВ мощностью 50 Мвар	ООО «Красноярское ГРП»	220	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Красноярское ГРП»
				ООО «Красноярское ГРП»	220	Мвар	–	1×50	–	–	–	–	–	–	
63	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Раздолинская – Тайга II цепь на ПС 220 кВ Панимба ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	2×2	–	–	–	–	–	4	

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
64	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство ПС 220 кВ Сибирский магнезит с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «Группа «Магнезит»	220	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Группа «Магнезит»
65	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Раздолинская – Сибирский Магнезит ориентировочной протяженностью 6,216 км	ООО «Группа «Магнезит»	220	км	–	–	2×6,216	–	–	–	–	12,432	
66	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство четвертой ВЛ 220 кВ Ангара – БоА3 ориентировочной протяженностью 4,17 км	АО «Богучанский алюминиевый завод»	220	км	–	–	–	–	4,17	–	–	4,17	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Богучанский алюминиевый завод»
67	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край, Республика Тыва	Строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран ориентировочной протяженностью 238,78 км	ПАО «Россети»	220	км	238,78	–	–	–	–	–	–	238,78	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 4. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Голевская ГРК», ООО «Лунсин», ООО «Кара-Бельдир»
68	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 220 кВ Крупская тяговая с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	1×40	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
69	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция Назаровской ГРЭС с присоединением автотрансформаторов 2АТ-А 220/110/18 кВ и 2АТ-Б 220/110/18 кВ к РУ 220 кВ и РУ 110 кВ через отдельные выключатели	АО «Назаровская ГРЭС»	220	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение выдачи мощности Назаровской ГРЭС
70	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	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	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	250	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
71	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 220 кВ Ирбинская с установкой БСК 220 кВ мощностью не менее 57 Мвар	ООО «УК Битривер»	220	Мвар	1×57	–	–	–	–	–	–	57	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «УК Битривер»
72	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 220 кВ Ачинский НПЗ с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 33 Мвар каждая	АО «АНПЗ ВНК»	110	Мвар	–	–	–	2×33	–	–	–	66	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «АНПЗ ВНК»
73	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар каждая	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	–	2×25	–	–	–	–	50	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
74	Новосибирской области	Новосибирская область	Строительство ПС 220 кВ Антрацит с двумя трансформаторами 220/35 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Разрез Кольванский»	220	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Разрез Кольванский»
75	Новосибирской области	Новосибирская область	Строительство отпаяк от ВЛ 220 кВ Заря – Южная I, II цепь с отпайкой на ПС Электродная (249, 250) до ПС 220 кВ Антрацит	АО «Разрез Кольванский»	220	км	–	–	х	–	–	–	–	х	
76	Новосибирской области	Новосибирская область	Строительство ПС 220 кВ Нэолайн с двумя трансформаторами 220/20 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Нэолайн»	220	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Нэолайн»
77	Новосибирской области	Новосибирская область	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Новосибирская ТЭЦ-3 – Дружная II цепь с отпайками на ПС 220 кВ Нэолайн ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ООО «Нэолайн»	220	км	–	2×0,1	–	–	–	–	–	0,2	
78	Новосибирской области	Новосибирская область	Реконструкция ПС 220 кВ Строительная с заменой трансформаторов 1Т 220/10/6 кВ и 2Т 220/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Электромагистраль»	220	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	1. Исключение прогнозируемых 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 ООО ТК «Новосибирский», ООО «ЭКОЦИФРА», ООО «Новосибирскгаз»

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
79	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Строительство ПС 220 кВ ТК Гусиноозерский с одним трансформатором 220/10 кВ мощностью 40 МВА	ООО «Тепличный комплекс «Гусиноозерский»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Тепличный комплекс «Гусиноозерский»	
80	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Мухоршибирь (ГМШ-260) до ПС 220 кВ ТК Гусиноозерский ориентировочной протяженностью 0,748 км	ООО «Тепличный комплекс «Гусиноозерский»	220	км	0,748	–	–	–	–	–	–	0,748		
81	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Строительство ПС 220 кВ Ульги с двумя трансформаторами 220/27,5 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	
82	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Перевал – Таксимо (ПТ-44) до ПС 220 кВ Ульги ориентировочной протяженностью 15,523 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	15,523	–	–	–	–	15,523		
83	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Строительство ПС 220 кВ ЦОД с одним трансформатором 220/10 кВ мощностью 125 МВА	ООО «Битривер-Б»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Битривер-Б»	
84	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Мухоршибирь – Саган-Нур (МШС-261) до ПС 220 кВ ЦОД ориентировочной протяженностью 0,3 км	ПАО «Россети»	220	км	0,3	–	–	–	–	–	–	0,3		
85	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Строительство ПС 220 кВ Янчуй с одним трансформатором 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	1×40	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	
86	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Новый-Уоян – Ангаракан (УА-39) до ПС 220 кВ Янчуй ориентировочной протяженностью 0,77 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	0,77	–	–	–	–	0,77		
87	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 220 кВ Таксимо со строительством РУ 500 кВ и установкой одного автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167+167	–	–	–	–	–	–	501+167	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полнос Сухой Лог», ОАО «РЖД», ООО «СГРК», ООО «Друза»	
88	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо ориентировочной протяженностью 235,836 км	ПАО «Россети»	500	км	235,836	–	–	–	–	–	–	235,836	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полнос Сухой Лог», ОАО «РЖД», ООО «СГРК», ООО «Друза»	
89	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 220 кВ Дабан с установкой пятого трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	1×25	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	
90	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 220 кВ Окусикан с установкой пятого трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	1×40	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	
91	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ВЛ 220 кВ Нижнеангарская – Новый Уоян I, II цепь ориентировочной протяженностью 5,17 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	2×5,17	–	–	10,34	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Удоканская медь»	
92	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 220 кВ Северобайкальск с установкой двух БСК 220 кВ мощностью 80 Мвар каждая и двух УШР 220 кВ мощностью 105 Мвар каждый	ОАО «РЖД»	220	Мвар	–	–	–	–	2×80	–	–	160		
93	Красноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	Строительство ПС 220 кВ Мерген с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью 63 МВА каждый, двумя ШР (УШР) 220 кВ мощностью 50 Мвар каждый, БСК 110 кВ мощностью 40 Мвар	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	2×63	–	–	126	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Лунсин», ООО «Кара-Бельдир»	
				ПАО «Россети»	220	Мвар	–	–	–	–	2×50	–	–	–		100
				ПАО «Россети»	110	Мвар	–	–	–	–	1×40	–	–	–		40

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
94	Красноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Туран – Кызыльская № 2 на ПС 220 кВ Мерген ориентировочной протяженностью 50 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	2×50	–	–	100	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Лунсин», ООО «Кара-Бельдир»	
95	Красноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	Строительство ПС 220 кВ Туманная с двумя трансформаторами 220/35/35 кВ мощностью 160 МВА каждый, установкой двух БСК 220 кВ мощностью 70 Мвар каждая и двух ШР (УШР) 220 кВ мощностью 63 Мвар каждый	ООО «Голевская ГРК»	220	МВА	–	2×160	–	–	–	–	–	320	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Голевская ГРК»	
				ООО «Голевская ГРК»	220	Мвар	–	2×70	–	–	–	–	–	–		140
				ООО «Голевская ГРК»	220	Мвар	–	2×63	–	–	–	–	–	–		126
96	Красноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Туран – Туманная ориентировочной протяженностью 312,3 км	ПАО «Россети»	220	км	–	2×312,3	–	–	–	–	–	624,6		
97	Красноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	Реконструкция ПС 220 кВ Кызыльская с заменой трансформатора 1Т-110 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый и установкой двух БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар каждая, УШР 110 кВ мощностью 25 Мвар	ПАО «Россети»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Реновация основных фондов. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Лунсин», ООО «Кара-Бельдир»	
				ПАО «Россети»	110	Мвар	–	2×26	–	–	–	–	–	–		52
				ПАО «Россети»	110	Мвар	–	1×25	–	–	–	–	–	–		25
98	Красноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	Строительство ПС 220 кВ Ырбан с одним автотрансформатором 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	1×63	–	–	–	–	–	63	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Голевская ГРК»	
99	Красноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Туран – Туманная I цепь до ПС 220 кВ Ырбан ориентировочной протяженностью 0,805 км	ПАО «Россети»	220	км	–	0,805	–	–	–	–	–	0,805		
100	Красноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	Реконструкция ПС 220 кВ Туран с установкой двух трансформаторов 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый, УШР 220 кВ мощностью 50 Мвар, БСК 220 кВ мощностью 52 Мвар	ПАО «Россети»	220	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Голевская ГРК»	
				ПАО «Россети»	220	Мвар	1×50	–	–	–	–	–	–	–		50
				ПАО «Россети»	220	Мвар	1×52	–	–	–	–	–	–	–		52
101	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Реконструкция ПС 500 кВ Означенное с установкой третьего автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 801 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 267 МВА каждый)	ПАО «Россети»	500	МВА	3×267	–	–	–	–	–	–	801	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Голевская ГРК»	
102	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Строительство ПС 220 кВ Нанчхул с одним трансформатором 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	1×40	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	
103	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Степная – Бискамажа на ПС 220 кВ Нанчхул ориентировочной протяженностью 25,30 км и 25,39 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	25,30 25,39	–	–	–	–	50,69	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	
104	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Реконструкция ПС 220 кВ Чарыш с заменой трансформатора Т1 220/35/27,5 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	1×40	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		2024–2030
105	Томской области	Томская область	Строительство РУ 220 кВ и РУ 110 кВ АЭС БРЕСТ с одним трансформатором 220/6,3 кВ мощностью 16 МВА и одним трансформатором 110/6,3 кВ мощностью 16 МВА	АО «СХК»	220	МВА	–	–	1×16	–	–	–	–	16	Обеспечение выдачи мощности электростанции и технологического присоединения потребителя АО «СХК»
				АО «СХК»	110	МВА	–	–	1×16	–	–	–	–	–	
106	Томской области	Томская область	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Восточная – ЭС-2 СХК (Т-202) на РУ 220 кВ АЭС БРЕСТ ориентировочной протяженностью 5 км каждый	АО «СХК»	220	км	–	–	2×5	–	–	–	–	10	
107	Томской области	Томская область	Строительство ВЛ 220 кВ АЭС БРЕСТ – ГПП-220 ориентировочной протяженностью 17 км	АО «СХК»	220	км	–	–	17	–	–	–	–	17	

Примечание – ¹⁾ Включено в ТУ для ТП в качестве отлагательного условия до момента принятия решения о строительстве объектов генерации в юго-восточной части ОЭС Сибири.

Таблица Г.7 – ОЭС Востока

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание				
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
1	Амурской области	Амурская область	Строительство ПП 500 кВ Агорта с заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1, заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2, строительством ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия ориентировочной протяженностью 279,572 км, установкой на ПП 500 кВ Агорта двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый	ПАО «Россети»	500	км	279,572	–	–	–	–	–	–	279,572	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Рудник Таборный», ООО «Антрацит-Инвест-Проект», ООО «Удоканская медь», ООО «КРДВ «Южная Якутия», АО «Полос Алдан», АО «Прииск Соловьевский», ООО «Южно-Верхоянские энергосети»)				
				ПАО «Россети»	500	Мвар	2×180	–	–	–	–	–	–	–		360			
2			Строительство ПС 500 кВ Даурия с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167+167	–	–	–	–	–	–	–		501+167			
				ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180+60	–	–	–	–	–	–	–		180+60			
3			Реконструкция ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,47 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т	ПАО «Россети»	220	км	1,47	–	–	–	–	–	–	–		1,47			
4			Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Сквородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 1,581 км и 1,598 км	ПАО «Россети»	220	км	1,581 1,598	–	–	–	–	–	–	–		3,179			
5			Реконструкция ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сквородино со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 0,586 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручи/т	ПАО «Россети»	220	км	0,586	–	–	–	–	–	–	–		0,586			
6			Реконструкция ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,47 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т	ПАО «Россети»	220	км	1,47	–	–	–	–	–	–	–		1,47			
7			Реконструкция КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 1 со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,281 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Тында	ПАО «Россети»	220	км	1,281	–	–	–	–	–	–	–		1,281			
8			Амурской области	Амурская область	Строительство ПС 220 кВ Невельская	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	х	–	–		–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение выдачи мощности блоков № 4 и № 5 Нерюнградской ГРЭС	
9					Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тында – Лопча на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 1,2 км и 2 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	1,2 2	–	–		–	–		3,2
10					Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 1,1 км и 2,6 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	1,1 2,6	–	–		–	–		3,7
11					Реконструкция КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 2 со строительством участка до ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 11,2 км с образованием ВЛ 220 кВ Невельская – Сквородино	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	11,2	–	–		–	–		11,2
12					Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Невельская № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 193 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	2×193	–	–		–	–		386
13					Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Невельская ориентировочной протяженностью 163 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	163	–	–		–	–		163
14			Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 220 кВ Лопча с установкой одного УШР 220 кВ мощностью 50 Мвар и двух БСК 220 кВ мощностью 52 Мвар каждая	ПАО «Россети»	220	Мвар	1×50	–	–	–	–	–		–	50	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Удоканская медь», ООО «Антрацит-ИнвестПроект», ООО «Рудник Таборный»)	
						ПАО «Россети»	220	Мвар	2×52	–	–	–	–	–		–	–		104
15	Амурской области	Амурская область	Строительство ПП 220 кВ Талума (ПП 220 кВ Антрацит)	ПАО «Россети»	220	х	х	–	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Антрацит-ИнвестПроект»					
16	Амурской области	Амурская область	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Лопча – Юктали на ПП 220 кВ Талума (ПП 220 кВ Антрацит) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	2×0,1	–	–	–	–	–	–		0,2				
17	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т с установкой ИРМ 220 кВ мощностью 120 Мвар	ОАО «РЖД»	220	Мвар	1×80 1×40	–	–	–	–	–	–	120	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»				

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
18	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 220 кВ БАМ/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	–	1×40	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
19	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 220 кВ Сулус/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	–	1×40	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
20	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 220 кВ Талдан/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	–	1×40	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
21	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 220 кВ Михайло Чесноковская/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	–	1×40	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
22	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 220 кВ Белогорск/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	–	1×40	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
23	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 220 кВ Короли/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	–	1×40	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
24	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 220 кВ Тарманчук/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	–	1×40	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
25	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 220 кВ Ядрин/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	–	1×40	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
26	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 220 кВ Сквородино/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	–	1×40	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
27	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 220 кВ Карьерный/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
			Строительство шинпровода от ПС 220 кВ Архара до ПС 220 кВ Карьерный/т ориентировочной протяженностью 0,3 км	ОАО «РЖД»	220	км	0,3	–	–	–	–	–	–	–	
28	Амурской области	Амурская область	Строительство КВЛ 220 кВ Амурская – ГПП ориентировочной протяженностью 60 км	ПАО «Россети»	220	км	60	–	–	–	–	–	–	60	Обеспечение технологического присоединения потребителя ФКУ «Дирекция космодрома «Восточный»
29	Амурской области	Амурская область	Строительство ВЛ 220 кВ Сквородино – Прииск ориентировочной протяженностью 50 км	АО «Прииск Соловьевский»	220	км	–	–	–	50	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Прииск Соловьевский»
			Строительство ПС 220 кВ Прииск с трансформатором 220/35/6 кВ мощностью 25 МВА	АО «Прииск Соловьевский»	220	МВА	–	–	–	25	–	–	–	25	
30	Приморского края	Приморский край	Строительство ПС 500 кВ Варяг с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167+167	–	–	–	–	–	–	501+167	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «УК ТОР Приморье» (ООО «Приморский металлургический завод»), ООО «Дальнегорский ГОК», ООО СЗ «ДНС СИТИ», АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики», ООО «ФинИнвест»)
				ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180+60	–	–	–	–	–	–	180+60	
31	Приморского края	Приморский край	Реконструкция РУ 500 кВ Приморской ГРЭС с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	–	–	–	–	–	–	180	
32			Строительство ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг ориентировочной протяженностью 455,093 км	ПАО «Россети»	500	км	455,093	–	–	–	–	–	–	455,093	
33	Приморского края	Приморский край	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Владивосток – Лозовая на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 1,184 км и 1,551 км	ПАО «Россети»	500	км	1,184 1,551	–	–	–	–	–	–	2,735	
34	Приморского края	Приморский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая-2 на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 7,204 км и 7,254 км	ПАО «Россети»	220	км	7,204 7,254	–	–	–	–	–	–	14,458	
35	Приморского края	Приморский край	Строительство ПС 220 кВ Металлург с четырьмя трансформаторами 220/10-10 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	4×80	–	–	–	–	–	320	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «УК ТОР Приморье» (ООО «Приморский металлургический завод»)
36	Приморского края	Приморский край	Строительство ВЛ 220 кВ Варяг – Металлург I цепь, ВЛ 220 кВ Варяг – Металлург II цепь, ВЛ 220 кВ Варяг – Металлург № Ориентировочной протяженностью 25 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	–	3×25	–	–	–	–	–	75	
37	Приморского края	Приморский край	Строительство ПС 220 кВ Минеральная с двумя трансформаторами 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ЗАО «Находкинский завод минеральных удобрений»	220	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ЗАО «Находкинский завод минеральных удобрений»
38	Приморского края	Приморский край	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Лозовая – Находка на ПС 220 кВ Минеральная ориентировочной протяженностью 33,5 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	2×33,5	–	–	–	–	–	–	67	

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год						Основание		
							2024	2025	2026	2027	2028	2029		2030	2024–2030
39	Приморского края	Приморский край	Строительство ПС 220 кВ Гродеков с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	1×125	–	–	–	125	Обеспечение выдачи мощности Шкотовской ТЭЦ
40			Строительство заходов ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна с отпайкой на ПС Западная на ПС 220 кВ Гродеков ориентировочной протяженностью 1,0 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	2×1	–	–	–	2	
41			Строительство заходов ВЛ 220 кВ Зеленый Угол – Суходол на Шкотовскую ТЭЦ ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	2×0,5	–	–	–	1	
42	Приморского края	Приморский край	Строительство двух шинопроводов 220 кВ от блочных трансформаторов ТГ-4, ТГ-5 Партизанской ГРЭС до ПП 220 кВ Партизанск ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	2×0,5	–	–	–	1	Обеспечение выдачи мощности блоков № 4 и № 5 Партизанской ГРЭС
43	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 220 кВ Губерова/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
44	Приморского края	Приморский край	Строительство ПС 220 кВ Надеждинская с двумя трансформаторами 220/35 кВ мощностью 160 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	2×160	–	–	–	–	–	320	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»
45			Строительство двух ВЛ 220 кВ Владивосток – Надеждинская ориентировочной протяженностью 10 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	–	2×10	–	–	–	–	–	20	
46			Реконструкция ПС 220 кВ Надеждинская с установкой третьего трансформатора 220/35 кВ мощностью 160 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	1×160	–	–	–	–	160	
47	Приморского края	Приморский край	Строительство ПС 220 кВ Морская с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»
48			Строительство ВЛ 220 кВ Звезда – Морская ориентировочной протяженностью 44 км	ПАО «Россети»	220	км	44	–	–	–	–	–	–	44	
49			Строительство ВЛ 220 кВ Владивосток – Морская ориентировочной протяженностью 44 км	ПАО «Россети»	220	км	44	–	–	–	–	–	–	44	
50	Приморского края	Приморский край	Строительство ПС 220 кВ Логистика с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «ФинИнвест»	220	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ФинИнвест»
51	Приморского края	Приморский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Владивосток – Суходол на ПС 220 кВ Логистика ориентировочной протяженностью 5,5 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	2×5,5	–	–	–	–	–	–	11	
52	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ПС 220 кВ Эльгауль с установкой второго автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Эльгауль»
53	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Строительство ПС 220 кВ Сыллахская с двумя трансформаторами 220/6 кВ мощностью 32 МВА каждый	ООО «Антрацит-ИнвестПроект»	220	МВА	–	–	–	2×32	–	–	–	64	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «АнтрацитИнвестПроект»
54	Амурской области, Республики Саха (Якутия)	Амурская область, Республика Саха (Якутия)	Строительство ВЛ 220 кВ Талума (Антрацит) – Сыллахская ориентировочной протяженностью 55 км	ООО «Антрацит-ИнвестПроект»	220	км	–	–	–	55	–	–	–	55	
55	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ПС 220 кВ Хани с установкой одной БСК 220 кВ мощностью 52 Мвар, одной БСК мощностью 26 Мвар и одного УШР 220 кВ мощностью 50 Мвар	ПАО «Россети»	220	Мвар	1×52 1×26 1×50	–	–	–	–	–	–	78 50	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Удоканская медь», ООО «Рудник Таборный», ООО АнтрацитИнвестПроект»

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
56	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Строительство ПС 220 кВ Таборная с одним трансформатором 220/35/6 кВ мощностью 25 МВА	ООО «Рудник Таборный»	220	МВА	–	–	–	1×25	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Рудник Таборный»
57			Строительство ВЛ 220 кВ Золотинка – Таборная ориентировочной протяженностью 100 км	ООО «Рудник Таборный»	220	км	–	–	–	100	–	–	–	100	
58			Строительство ПП 220 кВ Золотинка	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	х	–	–	–	х	
59	Амурской области, Республики Саха (Якутия)	Амурская область, Республика Саха (Якутия)	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Хани – Чара № 1 на ПП 220 кВ Золотинка ориентировочной протяженностью 1 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	2×1	–	–	–	2	
60	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Городская – Нюя № 1 с отпайкой на ПС НПС-11 и ВЛ 220 кВ Городская – Нюя № 2 с отпайкой на ПС НПС-11 на РУ 220 кВ Новоленской ТЭС ориентировочной протяженностью 16 км каждый	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	220	км	–	–	–	–	4×16	–	–	64	Обеспечение выдачи мощности Новоленской ТЭС
61			Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Новоленская ТЭС – Пеледуй ориентировочной протяженностью 235 км	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	220	км	–	–	–	–	2×235	–	–	470	
62			Реконструкция ПС 220 кВ Пеледуй с расширением РУ 220 кВ на четыре ячейки для подключения ВЛ 220 кВ Новоленская ТЭС – Пеледуй I, II цепь, ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 2 и ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 3	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	х	–	–	х	
63	Республики Саха (Якутия), Иркутской области	Республика Саха (Якутия), Иркутская область	Строительство третьей ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог ориентировочной протяженностью 262 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	262	–	–	262	
64	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство ВЛ 220 кВ Комсомольская – Байкал – Оунэ/т – Кузнецовский – Ландыши/т – Ванино, ориентировочной протяженностью 433,5 км, со строительством ПП 220 кВ Байкал, строительством ПП 220 кВ Кузнецовский, с реконструкцией ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 1 и ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 2 (переустройство / вынос / замена опор), с реконструкцией ВЛ 220 кВ Селихино – Ванино и ВЛ 220 кВ Высокогорная – Ванино (переустройство/вынос), с реконструкцией ПС 500 кВ Комсомольская (расширение ОРУ 220 кВ), ПС 220 кВ Ванино (расширение ОРУ 220 кВ), с установкой СКРМ мощностью не менее 150 Мвар	ПАО «Россети»	220	км	–	–	433,5	–	–	–	–	433,5	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Компания Ремсталь», ОАО «РЖД»)
			ПАО «Россети»	220	Мвар	–	–	6×25	–	–	–	–	150		
65	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство ПС 220 кВ Полиметалл с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Ресурсы Албазино»
66			Строительство заходов ВЛ 220 кВ Березовая – Горин на ПС 220 кВ Полиметалл ориентировочной протяженностью 5 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	2×5	–	–	–	–	–	–	10	
67	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция ПС 220 кВ Розенгартовка/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
68	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство ПС 220 кВ Тумнин/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
69	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Высокогорная (Кузнецовский) – Ванино (Л-263) на ПС 220 кВ Тумнин/т ориентировочной протяженностью 0,082 км и 0,075 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	0,082 0,075	–	–	–	–	0,157	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год						Основание		
							2024	2025	2026	2027	2028	2029		2030	2024–2030
70	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство ПС 220 кВ Литовко/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
71			Строительство 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	ПАО «Россети»	220	км	–	–	8 3,5	–	–	–	–	–	
72	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство ПС 220 кВ Разъезд/т (ПС 220 кВ Алькан/т) с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
73			Строительство заходов ВЛ 220 кВ НПС-2 – Старт на ПС 220 кВ Разъезд/т (ПС 220 кВ Алькан/т) ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×2	–	–	–	–	–	
74	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство ПС 220 кВ Сельгон/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
75			Строительство заходов ВЛ 220 кВ НПС-2 – НПС-3 на ПС 220 кВ Сельгон/т ориентировочной протяженностью 3 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×3	–	–	–	–	–	
76	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство ПС 220 кВ Эльбан/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
77			Строительство заходов ВЛ 220 кВ НПС-2 – Старт на ПС 220 кВ Эльбан/т ориентировочной протяженностью 4,5 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×4,5	–	–	–	–	–	
78	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство ПС 220 кВ Джелюмкен/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
79			Строительство заходов ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко на ПС 220 кВ Джелюмкен/т ориентировочной протяженностью 4 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×4	–	–	–	–	–	
80	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство ПС 220 кВ Аксака/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
81	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Аксака/т ориентировочной протяженностью 0,959 км и 1,036 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	0,959 1,036	–	–	–	–	1,995	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
82	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство ПС 220 кВ Оунэ/т с тремя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	3×40	–	–	–	–	120	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
83	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство ПС 220 кВ Джигдаси/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
84	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Джигдаси/т ориентировочной протяженностью 1 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×1	–	–	–	–	2	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
85	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство ПС 220 кВ Высокогорная/т с тремя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	3×40	–	–	–	–	120	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
86	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Кузнецовский – Высокогорная/т ориентировочной протяженностью 4,75 км и 4,779 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	4,75 4,779	–	–	–	–	9,529	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
87	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство ПС 220 кВ Ландыши/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
88	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство ПС 220 кВ Эльдиган/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
89			Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино – Уктур (Л-259) на ПС 220 кВ Эльдиган/т ориентировочной протяженностью 1 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×1	–	–	–	–	2	
90	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство ПС 220 кВ Кумтэ/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
91			Строительство заходов ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 2 (Л- 254) на ПС 220 кВ Кумтэ/т ориентировочной протяженностью 1 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×1	–	–	–	–	2	
92	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство ПС 220 кВ Кун/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
93	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Кун/т ориентировочной протяженностью 1,886 км и 1,725 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	1,886 1,725	–	–	–	–	3,611	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
94	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство ПС 220 кВ Комсомольск –Сортировочный/т (ПС 220 кВ Юность/т) с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
95	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство 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	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×4,5	–	–	–	–	9	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
96	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство ПС 220 кВ Ванино/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
97	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Ванино/т ориентировочной протяженностью 7,567 км и 7,404 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	7,567 7,404	–	–	–	–	14,971	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
98	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	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	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	2×125	–	–	–	250	1. Реновация основных фондов. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
99	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция ПС 220 кВ Уктур с заменой ТТ ВЛ 220 кВ Уктур – Высокогорная (Л-261) и ВЛ 220 кВ Селихино – Уктур (Л-259) с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	х	–	–	х	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД»), ООО «Компания Ремсталь»)

№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		2024–2030
100	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Еврейская автономная область	Реконструкция ПС 220 кВ Волочаевка/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
101	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Еврейская автономная область	Реконструкция РУ 220 кВ и РУ 110 кВ ПС 220 кВ Биробиджан с изменением схемы присоединения ЗАТ на схему присоединения через выключатель и два разъединителя к РУ 220 кВ и РУ 110 кВ и расширением РУ 110 кВ на две линейные ячейки для присоединения ЛЭП 110 кВ Биробиджан – Шалом № 1и ЛЭП 110 кВ Биробиджан – Шалом № 2	ПАО «Россети»	220	х	–	–	х	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «УК» «Индустриальный парк «Шалом»