ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

СВОДНЫЙ ОТЧЕТ ПО ЕЭС РОССИИ

СОДЕРЖАНИЕ

1	Опі	исание энергосистемы	8
	1.1	Основные внешние электрические связи	
	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	Опі	исание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода ГАО, для	
		орых по результатам технико-экономического обоснования определена	
		бходимость реализации мероприятий по строительству, реконструкции	
		ерирующего оборудования или развитию электрической сети 220 кВ и	
		ше	34
3		огноз потребления электрической энергии и мощности по ЕЭС России и	
٥		хронным зонам	44
	3.1		
	3.2	Сводная прогнозная информация по потреблению электрической	•• • •
	3.2	энергии и мощности	46
4	Пов	казатели экспортных/импортных поставок электрической энергии и	10
_		цности	56
	4.1	Показатели экспортных/импортных поставок электрической энергии и	50
	7.1	мощности в ретроспективном периоде	56
	4.2	Прогнозные показатели экспортных/импортных поставок	50
	4.2	электрической энергии и мощности	57
5	Оп	исание перспективного развития генерирующих мощностей ЕЭС России	51
J		иние перепективного развития генерирующих мощностей ЕЭС госсии инхронных зон	60
	5.1	Основные объемы и структура выводимого из эксплуатации	00
	3.1		60
	5.2	Генерирующего оборудования на электростанциях	00
	3.2	Основные объемы и структура вводимого генерирующего	61
	5.2	оборудования на электростанциях	01
	5.3	Основные объемы и структура реконструкции генерирующего	6 5
_	Dan	оборудования на электростанциях	
6		ультаты расчетов балансовой надежности	00
7		огнозные балансы электрической энергии и мощности по ЕЭС России и	70
		хронным зонам	12
	7.1	Баланс мощности с учетом основного объема вводов, мероприятий по	
		выводу из эксплуатации и реконструкции генерирующего	70
	- 0	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 лефицита мошности в	

	случае реализации планов по технологическому присоединению	
	новых потребителей	78
8	Анализ изменения структуры генерации	95
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	97
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	
		99
	10.1 Комплексное техническое решение по развитию сети и обеспечения	
	технической возможности технологического присоединения новых	
		99
	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	00
11	Предложения по развитию магистральных электрических сетей	
	11.1 Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию	02
	электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, необходимых для	
	обеспечения прогнозного потребления электрической энергии	
	(мощности), надежности функционирования ЕЭС России1	റാ
	11.2 Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию	02
	электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, выполнение	
	которых необходимо для обеспечения технологического	
	присоединения объектов по производству электрической энергии к	
	присоединения объектов по производству электрической энергии к Единой национальной (общероссийской) электрической сети	ΛQ
	11.3 Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию	UO
	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	10
10	национальной (общероссийской) электрической сети	10
12	Информация о развитии устройств и комплексов релейной защиты и	10
10	автоматики	12
13	Оценка экономических последствий реализации технических решений,	
	предусмотренных схемой и программой развития электроэнергетических	10
	систем России	19
	13.1 Прогнозные объемы инвестиций в развитие ЕЭС России и синхронных	10
	зон в прогнозных ценах1	19

13.2 Сводные по	жазатели по прогнозным капитальным вложениям в	
объекты эл	ектросетевого хозяйства по классам напряжения 220 кВ и	
выше в про	гнозных ценах	120
13.3 Оценка тар	ифных последствий реализации технических решений в	
магистраль	ной сети	121
13.3.1 Основі	ные подходы	121
13.3.2 Исході	ные допущения	122
13.3.3 Резуль	таты оценки тарифных последствий	126
13.3.4 Оценка	а чувствительности экономических условий	128
СПИСОК ИСПОЛІ	ЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	132
ПРИЛОЖЕНИЕ А	Балансовые показатели по синхронным зонам,	
	территориальным электроэнергетическим системам,	
	входящим в ЕЭС России	133
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	Перечень планируемых изменений установленной	
	генерирующей мощности объектов по производству	
	электрической энергии в ЕЭС России на период 2025-	
	2030 годов	139
ПРИЛОЖЕНИЕ В	Перечень мероприятий по развитию электрических сетей,	
	включающий и перспективные мероприятия по развитию	
	электрических сетей напряжением 220 кВ и выше в ЕЭС	
	России	176
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	198

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДН – аварийно допустимое напряжение АДТН – аварийно допустимая токовая нагрузка АДШС – автоматика деления шунтирующих связей

АО – аварийное отключение

АОПО – автоматика ограничения перегрузки оборудования АОСН – автоматика ограничения снижения напряжения

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 ВЧЗ — высокочастотный заградитель ВЭС — ветроэлектрическая станция

ГА – гидроагрегат

ГАО - график аварийного ограничения режима потребления

электрической энергии (мощности)

ГАЭС – гидроаккумулирующая электростанция ГПП – главная понизительная подстанция

ГРЭС – государственная районная электростанция

ГТУ – газотурбинная установка

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 – Министерство экономического развития Российской

России 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 периодОН – отключение нагрузки

ОРУ – открытое распределительное устройство ОЭС – объединенная энергетическая система

ПВВ – прогнозная валовая выручка

ПГУ – парогазовая установка

ПОр – пусковой орган

ПП – переключательный пунктПС – (электрическая) подстанция

РДУ – диспетчерский центр системного оператора

региональное диспетчерское управление

РЗ – релейная защита

РП – (электрический) распределительный пункт РУ – (электрическое) распределительное устройство

СВ – секционный выключатель
 СД – синхронный двигатель
 СН – среднее напряжение

СО ЕЭС – Системный оператор Единой энергетической системы

СРМ – схемно-режимные мероприятия

СШ – система (сборных) шинСЭС – 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

УПК – устройство продольной компенсации 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

ШСВ; МШВ – шиносоединительный выключатель

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
	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)
ЕЭС России – Страны Балтии	ВЛ 330 кВ Битенай – Советск–330 №2 (ВЛ-326)
	ВЛ 330 кВ Круонио ГАЭС – Советск–330 (ВЛ-447)
	ВЛ 110 кВ О-5 Советск – Пагегяй (Л-104)
	ВЛ 110 кВ О-5 Советск – Пагегяй (Л-105)
	ВЛ 110 кВ О-15 Нестеров – Кибартай (Л-130)
	ВЛ 750 кВ Смоленская АЭС – Белорусская (Л-707)
	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
ЕЭС России – Беларусь	ВЛ 110 кВ Гомель – Новозыбково с отпайками на
	ПС Закопытье І цепь
	ВЛ 110 кВ Гомель – Новозыбково с отпайками ІІ цепь
	ВЛ 110 кВ Гомель — Индуктор с отпайками
	ВЛ 110 кВ Светиловичи – Красная Гора
	ВЛ 500 кВ Центральная – Джвари (ВЛ 500 кВ Кавкасиони)
ЕЭС России – Грузия	ВЛ 110 кВ Эзминская ГЭС – Ларси ГЭС (ВЛ 110 кВ Дарьяли)
	ВЛ 220 кВ Псоу – Бзыби (ВЛ Салхино)
ЕЭС России – Абхазия	КВЛ 110 кВ Псоу – Леселидзе (ВЛ 110 кВ Накадули)
	ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз
ЕЭС России – Азербайджан	ВЛ 110 кВ Белиджи – Ялама (ВЛ 110 кВ Яламинская)
	КВЛ 110 кВ Северный Портал – Джава (Л 129)
ЕЭС России – Южная Осетия	КВЛ 110 кВ Северный Портал – Нижний Рук
	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
ЕЭС России – Казахстан	ВЛ 500 кВ ЕЭК – Рубцовская
LЭС I ОССИИ — Казахстан	ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть-Каменогорская
	ВЛ 500 кВ Туоцовская — Эств-Каменогорская ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 — Таврическая
	ВЛ 500 кВ ЭКИОЛЕТУЗСКАЯ ТТ ЭС-Т — Таврическая ВЛ 500 кВ ЕЭК — Иртышская
	ВЛ 500 кВ ЕЭК – иртышская ВЛ 500 кВ Аврора – Таврическая
	ВЛ 220 кВ Аврора — Гаврическая 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 Приютное
	ВЛ 110 кВ Акбулакская – Яйсан
	ВЛ 110 кВ Акоулакская – Лисан ВЛ 110 кВ Илекская – Месторождение
	ВЛ 110 кВ илекская – месторождение ВЛ 110 кВ Киембай – Щербаковская с отпайкой на ПС Союзная
	ВЛ 110 кВ Кисмоан – щероаковская с отпанкой на 11с союзная ВЛ 110 кВ Соль-Илецкая – Чингирлау
	ВЛ 110 кВ Бускуль-т – Саламат-т ВЛ 110 кВ Магнай-т – Саламат-т
	ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Еманкино-т
	ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Магнай-т
	ВЛ 110 кВ Юбилейная – Булаево 1ц с отпайкой на ПП Юнино
	ВЛ 110 кВ Юбилейная – Булаево 2ц с отпайкой на ПП Юнино
	ВЛ 110 кВ Маралды – Кулунда (Л-125)
	ВЛ 110 кВ Щербакты – Кулунда (Л-126/1)
	ВЛ 110 кВ Павлодарская — Кулунда (в габаритах 220 кВ)
	ВЛ 110 кВ Горняк – Жезкент № 1
	ВЛ 110 кВ Горняк – Жезкент № 2
	ВЛ 110 кВ Кайсацкая – Джаныбек с отпайками
	ВЛ 110 кВ Верхний Баскунчак – Сайхин
	ВЛ 110 кВ Верхний Баскунчак – Суюндук
	ВЛ 110 кВ Бзанская – Чертомбай с отпайками на ПС ГНСВ
	ВЛ 110 кВ Бузанская – ГНСВ
	ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Станционная 1)
	ВЛ 110 кВ Карталы районная – Кара-Оба ¹⁾
	ВЛ 110 кВ Пригородная – Восточная 1)
	ВЛ 110 кВ Ракитная – Баталы с отпайкой на ПС ПТ $\Phi^{1)}$
	ВЛ 400 кВ Выборгская – Кюми (ЛЛн-1)
	ВЛ 400 кВ Выборгская – Юлликкяля (ЛЛн-2)
ЕЭС России – Финляндия	ВЛ 400 кВ Выборгская – Юлликкяля (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)
•	ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан I цепь (СД-257)
	ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан II цепь (СД-258)
EOC December 14	ВЛ 110 кВ Хандагайты – Улангом I цепь (С-457) (в габаритах
ЕЭС России – Монголия	220 кВ)
	ВЛ 110 кВ Хандагайты – Улангом II цепь (С-458) (в габаритах
	220 кВ)
	•

Наименование	Электросетевой объект
	ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ
EOC Decessor VIII	ВЛ 220 кВ Благовещенская – Айгунь I цепь
ЕЭС России – КНР	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 MBT, в том числе: AЭС – 29543,0 MBT, ГЭС – 48866,7 MBT, ГАЭС – 1355,9 MBT, ТЭС – 163712,0 MBT, BЭС – 2517,8 MBT, СЭС – 2169,6 MBT.

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

	На		На			
Наименование	01.01.2023	Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	01.01.2024
ЕЭС России, всего	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	_	_	_	_	_	_

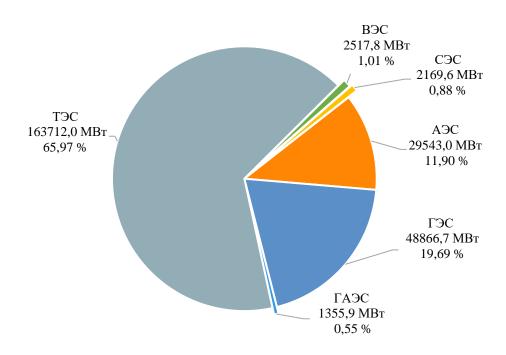


Рисунок 1 — Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России по состоянию на 01.01.2024

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, всего	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, всего	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
Производство электрической энергии 2-й синхронной зоны, всего	43819,3	43899,4	46943,1	49176,7	49390,5
АЭС	_	_	_	_	_

Показатель	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
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	_	_	_	_	_

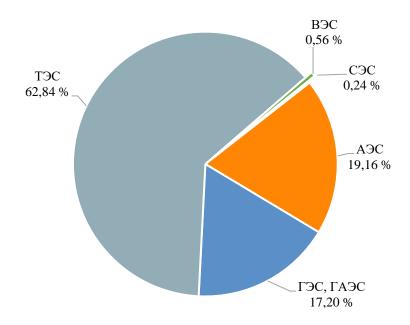


Рисунок 2 — Структура производства электрической энергии ЕЭС России в 2023 году

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 °С 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 °С 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.	202	З г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1059362	1033720	1090437	1106370	112	1725
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	168	741
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	24.01	25.12	24.12	13.01	11.	.12
потребления мощности, дд.мм чч:мм	10:00	17:00	11:00	10:00	12:	:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-15,3	-13,1	-15,7	-14,5		0,3
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.

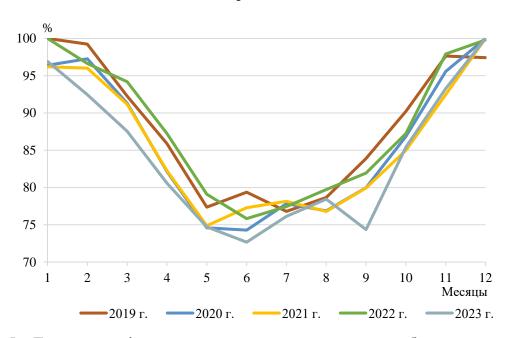


Рисунок 5 – Годовые графики месячного максимального потребления мощности ЕЭС России за период 2019–2023 годов

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 наблюдается в 2019 году с неравномерностью 76,8 %. В последние годы обозначилась тенденция к появлению пика в конфигурации графика в июлеавгусте 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.

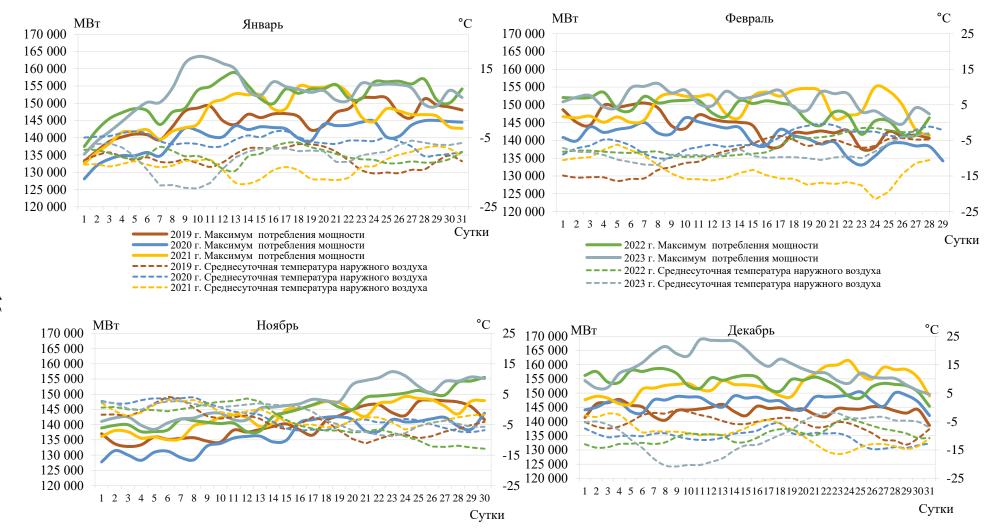


Рисунок 6 – Динамика изменения среднесуточных ТНВ и суточного максимального потребления мощности ЕЭС России

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	24.01	25.12	24.12	07.12	11.12
потребления мощности, дд.мм чч:мм	10:00	17:00	11:00	10:00	17:00
Среднесуточная ТНВ, °C	-15,3	-12,9	-15,4	-12,8	-20,2

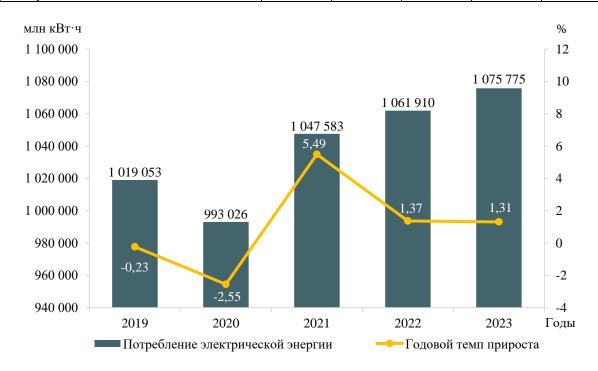


Рисунок 7 — Потребление электрической энергии 1-й синхронной зоны ЕЭС России и годовые темпы прироста



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.



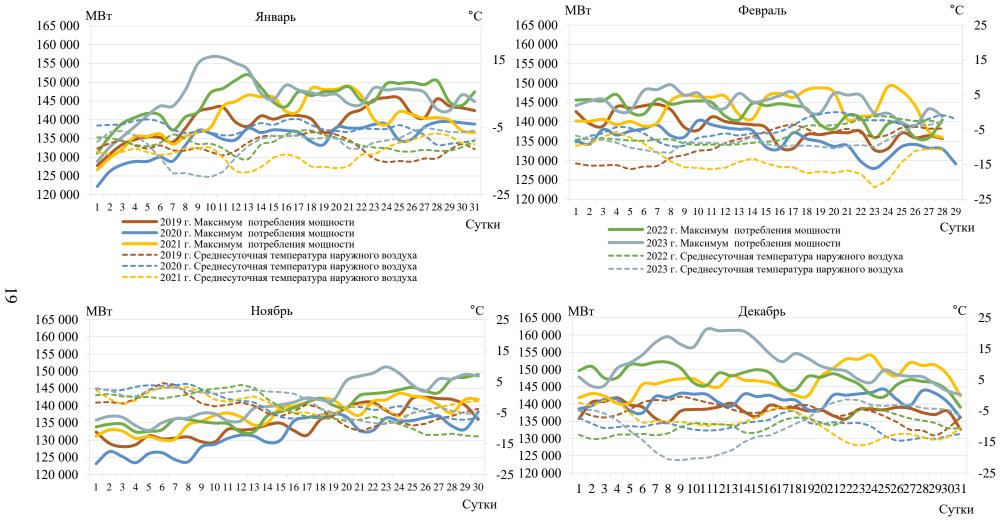


Рисунок 9 – Динамика изменения среднесуточных ТНВ и суточного максимального потребления мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России

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.

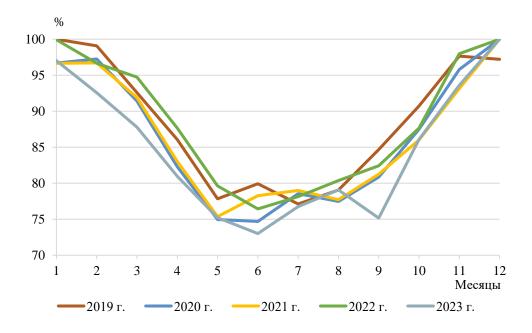


Рисунок 10 – Годовые графики месячного потребления мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России

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 наблюдается 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	27.12	30.12	31.12	20.12	22.12
потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	12:00	04:00	12:00	11:00	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

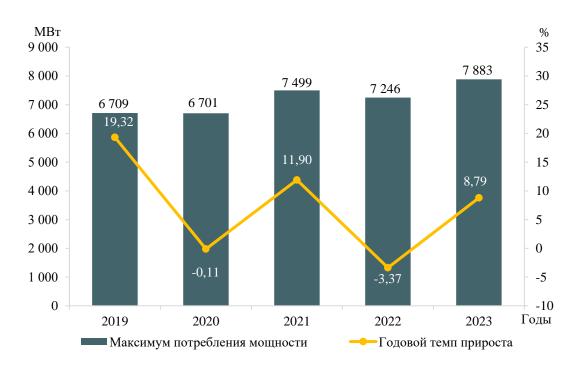


Рисунок 12 — Максимум потребления мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России и годовые темпы прироста за период 2019—2023 годов

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. Немногим 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 присоединения Центрального и Западного энергорайонов 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.



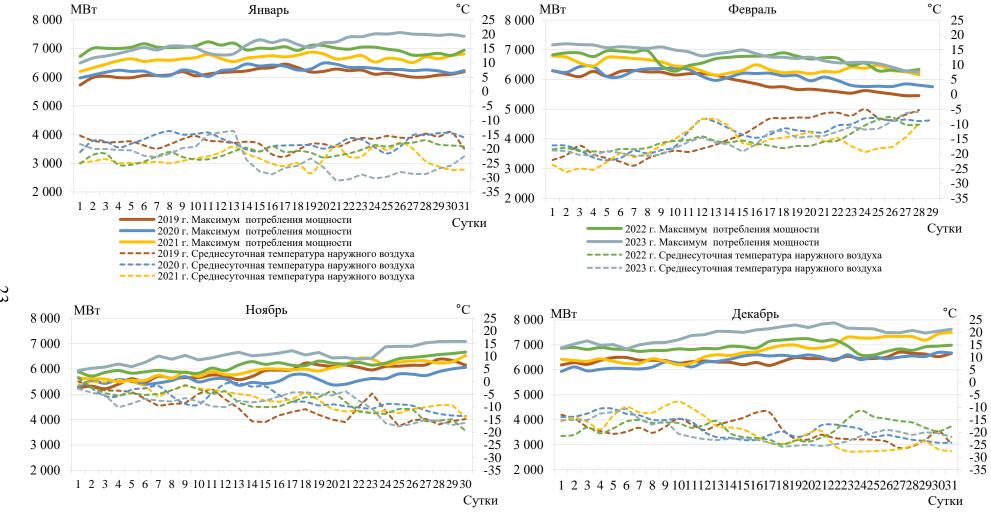


Рисунок 13 – Динамика изменения среднесуточных ТНВ и суточного максимального потребления мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России

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.

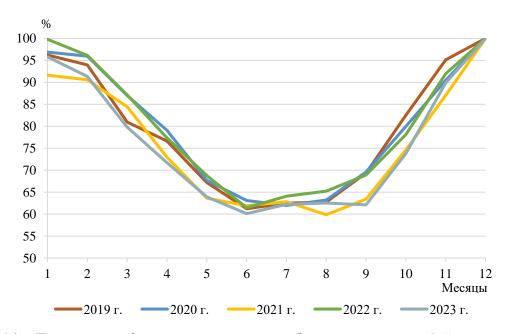


Рисунок 14 – Годовые графики месячного потребления мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России за период 2019–2023 годов

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 AЭC - 2000,0 МВт, $\Gamma ЭC - 30,3$ МВт, TЭC - 6260,4 МВт, на BЭC - 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
всего	17 10,0	3233,3	1070,0	<i>> 12,2</i>	122,0	0271,5
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	ı	ı	ı	ı	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	ı	ı	ı	ı	0,6	0,6
СЭС	ı	ı	ı	ı	_	_
2-я синхронная зона	168,0	83,9	10,0	26,7	30,0	318,6

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	Всего за 2019– 2023 гг.
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 AЭC-2369,1 МВт, ГЭC-437,5 МВт, TЭC-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, всего	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 MBт и более) за период 2019–2023 годов

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

							1
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
всего	Прирост мощности	6487	3416	7968	3025	5287	26183
750 D	Ввод мощности	_	_	1251	_	_	1251
750 кВ	Прирост мощности	_	_	1251	_	_	1251
500 D	Ввод мощности	1002	1269	2501	_	4753	9525
500 кВ	Прирост мощности	597	1002	2501	_	2753	6853
220 D	Ввод мощности	250	1150	125	1000	525	3050
330 кВ	Прирост мощности	250	775	_	550	200	1775
220 D	Ввод мощности	7129	3007	7117	4233	3380	24866
220 кВ	Прирост мощности	5640	1639	4216	2475	2334	16304
1-я синхронная	Ввод мощности	7777	5356	10077	4475	7207	34892
зона, всего	Прирост мощности	5933	3391	7111	2662	3876	22973
750 D	Ввод мощности	_	_	1251	_	_	1251
750 кВ	Прирост мощности	_	_	1251	_	_	1251
500 D	Ввод мощности	1002	1269	2501	_	3753	8525
500 кВ	Прирост мощности	597	1002	2501	_	1753	5853
220 v.D	Ввод мощности	250	1150	125	1000	525	3050
330 кВ	Прирост мощности	250	775	_	550	200	1775
220 D	Ввод мощности	6525	2937	6200	3475	2929	22066
220 кВ	Прирост мощности	5086	1614	3359	2112	1923	14094
2-я синхронная	Ввод мощности	604	70	917	758	1451	3800
зона, всего	Прирост мощности	554	25	857	363	1411	3210
750 D	Ввод мощности	_	_	_		_	_
750 кВ	Прирост мощности	_	_	_		_	_
500 vD	Ввод мощности	ı	_	_		1000	1000
500 кВ	Прирост мощности	ı	_	_		1000	1000
330 кВ	Ввод мощности		_	_		_	
330 KB	Прирост мощности		_	_		_	_
220 rD	Ввод мощности	604	70	917	758	451	2800
220 кВ	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 Воронежской 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 — Цементная 51,5 км, КВЛ 220 кВ Белобережская — Цементная 51,5 км, ВЛ 220 кВ Белобережская — Брянская 71,9 км Введена ВЛ 500 кВ Донская — Старый Оскол № 2,	2017–2021
Белгородской области	102,6 км	2019
Республики Северная	Введена ВЛ 500 кВ Невинномысск –	2019
Осетия – Алания Республики Северная Осетия – Алания	Алания,253,2 км 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 MBA	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 ТЭС	2019
Ставропольского края	Введена в работу ПС 330 кВ Барсуки, 2×125 МВА, с двумя питающими ВЛ 330 кВ Невинномысск — Барсуки I и II цепь протяженностью 0,537 км — для обеспечения выдачи мощности Кочубеевской ВЭС (210 МВт)	2020

Энергосистема	Электросетевой объект	Год ввода
Республики Дагестан	Ведена ВЛ 330 кВ Артем – Дербент	2020
Геспуолики дагестан	протяженностью 171,7 км	2020
Иркутской области	Введен АТ-2 500/220 кВ мощностью 501 МВА на	2020
Tipky tekon condern	ПС 500 кВ Озерная	2020
	Введена в работу ПС 220 кВ Медная с установкой	
	двух трансформаторов мощностью 100 МВА	
	каждый со строительством заходов ВЛ 220 кВ	
Челябинской области	Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол с отпайкой на	2020
Testifolitiekon costaern	ПС Исаково в РУ 220 кВ ПС 220 кВ Медная с	2020
	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	
	Выполнен заход ВЛ 500 кВ Центральная –	
	Ингури ГЭС (ВЛ 500 кВ Кавкасиони) на ПС 500 кВ	
	Джвари с образованием двух ЛЭП:	
Республики Адыгея и	ВЛ 500 кВ Центральная – Джвари	2021
Краснодарского края	(ВЛ 500 кВ Кавкасиони) и ВЛ 500 кВ Ингури ГЭС –	2021
	Джвари (ВЛ 500 кВ Лиа). Протяженность нового	
	участка ВЛ 500 кВ Центральная – Джвари	
	(ВЛ 500 кВ Кавкасиони) составила 5,9 км	
г. Санкт-Петербурга и	Введена КВЛ 330 кВ Копорская –	2021
Ленинградской области	Ленинградская АЭС, 3,91 км	2021
Республики Карелия	Введена ВЛ 330 кВ Борей – Лоухи № 2, 170,33 км	2021
D	Введена ВЛ 330 кВ Борей – Каменный Бор № 2,	2021
Республики Карелия	129,8 км	2021
D	Введена ВЛ 330 кВ Каменный Бор – Петрозаводск,	2021
Республики Карелия	286,8 км	2021
D	Введена ВЛ 330 кВ Петрозаводск –	2021
Республики Карелия	Тихвин-Литейный, 331,94 км	2021
D	Введена ВЛ 220 кВ Печорская ГРЭС – Ухта,	2021
Республики Коми	289,27 км	2021
г. Санкт-Петербурга и	Введен АТ-4 750/330 кВ мощностью 1251 МВА на	2021
Ленинградской области	Ленинградской АЭС	2021
•	Введен РП 330 кВ Борей с установкой реактора	2021
Республики Карелия	мощностью 110,5 Мвар	2021
	Введен РП 330 кВ Каменный Бор с установкой	
Республики Карелия	УШР мощностью 180 Мвар	2021
	Введены АТ-1, АТ-2 500/220/10 кВ мощностью	
г. Москвы и Московской	500 MBA каждый, T-5 и T-6 220/10 кВ мощностью	2021
области	100 МВА каждый на ПС 500 кВ Пахра	2021
г. Москвы и Московской	Введены АТ-1 и АТ-2 500/220/10 кВ мощностью	
области	500 МВА каждый на ПС 500 кВ Ногинск	2021
	Реконструкция с заменой АТ 330/110 кВ	
Ставропольского края	мощностью 125 МВА на новый мощностью	2021
Clasponolisekolo kpan	125 МВА на ГЭС-4	2021
	Выполнена реконструкция с заменой 4Т 250 МВА	
Пермского края	на трансформатор 220/13,8 кВ мощностью	2021
Пормского крал	300 МВА На Воткинской ГЭС	2021
	Введены АТ-2, АТ-3, АТ-4 220/110/10 кВ	
Амурской области	мощностью по 125 МВА каждый на Свободненской	2021
May peron ounacin	ТЭС	2021
	150	

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 5AT и 6AT мощностью 250 MBA каждый на трансформаторы 220/110/13,8 кВ мощностью 300 MBA каждый на Воткинской ГЭС	2022
Республики Саха (Якутия)	Выполнена реконструкция с заменой 1AT и 2AT мощностью 125 MBA каждый на трансформаторы 220/110/35 кВ мощностью 250 MBA 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	Установка третьего автотрансформатора на	2022
Краснодарского края	ПС 220 кВ Афипская	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 — 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 AT-1 и AT-2 мощностью 3×167 MBA каждый на трансформаторы 500/220/20 кВ мощностью 500 MBA 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 AT-1 и AT-2 мощностью 3×167 MBA каждый на трансформаторы 500/220/10 кВ мощностью 500 MBA 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 Нюя – 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 Древлянка 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 Древлянка с разделением несекционированной системы шин 220 кВ	Отсутствуют	Реконструкция ПС 220 кВ Древлянка с разделением несекционированной системы шин 220 кВ
ОЭС Северо-Запада	Республика Коми	РДУ Коми	Энергорайон «Зеленоборек – Печора»	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме ¹⁾ , связанной с отключением АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Печора, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Зеленоборск, токовая нагрузка АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Зеленоборск превышает АДТН на величину до 63 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 24,2 МВт	Создание на ПС 220 кВ Зеленоборск устройств: АОПО АТ-1 с действием на ОН в объеме не менее 24,2 МВт при ТНВ +16 °С; АОПО АТ-2 с действием на ОН в объеме не менее 24,2 МВт при ТНВ +16 °С	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Зеленоборск устройств: АОПО АТ-1; АОПО АТ-2
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 д 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 устройств: 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	Строительство ПС 220 кВ Елизаветинская (Новая) с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА. Строительство КВЛ 220 кВ Яблоновская – Елизаветинская (Новая) ориентировочной протяженностью 21 км. Строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Елизаветинская (Новая) – Западная-2 с отпайками на ПС Тургеневская ориентировочной протяженностью 5,33 км	Отсутствуют	Строительство ПС 220 кВ Елизаветинская (Новая) с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА. Строительство КВЛ 220 кВ Яблоновская - Елизаветинская (Новая) ориентировочной протяженностью 21 км. 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 н электроснабжение от трансформаторов Т-3 110/35/10 кВ, Т-4 110/35/10 кВ ПС 220 кВ Ново-Лабинская

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-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 AT-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
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 І цепь (ІІ цепь) при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Армавир - ЗТВС, токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Армавир — Армавирская ТЭЦ ІІ цепь (І цепь) на ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ превышает АДТН на величину до 24 %, токовая нагрузка провода ВЛ 110 кВ Армавир — Армавирская ТЭЦ ІІ цепь (І 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 Чирюртских ГЭС — Акташ (ВЛ-110-137), токовая нагрузка: - ВЛ 110 кВ Чирюрт — Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) превышает ДДТН на величину до 32 %; - ВЛ 110 кВ Акташ — Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-136) превышает ДДТН на величину до 20 %; - ошиновок ВЛ 110 кВ Чирюрт — Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) и ВЛ 110 кВ Акташ — Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-136) на ПС 110 кВ Карланюрт-Тяговая превышает ДДТН на величину до 32 %; - шин ПС 110 кВ Карланюрт-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	режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в ормальной схеме электрической сети при возникновении нормативного ущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС — Акташ (ВЛ-110-137), токовая нагрузка: 1 110 кВ Чирюрт — Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) превышает ДДТН на величину до 32 %; 1 110 кВ Акташ — Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-136) превышает ДДТН на величину до 20 %; иновок ВЛ 110 кВ Чирюрт — Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) и ВЛ 110 кВ напи — Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-136) на ПС 110 кВ Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-136) на ПС 110 кВ Карланюрт-Тяговая превышает ДДТН на величину до 32 %; ин ПС 110 кВ Карланюрт-Тяговая превышает АДТН на величину до 10 %. ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых чений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 24 МВт		1. Строительство новой ПС 330 кВ Сунжа (в Чеченской Республике) с установкой двух автотрансформаторов 330/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый. 2. Строительство заходов КВЛ 330 кВ Алания — Артем на ПС 330 кВ Сунжа с образованием ВЛ 330 кВ Алания — Сунжа и ВЛ 330 кВ Сунжа — Артем. 3. Строительство заходов ЛЭП 110 кВ на ПС 330 кВ Сунжа
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	Строительство ПС 330 кВ Нахимовская с одним автотрансформатором 330/110 кВ мощностью 200 МВА и заходами ЛЭП 110 кВ. Строительство заходов КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС — Западно-Крымская на ПС 330 кВ Нахимовская ориентировочной протяженностью 6,9 км каждый	Отсутствуют	Строительство ПС 330 кВ Нахимовская с одним автотрансформатором 330/110 кВ мощностью 200 МВАи заходами ЛЭП 110 кВ. 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	Модернизация ЛАПНУ ПС 330 кВ Симферопольская. Модернизация на Симферопольская ТЭЦ устройства АОПО ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ - Северная с отпайкой на ПС Завокзальная	Отсутствуют	Модернизация ЛАПНУ ПС 330 кВ Симферопольская. Модернизация на Симферопольская ТЭЦ устройства АОПО ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ - Северная с отпайкой на ПС Завокзальная
ОЭС Сибири	Иркутская область	Иркутское РДУ	Транзит 110 кВ Тайшет – Тулун	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 ПС 500 кВ Тулун, токовая нагрузка АТ-2 ПС 500 кВ Тулун превышает ДДТН на величину до 21 % (токовая нагрузка оборудования ячейки 110 кВ АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Тулун превышает ДДТН 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 36 МВт	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА. Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой выключателей, разъединителей ячеек АТ-1, АТ-2 с увеличением пропускной способности	Отсутствуют	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА. Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой выключателей, разъединителей ячеек АТ-1, АТ-2 с увеличением пропускной способности
ОЭС Сибири	Иркутская область	Иркутское РДУ	Транзит 110 кВ Тайшет – Тулун	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Силикатная — Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха (ВЛ 110 кВ Замзор — Тайшет с отпайками), при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Замзор — Тайшет с отпайками (ВЛ 110 кВ Силикатная — Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха), 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 58 МВт	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА. Строительство второй ВЛ 110 кВ Замзор — Тайшет ориентировочной протяженностью 80 км. Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар	Отсутствуют	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА. Строительство второй ВЛ 110 кВ Замзор — Тайшет ориентировочной протяженностью 80 км. Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар

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	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. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 61 МВт	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. 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 каждая и БСК 110 кВ мощностью 11 Мвар и двух БСК 110 кВ мощностью 10 Мвар и двух БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар и двух БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар и двух БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар и двух БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар. Реконструкция ПС 110 кВ Качуг 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		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. Строительство второй ВЛ 110 кВ Черемхово — Оса ориентировочной протяженностью 87 км
ОЭС Сибири	Иркутская область	Иркутское РДУ	Район Восточные электрические сети	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 %. 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 Правобережная с заменой ВЧЗ ВЛ 110 кВ Правобережная — Урик I (II) цепь с отпайками с увеличением пропускной способности. 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 способности ²⁾	Реконструкция ПС 220 кВ Правобережная с заменой ВЧЗ ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I (II) цепь с отпайками с увеличением пропускной способности ³⁾	Реконструкция ПС 220 кВ Правобережная с заменой ВЧЗ ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I (II) цепь с отпайками с увеличением пропускной способности ³⁾
ОЭС Сибири	Иркутская область	Иркутское РДУ	Район Восточные электрические сети	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 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 76 МВт	Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная — Урик I цепь с действием на ОН в объеме не менее 76 МВт при ТНВ -36 °С; АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная — Урик II цепь с действием на ОН в объеме не менее 76 МВт при ТНВ -36 °С. 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	10 устройства АОПО ВЛ	Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная — Урик І цепь; АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная — Урик ІІ цепь. П цепь. Создание на Иркутской ТЭЦ-10 устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 — Урик ІІ цепь с отпайкой на ПС Никольск
ОЭС Сибири	Иркутская область	Иркутское РДУ	Район Восточные электрические сети	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 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 72 МВт	Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная — Урик I цепь с действием на ОН в объеме не менее 72 МВт при ТНВ -36 °С; АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная — Урик II цепь с действием на ОН в объеме не менее 72 МВт при ТНВ -36 °С. 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	Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь с действием на ОН в объеме не менее 72 МВт при ТНВ - 36 °С; АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь с действием на ОН в объеме на ОН в объеме не менее 72 МВт при ТНВ -36 °С. Создание на ПС 110 кВ Урик	Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик І цепь; АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик П цепь. Создание на ПС 110 кВ Урик устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик І цепь

Наименование объединенной	Субъект Российской	Операционная зона РДУ	Энергорайон	Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия,	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область	Альтернативные технические	Итоговые технические решения
энергосистемы	Федерации	Операционная зона 1 д 3	Энері орайон	риски неисполнения	допустимых значений	решения (мероприятия)	(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 16,786 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 способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой 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 16,786 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 23,88 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 23,88 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 − Кунерма (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 – Кунерма (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 – Кунерма (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 пятидневки 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 пятидневки 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	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 %. 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 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. Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой ошиновки 110 кВ ячейки АТ-1 с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя и ошиновки 110 кВ ячейки АТ-2 с увеличением пропускной способности	Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная А. Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная Б. Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Т-3. Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная. Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная. Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой ТТ ячейки В-110 ГЭС «Б». Создание на Иркутской ГЭС устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Южная П цепь. Создание на ПС 110 кВ Южная устройства АОПО ВЛ 110 кВ Байкальская – Нагорная I цепь с отпайками	Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная А. Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная Б. Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Т-3. Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная. Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой ТТ ячейки В-110 ГЭС «Б». Создание на Иркутской ГЭС устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Южная ІІ цепь. Создание на ПС 110 кВ Южная устройства АОПО ВЛ 110 кВ Байкальская — Нагорная І цепь с отпайками
ОЭС Сибири	Иркутская область	Иркутское РДУ	ПС 220 кВ Байкальская	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 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 91 МВт	Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой автотрансформаторов AT-1 220/110/10 кВ и AT-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый. Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой ошиновки 110 кВ ячейки AT-1 с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя и ошиновки 110 кВ ячейки AT-2 с увеличением пропускной способности	Создание на Иркутской ГЭС устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Южная II цепь. Создание на ПС 110 кВ Южная устройства АОПО ВЛ 110 кВ Байкальская — Нагорная I цепь с отпайками	Создание на Иркутской ГЭС устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Южная II цепь. Создание на ПС 110 кВ Южная устройства АОПО ВЛ 110 кВ Байкальская – Нагорная I цепь с отпайками
ОЭС Сибири	Кемеровская область – Кузбасс	Кемеровское РДУ	Энергорайон ПС 500 кВ Ново-Анжерская – ПС 110 кВ Ачинск тяговая	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 Ачинск тяговая — Каштан тяговая с отпайками и участка ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая — БСМИ с отпайкой на ПС Критово тяговая (участок от ПС 110 кВ Ачинск тяговая до отпайки на ПС 110 кВ Критово 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 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 61 МВт	Реконструкция ПС 110 кВ Мариинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар. Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар. 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	Отсутствуют	Реконструкция ПС 110 кВ Мариинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар. Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар. Создание на ПС 500 кВ Ново-Анжерская устройства АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская — Яйская с отпайкой на ПС Судженка
ОЭС Сибири	Кемеровская область – Кузбасс	Кемеровское РДУ	Энергорайон ПС 500 кВ Ново-Анжерская – ПС 110 кВ Ачинск тяговая	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 Ачинск тяговая — Каштан тяговая с отпайками и участка ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая — БСМИ с отпайкой на ПС Критово тяговая (участок от ПС 110 кВ Ачинск тяговая до отпайки на ПС 110 кВ Критово 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 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 61 МВт	Реконструкция ПС 110 кВ Мариинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар. Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар. 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 °C	Отсутствуют	Реконструкция ПС 110 кВ Мариинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар. Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар. Создание на ПС 500 кВ Ново-Анжерская устройства АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская — Иверка с отпайками
ОЭС Сибири	Кемеровская область – Кузбасс	Кемеровское РДУ	Энергорайон ПС 220 кВ Краснополянская – ПС 110 кВ Барышевская	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 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. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 56 МВт	Создание на ПС 220 кВ Краснополянская устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская — Контрольный с отпайками с действием на ОН в объеме не менее 56 МВт при ТНВ +19 °С; АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская — Непрерывка с отпайками с действием на ОН в объеме не менее 56 МВт при ТНВ +19 °С	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Краснополянская устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Контрольный с отпайками; АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Непрерывка с отпайками

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 110 кВ 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 110 кВ 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 110 кВ 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 І 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 ІІ 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 2AT-A 220/110/18 кВ и 2AT-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 величина 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 280 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) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар. 3. Строительство ВЛ 220 кВ Даурия — Сковородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 2 км каждая. 4. Реконструкция ВЛ 220 кВ Ульручьи/т — Сковородино со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 2 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия — Ульручьи/т. 5. Реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино — БАМ/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия — БАМ/т. 6. Реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино — Уруша/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия — БАМ/т. 7. Реконструкция КВЛ 220 кВ Сковородино — Уруша/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия — Уруша/т.	Отсутствуют	1. Строительство ПП 500 кВ Агорта с заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС — Амурская № 1, заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС — Амурская № 1, заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС — Амурская № 2, строительством ВЛ 500 кВ Агорта — Даурия ориентировочной протяженностью 280 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) резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар. 3. Строительство ВЛ 220 кВ Даурия — Сковородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 2 км каждая. 4. Реконструкция ВЛ 220 кВ Ульручьи/т — Сковородино со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 2 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия — Ульручьи/т. 5. Реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино БАМ/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия — БАМ/т. 6. Реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино Уруша/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия — Уруша/т. 7. Реконструкция КВЛ 220 кВ Сковородино Тында № 1 со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,4 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия — Тында 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	Вилюйский 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	АПНУ с реализацией мероприятий по	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Районная устройства АПНУ с реализацией мероприятий по обеспечению сбора и обработки доаварийны 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) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар. 2. Строительство ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС — Варяг ориентировочной протяженностью 475,2 км. 3. Строительство заходов ВЛ 500 кВ Владивосток — Лозовая на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 2 км каждый. 4. Строительство заходов ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ — Береговая-2 на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 10 км каждый	Отсутствуют	1. Строительство ПС 500 кВ Варяг с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар. 2. Строительство ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС — Варяг ориентировочной протяженностью 475,2 км. 3. Строительство заходов ВЛ 500 кВ Владивосток — Лозовая на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 2 км каждый. 4. Строительство заходов ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ — Береговая-2 на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 10 км каждый
ОЭС Востока	Приморский край	Приморское РДУ	Артемовская ГЭЦ –	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-2 (АТ-3) ПС 220 кВ Уссурийск-2, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением АТ-3 (АТ-2) ПС 220 кВ Уссурийск-2, токовая нагрузка АТ-1 ПС 220 кВ Уссурийск превышает АДТН на величину до 27 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 82 МВт	Conveyer ve HC 220 vP Vegraviver 2	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Уссурийск-2 устройства АОПО АТ-1
ОЭС Востока	Приморский край	Приморское РДУ	Артемовская ТЭЦ – ПС 220 кВ Уссурийск-2 – ПС 110 кВ ХФЗ	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 Уссурийск-2, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Уссурийск-2, токовая нагрузка АТ-3 ПС 220 кВ Уссурийск-2 превышает АДТН на величину до 27 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 82 МВт	Conveyed to HC 220 vP Vocument 2	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Уссурийск-2 устройства АОПО АТ-3

Примечания

- 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.

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, хозяйствующих субъектов, осуществляющие регулируемые деятельности в инфраструктурном секторе, на 2025 год и на плановый период 2026 2027 годов», разработанного Министерством экономического 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 увеличился 4,4 %. Ускорилась положительная на 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 реализации условиях развития экономики И В 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 показателя в 2022 году (10,0 %). при высокой базе данного 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 социальноэкономического 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 (Протокол № 34, 22.11.2018 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.
		E	ЭС России				
Потребление электрической энергии, млн кВт∙ч	1158695	1188227	1218308	1245298	1272185	1287773	1301110
Годовой темп прироста, %	_	2,55	2,53	2,22	2,16	1,23	1,04
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	1155933	1185465	1215546	1242536	1269423	1283661	1296998
Годовой темп прироста, %	_	2,55	2,54	2,22	2,16	1,12	1,04
Максимум потребления мощности, МВт	170085	173695	177183	180888	183596	185310	186509
Годовой темп прироста, %	_	2,12	2,01	2,09	1,50	0,93	0,65
Число часов использования максимума потребления мощности без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, ч/год	6796	6825	6861	6869	6914	6927	6954
•		1-я ценов	ая зона ЕЭС Росси	и			
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	848244	867660	884099	898533	916665	929207	939072
Годовой темп прироста, %		2,29	1,89	1,63	2,02	1,37	1,06
Максимум потребления мощности, МВт	124584	127706	129868	131983	133860	135059	136105
Годовой темп прироста, %	_	2,51	1,69	1,63	1,42	0,90	0,77
		2-я ценов	ая зона ЕЭС Росси	и			
Потребление электрической энергии, млн кВт∙ч	240958	248129	256811	264776	269774	272183	275420
Годовой темп прироста, %		2,98	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 1188227 млн кВт·ч. В 2030 году объем потребления электрической энергии оценивается в размере 1301110 млн кВт·ч, при среднегодовом темпе прироста потребления электрической энергии 2,14 %

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2025 году и составит 29532 млн кВт·ч или 2,55 %.

Максимальное потребление мощности ЕЭС России в 2025 году составит 173695 МВт. В 2030 году максимальное потребление мощности прогнозируется на уровне 186509 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста максимума потребления мощности 1,44 %.

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 ЕЭС России в прогнозном периоде останется плотным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума потребления мощности в 2030 году прогнозируется на уровне 6954 ч/год.

Потребление электрической энергии 1-й ценовой зоны ЕЭС России в 2025 году составит 867660 млн кВт·ч. В 2030 году объем потребления электрической энергии оценивается в размере 939072 млн кВт·ч.

Максимальное потребление мощности 1-й ценовой зоны ЕЭС России в 2025 году составит 127706 МВт. В 2030 году максимальное потребление мощности прогнозируется на уровне 136105 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	1110177	1137221	1162641	1185314	1208760	1223810	1237024
Годовой темп прироста, %	_	2,44	2,24	1,95	1,98	1,25	1,08
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	1107415	1134459	1159879	1182552	1205998	1219698	1232912
Годовой темп прироста, %	3,19	2,44	2,24	1,95	1,98	1,14	1,08
Максимум потребления мощности, МВт	162535	165811	169030	172199	174522	176220	177405
Годовой темп прироста, %	_	2,02	1,94	1,87	1,35	0,97	0,67
Число часов использования максимума потребления мощности без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, ч/год	6813	6842	6862	6867	6910	6921	6950

Потребление электрической энергии 1-й синхронной зоны ЕЭС России в 2025 году составит 1137221 млн кВт·ч. В 2030 году потребление электрической энергии оценивается в размере 1237024 млн кВт·ч, при среднегодовом темпе прироста потребления электрической энергии 2,02 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2025 году и составит 27044 млн кВт·ч или 2,44 %.

Максимальное потребление мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России в 2025 году прогнозируется на уровне 165811 МВт. В 2030 году максимальное потребление мощности увеличится и составит 177405 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста максимума потребления мощности 1,34 %.

Наибольший годовой прирост потребления мощности в рассматриваемый прогнозный период ожидается в 2025 году и составит 2,02 %, 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 6950 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	48518	51006	55667	59984	63425	63963	64086
Годовой темп прироста, %	_	5,13	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	5913	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 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 MBт / 24111 млн кВт·ч;
- в 2022 году 3415 MBт / 12285 млн кВт \cdot 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 $111-343~\mathrm{MBr}$ / $230,7-1107,5~\mathrm{млн}$ кВт·ч, в Грузию – $200,4-915,5~\mathrm{млн}$ кВт·ч, в Республику Южная Осетия – $21-29~\mathrm{MBr}$ / $145,9-157,5~\mathrm{млн}$ 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

	201	9 г.	202	0 г.	202	1 г.	202	2 г.	202	3 г.
Наименование	Энергия	Мощность								
	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	1	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 — Юлликкяля (ЛЛн-3) соединены в новую ЛЭП 400 кВ Кюми — Юлликкяля, а ВЛ 400 кВ Выборгская — Юлликкяля (ЛЛн-2) разъединена.

Экспортные поставки мощности и электрической энергии в Республику Беларусь предусматриваются в объеме 100 MBт / 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 MBт / 1700 млн кВт·ч, Южную Осетию – 40 MBт / 164–175 млн кВт·ч, Азербайджан – 84 млн кВт·ч.

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

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

	202	5 г.	202	6 г.	202	7 г.	202	8 г.	202	9 г.	203	0 г.
Наименование	Энергия	Мощность										
	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	ı	84	_	84	ı	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 248 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, MBт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
ЕЭС России	248	217,4	106	1944	833	-	2000	5100,4
АЭС	_	_	_	_	_	_	2000	2000
ТЭС	248	217,4	106	1944	833	_	_	3100,4
1-я синхронная зона, всего	236	177	94	851,4	833	ı	2000	3955,4
АЭС	_	_	_	_	_	_	2000	2000
ТЭС	236	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, всего	12	40,4	12	1092,6	-	-	_	1145
АЭС	_	_	_	_	_	_	_	_
ТЭС	12	40,4	12	1092,6	_	_	_	1145

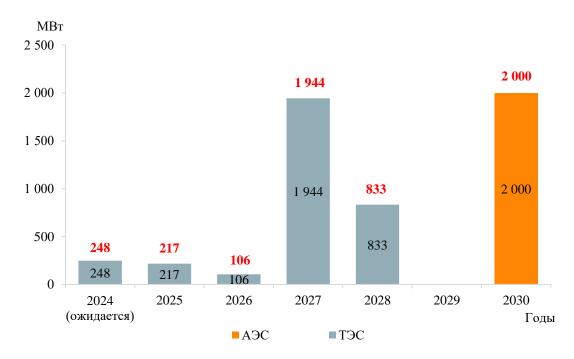


Рисунок 19 — Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России в 2025—2030 годы

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 1715,7 МВт, в том числе: на Γ ЭС – 8,1 МВт, на Γ ЭС – 1158,6 МВт, на ВЭС – 255,4 МВт, СЭС – 293,6 МВт.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 17074,9 МВт, в том числе: на AЭC-3850 МВт, на ΓЭC-249,9 МВт, на ГAЭC-840 МВт, на TЭC-7611,2 МВт и на BЭC, CЭC-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	1715,7	3707,5	965,9	4025,9	5273,4	1952,3	1150	17074,9
АЭС	_	1200	_	1200	300	_	1150	3850
ГЭС	8,1	33,4	16,5	104	46,2	49,8	_	249,9
ГАЭС	_	1	_	_	840	1	_	840
ТЭС	1158,6	918,6	356,9	1925	3180,4	1230	_	7611,2
ВЭС	255,4	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, всего	1715,7	3594,5	665,9	2151,9	4723,4	1502,3	1150	13787,9
АЭС	_	1200	_	1200	300	_	1150	3850
ГЭС	8,1	33,4	16,5	_	46,2	49,8		145,9
ГАЭС	_	I	I	_	840	I	I	840
ТЭС	1158,6	805,9	56,9	155	2630,4	780	I	4428,2
ВЭС	255,4	901,5	171,5	506,2	686,5	672,5	I	2938,2
СЭС	293,6	653,7	421	290,6	220,3	I	I	1585,6
2-я синхронная зона, всего	_	113	300	1874	550	450	-	3287
АЭС	_	_	_	_	_	_	_	_
ГЭС	_	_	_	104	_	_	_	104
ГАЭС	_	_	_	_	_	_	_	_
ТЭС		113	300	1770	550	450		3183
ВЭС	_	_	_	_	_	_	_	_
СЭС	_	_	_	_	_	_	_	_

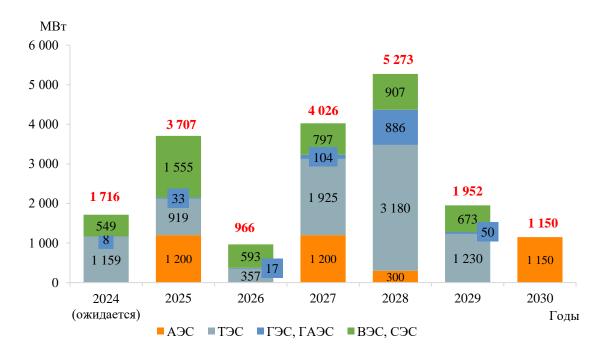


Рисунок 20 — Вводы генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России в период 2025—2030 годов

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 249,9 МВт.

Ввод ГА № 4 на Светлинской ГЭС предусмотрен в соответствии с инвестиционной программой АО «Вилюйская ГЭС-3», (утверждена приказом Министерства жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Саха (Якутия) от $08.11.2022 \, \mathbb{N}_{2} \, 622$ -ОД). Ввод ГА № 4 на Светлинской ГЭС позволяет исключить негативное влияние на фундаментную плиту здания ГЭС, обусловленное отсутствием переменных нагрузок от периодического осущения 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×K-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 РФ (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 27,5 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 988,7 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 от 10.04.2023 № 231, 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, подраздел Юго-Западная часть ОЭС Юга;

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»;

Мероприятия, направленные на повышение уровня балансовой надежности не ниже нормативного, приведены в 7.3, подраздел Юго-Западная часть ОЭС Юга;

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. Дефицитные состояния энергосистем определяются общим недостатком пропускной способности в контролируемых сечениях в восточном направлении.

Мероприятия, направленные на повышение уровня балансовой надежности не ниже нормативного, приведены в 7.3, подраздел Юго-восточная часть ОЭС Сибири;

4) ОЭС Востока, кроме части Западного энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия) (зоны № 110010, 110021, 110022, 110023, 110031, 110032, 110033, 110041, 110045, 110047). Дефицитные состояния энергосистемы определяются общим недостатком генерирующей мощности и пропускной

способности межсистемных связей, соответствующих контролируемому сечению «Районная – Городская».

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

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	0,9995	0,9995	0,9999	0,9999	0,9998	0,9995
округ – Югра (южная часть)	0,9993	0,9993	0,9999	0,9999	0,9998	0,9993
Зона № 10022 – Свердловская область (восточная часть), Тюменская область (южная	0,9995	0,9995	0,9999	0,9999	0,9998	0,9995
часть)	0,9993	0,9993	0,9999	0,9999	0,9990	0,9993
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	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0006
(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

68

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)	0,9994	0,9993	0,9992	0,9978	0,9960	0,9971
Зона № 30012 – Республика Дагестан (северная часть)	0,9996	0,9996	0,9996	0,9984	0,9965	0,9975
Зона № 30021 – Ставропольский край (западная часть)	0,9984	0,9993	0,9989	0,9969	0,9966	0,9963
Зона № 30022 – Ставропольский край (юго-восточная часть), Кабардино-Балкарская						
Республика, Карачаево-Черкесская Республика, Республика Калмыкия (юго-восточная	0,9999	0,9998	0,9999	0,9995	0,9994	0,9997
часть)						
Зона № 30031 – Краснодарский край (центральная часть)	0,9709	0,9746	0,9613	0,9304	0,9721	0,9609
Зона № 30032 – Краснодарский край (юго-западная часть)	0,9709	0,9746	0,9613	0,9304	0,9721	0,9609
Зона № 30033 – Республика Адыгея, Краснодарский край (восточная часть)	0,9708	0,9745	0,9613	0,9304	0,9720	0,9608
Зона № 30034 – Краснодарский край (Сочи)	0,7477	0,7685	0,7396	0,7192	0,7046	0,6809
Зона № 30035 – Краснодарский край (северная часть)	0,9977	0,9972	0,9968	0,9964	0,9963	0,9961
Зона № 30036 – Краснодарский край (Тамань)	0,9709	0,9746	0,9613	0,9304	0,9721	0,9609
Зона № 30041 – Ростовская область (юго-восточная часть), Республика Калмыкия	0,9978	0,9978	0,9976	0,9964	0,9965	0,9963
(западная часть)	0,9976	0,9976	0,9970	0,9904	0,9903	0,9903
Зона № 30042 – Ростовская область (северо-западная часть)	0,9976	0,9969	0,9967	0,9966	0,9965	0,9962
Зона № 30050 – Волгоградская область	0,9995	0,9997	0,9998	0,9997	0,9996	0,9994
Зона № 30060 – Астраханская область, Республика Калмыкия (северо-восточная часть)	0,9867	0,9817	0,9689	0,9612	0,9471	0,9383
Зона № 30071 – Республика Северная Осетия – Алания, Республика Ингушетия, Чеченская	0,9996	0,9996	0,9996	0,9984	0,9965	0,9975
Республика (западная часть)	0,9990	0,9990	0,9990	0,9904	0,9903	0,9913
Зона № 30072 – Чеченская Республика	0,9996	0,9996	0,9996	0,9984	0,9965	0,9975
Зона № 30081 – Республика Крым (западная часть), г. Севастополь	0,9515	0,9237	0,8882	0,8540	0,9632	0,9492
Зона № 30082 – Республика Крым (восточная часть)	0,9663	0,9544	0,9370	0,9045	0,9652	0,9514
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	0,9998	0,9998	0,9999	0,9999	0,9998	0,9994
часть)	0,9990	,	0,9999	0,3333	0,3330	
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	0,9978	0,9995	0,9996	0,9999	0,9998	0,9995
часть) Зона № 50260 — Воронежская область, Белгородская область (восточная часть)	0,9973	0,9993	0,9996	0,9999	0,9998	0,9994
Зона № 50270 — Воронежская область, велгородская область (восточная часть) Зона № 50272 — Белгородская область (северная часть)	0,9973	0,9993	0,9996	0,9999	0,9998	0,9994
Зона № 50272 — Велгородская область (северная часть)	0,9999	0,9992	0,9999	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) Зона № 50293 — Вологодская область (Вологодский энергоузел)	0,9999	0,9998	0,9999	0,9999	0,9998	0,9994
Зона № 50295 — Вологодская область (Вологодский энергоузел) Зона № 50311 — Калужская область, Тульская область (Черепетская ГРЭС)	0,9999	0,9991	0,9999	0,9999	0,9997	0,9994
Зона № 50311 — Калужская область, Тульская область (черепетская ГРЭС) Зона № 50312 — Тульская область (кроме Черепетской ГРЭС)	0,9969	0,9991	0,9991	0,9998	0,9997	0,9992
Зона № 50312 — Гульская область (кроме черепетской ГРЭС)	0,9971	0,9990	0,9991	0,9998	0,9997	0,9992
Зона № 30313 — Рязанская область Зона № 100002 — Иркутская область (южная часть)	0,9984	0,9997	0,9997	0,9999	0,9999	0,9998
	-		-			
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	0,9965	0,9985	0,9981
Зона № 100052 – Красноярский край (северная часть)	0,9990	0,9964	0,9935	0,9534	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-	0,9960	0,9745	0,9592	0,8961	0,9921	0,9957
байкальский участок БАМ)	0,9900	•	·			
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	0,9957	0,9956	0,9985	0,9981
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	0,9957	0,9277	0,9217	0,8857
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—ой синхронной зоны определен с учетом совмещения в максимуме потребления ЕЭС России.

При прогнозируемом максимуме потребления и заданных объемах экспорта мощности потребность в мощности по ЕЭС России увеличится со 177580 МВт в 2025 году до 190394 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 24930,7–29135,6 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 228525,1 МВт в 2025 году и 233592,1 МВт в 2030 году, что превышает потребность в мощности с учетом перетока в смежные энергосистемы на 42108,1–49855,1 МВт в рассматриваемый период.

В обеспечении балансов мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России в период до 2030 года может участвовать мощность электростанций в объеме 218172,8—221413,8 МВт, что превышает потребность в мощности с учетом перетока мощности в смежные энергосистемы на 40225,8—48509,8 МВт.

По 2-й синхронной зоне ЕЭС России в период до 2030 года мощность электростанций превышает потребность в мощности с учетом перетока 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	173695	177183	180888	183596	185310	186509
Экспорт мощности	3885	3885	3885	3885	3885	3885
Итого потребность в мощности	177580	181068	184773	187481	189195	190394
Установленная мощность	253455,8	254770,3	257092,5	261588,9	263577,7	262727,7
АЭС	29743	29743	30943	31243	31243	30393
ГЭС	49053,6	49175,5	49302,0	49377,2	49463,5	49463,5
ГАЭС	1355,9	1358,9	1358,9	2198,9	2198,9	2198,9
ТЭС	166443,6	167040,7	167239,5	169613,9	170843,9	170843,9
ВЭС, СЭС	6859,7	7452,2	8249,1	9155,9	9828,4	9828,4
Ограничения мощности	24547,7	25206,9	25802,4	27584,9	27985,7	27985,6
Вводы мощности после прохождения максимума	383	_	450	1025	-	1150
Итого покрытие потребности	228525,1	229563,3	230840,1	232979,0	235592,0	233592,1
Дефицит (-)/ избыток (+)	50945,1	48495,3	46067,1	45498,0	46397,0	43198,1
Переток мощности в смежные энергосистемы выдача (-)/ прием (+)	-1090	-1090	-1090	-1090	-1090	-1090
Дефицит (-)/ избыток (+) с учетом перетока мощности в смежные энергосистемы	49855,1	47405,3	44977,1	44408,0	45307,0	42108,1

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	165811	169030	172199	174522	176220	177405
Экспорт мощности	2885	2885	2885	2885	2885	2885
Итого потребность в мощности	168696	171915	175084	177407	179105	180290
Установленная мощность	242049,4	243075,9	244616,7	248548,1	250086,9	249236,9
АЭС	29743	29743	30943	31243	31243	30393
ГЭС	44436,1	44558	44580,5	44655,7	44742	44742
ГАЭС	1355,9	1358,9	1358,9	2198,9	2198,9	2198,9
ТЭС	159654,7	159963,8	159485,2	161294,6	162074,6	162074,6
ВЭС, СЭС	6859,7	7452,2	8249,1	9155,9	9828,4	9828,4
Ограничения мощности	23576,7	24261,8	25035,8	26271,6	26673,1	26673,1
Вводы мощности после прохождения максимума	300	_	_	1025	_	1150

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Итого покрытие потребности	218172,8	218814,1	219580,9	221251,5	223413,8	221413,8
Дефицит (-)/ избыток (+)	49476,8	46899,1	44496,9	43844,5	44308,8	41123,8
Переток мощности в						
смежные						
энергосистемы	-967	-918	-898	-898	-898	-898
выдача (-)/						
прием (+)						
Дефицит (-)/						
избыток (+) с учетом						
перетока мощности в	48509,8	45981,1	43598,9	42946,5	43410,8	40225,8
смежные						
энергосистемы						

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	13040,8	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	8319,3	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	_	-	_
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
Переток мощности в смежные энергосистемы выдача (-)/ прием (+)	-123	-172	-192	-192	-192	-192
Дефицит (-)/ избыток (+) с учетом перетока 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 планируемых 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 (1134104,2 млн кВт \cdot ч) возрастет на 172051,5 млн кВт \cdot ч (до 1306156 млн кВт \cdot ч) в 2030 году.

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

	Единицы			2025 г.					2030 г.		
Наименование	измерения	АЭС	ГЭС, ГАЭС	ТЭС	ВЭС, СЭС	Всего	АЭС	ГЭС, ГАЭС	ТЭС	ВЭС, СЭС	Всего
1-я синхронная	млн кВт∙ч	215091	176622	744434	11285	1147432	225804	178197	816102	23012	1243115
зона	%	18,75	15,39	64,88	0,98	100	18,16	14,34	65,65	1,85	100
2-я синхронная	млн кВт∙ч	-	16316	30544	ı	46860	ĵ	16316	46725	1	63041
зона	%	-	34,82	62,18	ı	100	ĵ	25,88	74,12	1	100
ЕЭС России,	млн кВт∙ч	215091	192938	774979	11285	1194292	225804	194513	862826	23012	1306156
всего	%	18,01	16,15	64,89	0,95	100	17,29	14,89	66,06	1,76	100

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

Таблица 28 – Баланс электрической энергии ЕЭС России

Наименование	Единицы измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	1185465	1215546	1242536	1269422	1283660	1296997
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	1200405	1230489	1257482	1284371	1299961	1313298
Производство электрической энергии	млн кВт∙ч	1194292	1223138	1249655	1277883	1292941	1306156
АЭС	млн кВт∙ч	215091	211069	220451	225310	229814	225804
ГЭС	млн кВт∙ч	191024	191172	191235	191235	191423	191599
ГАЭС	млн кВт∙ч	1914	1914	1914	1914	2914	2914
ТЭС	млн кВт∙ч	774979	804542	820008	841310	848025	862826
ВЭС, СЭС	млн кВт∙ч	11285	14441	16048	18114	20765	23012
Переток электрической энергии в смежные энергосистемы	млн кВт·ч	-3560	-3560	-3560	-3560	-3560	-3560
Установленная мощность	МВт	253455,8	254770,3	257092,5	261588,9	263577,7	262727,7
АЭС	МВт	29743	29743	30943	31243	31243	30393
ГЭС	МВт	49053,6	49175,5	49302,0	49377,2	49463,5	49463,5
ГАЭС	МВт	1355,9	1358,9	1358,9	2198,9	2198,9	2198,9
ТЭС	МВт	166443,6	167040,7	167239,5	169613,9	170843,9	170843,9
ВЭС, СЭС	МВт	6859,7	7452,2	8249,1	9155,9	9828,4	9828,4
Число часов использования установленной мощности							
АЭС	ч/год	7232	7096	7124	7212	7356	7429
ТЭС	ч/год	4656	4816	4903	4960	4964	5050
ВЭС, СЭС	ч/год	1645	1938	1945	1978	2113	2341

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 4656–5050 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	Единицы измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1134459	1159879	1182552	1205997	1219697	1232911
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	1144899	1170322	1192998	1216446	1231498	1244712
Производство электрической энергии	млн кВт·ч	1147432	1172483	1195009	1216653	1229901	1243115
АЭС	млн кВт∙ч	215091	211069	220451	225310	229814	225804
ГЭС	млн кВт∙ч	174708	174856	174919	174919	175107	175283
ГАЭС	млн кВт∙ч	1914	1914	1914	1914	2914	2914
ТЭС	млн кВт∙ч	744434	770203	781679	796396	801301	816102
ВЭС, СЭС	млн кВт∙ч	11285	14441	16048	18114	20765	23012
Переток 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	Единицы 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	63040	63041
АЭС	млн кВт·ч						_

Наименование	Единицы измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ГЭС	млн кВт·ч	16316	16316	16316	16316	16316	16316
ТЭС	млн кВт·ч	30544	34339	38330	44914	46724	46725
ВЭС, СЭС	млн кВт·ч	=	I	I	I	-	I
Дефицит (-) /избыток (+) электрической энергии	млн кВт∙ч	-8646	-9512	-9838	-6695	-5423	-5545
Переток электрической энергии в смежные энергосистемы (выдача (-)/ прием (+)	млн кВт∙ч	-1027	-1399	-1549	-3353	-5157	-5157
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом передачи электрической энергии в смежные энергосистемы	млн кВт·ч	-9673	-10911	-11387	-10048	-10580	-10702

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 Сибири;
- ОЭС Юга за КС «Волгоград Ростов»;
- ОЭС Востока:
- Энергосистема г. Москвы и Московской области.

Юго-восточная часть ОЭС Сибири.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей в Иркутско-Черемховском и Тулуно-Зиминском энергорайонах энергосистемы Иркутской области, а также южной части Республики Бурятия и Забайкальского края (далее — юго-восточная часть объединенной энергетической системы (далее — ОЭС) Сибири) выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за контролируемым сечением (далее — 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 указанных условий на перспективу приведены в таблице 31.

Таблица 31 – Баланс мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск», МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности	9382	9834	10242	10349	10920	10962
в том числе экспорт в Монголию	345	345	345	345	345	345

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций	4916	4916	4916	4916	6221	62211)
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	-2205	-2657	-3065	-3172	-2438	-2480
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтой схеме	-2610	-3062	-3470	-3577	-2843	-2885

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 MBт), Иркутская ТЭЦ-11 (690 MBт), Харанорская ГРЭС (460 MBт).

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 повышенной аварийности генерирующего оборудования, а также рисков непрогнозируемого роста потребления (стратегический резерв), величина дефицита мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» составит 1021 МВт в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2030 году.

<u>Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения</u> непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности.

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

- планов набору нагрузки существующими ПО И перспективными потребителями действующих договоров осуществлении В рамках об технологического присоединения к электрическим сетям, учтенных при разработке потребления электрической прогноза мощности 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, покрытие которого нецелесообразно путем сооружения электросетевых объектов;
 - необходимости повышения уровня балансовой надежности,

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.

Реализация передачи постоянного тока (далее – 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.

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 – пропускной способностью порядка 1500 MB_T c преобразовательного оборудования. Места размещения преобразовательных подстанций подлежат определению в рамках разработки отдельной проектной документации. Для покрытия оставшейся части дефицита мощности объем дополнительных генерирующих объектов, подлежащих строительству, должен составлять не менее 1385 МВт установленной мощности Гарантированной генерации.

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»

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов», включающей в себя энергосистемы ОЭС Юга за исключением Волгоградской и Астраханской областей, 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» приведены в таблице 32.

Таблица 32 – 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.
Потребность в мощности за КС «Волгоград – Ростов»	19963	20350	20751	21078	21419	21697
в том числе потребление энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя	1700	1735	1771	1806	1843	1878
потребление энергосистемы Донецкой Народной Республики	1150	1167	1185	1202	1263	1326

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
потребление энергосистемы Луганской Народной Республики	863	876	889	903	916	930
потребление энергосистемы Херсонской области	145	148	151	153	156	159
потребление энергосистемы Запорожской области	308	312	316	321	331	340
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций	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	-1030	-1285	-1516	-1553	-1895	-2103
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-1790	-2045	-2276	-2313	-2655	-2863

Анализ баланса мощности ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности потребителей, 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 повышенной аварийности генерирующего оборудования, а также рисков непрогнозируемого роста потребления (стратегический резерв), дефицит мощности ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» отсутствует.

В случае нереализации программы по восстановлению генерирующего оборудования на территориях Донецкой Народной Республики и Луганской Народной Республики, непокрываемый дефицит мощности ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» к 2030 году достигнет 3885 МВт.

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 — Ново-Лабинская.

Основные показатели баланса мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» приведены в таблице 33.

Таблица 33 – 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.
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 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
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций	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	-1108	-1351	-1540	-1750	-1828	-1873
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-1664	-1907	-2096	-2306	-2384	-2429
С учетом ввода в работ	у ВЛ 500	кВ Тама	нь – Тихо	рецк		
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	-938	-1181	-1370	-1580	-1658	-1703
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-1370	-1613	-1802	-2012	-2090	-2135

Анализ баланса мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» без учета строительства ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк показывает, что с увеличения потребления электрической мощности потребителей, 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 рассматриваемом транспортной инфраструктуры В регионе 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 повышенной аварийности генерирующего оборудования, а также рисков непрогнозируемого роста потребления (стратегический резерв), 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.

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» приведены в таблице 34.

Таблица 34 — 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.
Потребность в мощности в приемной части Сочинского энергорайона относительно КС «Шепси – Дагомыс»	977	982	1033	1054	1027	1040
в том числе переток мощности в энергосистему Республики Абхазия	0	0	0	0	0	0
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций	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	-95	-101	-152	-231	-204	-217
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-438	-444	-495	-574	-547	-560

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 повышенной аварийности генерирующего оборудования, а также рисков непрогнозируемого роста потребления (стратегический резерв), величина дефицита мощности Сочинского энергорайона ОЭС Юга за КС «Шепси – Дагомыс» составит 432 МВт в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2030 году.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «Юго-Запад», включающим в себя ВЛ 500 кВ Кубанская — Тихорецк, ВЛ 500 кВ Кубанская — Центральная, ВЛ 500 кВ Ростовская — Тамань, ВЛ 220 кВ Афипский НПЗ — Кирилловская с отпайками, ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат — Кольцевая, ВЛ 220 кВ Афипская — Ильская.

Основные показатели баланса мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «Юго-Запад» приведены в таблице 35.

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

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности в Юго-Западном энергорайоне ОЭС Юга относительно КС «Юго-Запад» без энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя	2374	2512	2558	2669	2743	2760
в том числе переток мощности в энергосистему Республики Крым и г. Севастополя	630	630	630	630	630	630
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций	388	388	388	388	388	388
Пропускная способность КС «Юго-Запад» в нормальной схеме	1990	1990	1990	1990	1990	1990
Пропускная способность КС «Юго-Запад» в единичной ремонтной схеме	1535	1535	1535	1535	1535	1535
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	3	-134	-180	-292	-365	-383
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-452	-589	-635	-747	-820	-838
С учетом ввода в работ	у ВЛ 500	кВ Тама	нь – Тихо	рецк		
Пропускная способность КС «Юго-Запад» в нормальной схеме	2248	2248	2248	2248	2248	2248
Пропускная способность КС «Юго-Запад» в единичной ремонтной схеме	1840	1840	1840	1840	1840	1840
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	261	124	78	-34	-107	-125
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-147	-284	-330	-442	-515	-533

Анализ баланса мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «Юго-Запад» без учета строительства ВЛ 500 кВ Тамань — Тихорецк показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности потребителей, 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 134—383 МВт и 452—838 МВт соответственно.

Строительство ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк снизит дефицит мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» в единичной ремонтной схеме до 533 МВт в 2030 году.

В случае неучета фактора повышенной аварийности генерирующего оборудования, а также рисков непрогнозируемого роста потребления (стратегический резерв), величина дефицита мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» с учетом строительства ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк составит 220 МВт в единичной ремонтной схеме 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 36.

Таблица 36 – 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.
Потребность в мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя	2359	2397	2437	2476	2515	2555
в том числе переток мощности в энергосистемы Херсонской и Запорожской областей	490	490	490	490	490	490
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций	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	20	-18	-57	-96	-136	-176
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме (при отключении блока Балаклавской ТЭС (251,5 МВт))	-291	-329	-369	-408	-448	-488

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 повышенной аварийности генерирующего оборудования, а также рисков непрогнозируемого роста потребления (стратегический резерв), величина дефицита мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя составит 350 МВт в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2030 году.

<u>Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения</u> 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 мощностью не менее 2863 МВт (при температуре наружного воздуха +35 °C) в ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов».

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 °C), а также на Ударной ТЭС не более 250 МВт установленной мощности или не более 220 МВт располагаемой мощности (при температуре наружного воздуха +35 °C).

С учетом вышеуказанных решений в целях покрытия оставшегося дефицита мощности в ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» необходимо строительство Гарантированной генерации суммарной мощностью не менее 2423 МВт (при температуре наружного воздуха +35 °C) в ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов», в том числе 1695 МВт за КС «ОЭС – Кубань» со следующим территориальным распределением для покрытия дефицитов активной мощности в отдельных энергорайонах:

- не менее 560 МВт в Сочинском энергорайоне энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края за КС «Шепси Дагомыс»;
- не менее 313 МВт за КС «Юго-Запад», в том числе не менее 209 МВт в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя.

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 Востока.

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 37.

Таблица 37 – 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	59432	59433 ¹⁾
ГЭС	16316	16316	16316	16316	16316	16316
ТЭС	30544	34339	38330	43110	43116	43117
Дефицит (-)/избыток (+)	-8646	-9512	-9838	-8499	-9031	-9153
Сальдо перетоков электрической энергии в						
смежные энергосистемы	-1027	-1399	-1549	-1549	-1549	-1549
(выдача «-»; прием «+»)						
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом сальдо						
перетоков электрической энергии в	-9672	-10911	-11387	-10048	-10580	-10702
смежные энергосистемы						

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).

Баланс электрической энергии при среднемноголетней величине выработки электрической энергии ГЭС к 2030 году с учетом рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства складывается с дефицитом 10702 млн кВт·ч, что эквивалентно не менее 1647 МВт максимальной установленной мощности Гарантированной генерации.

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Бурейская ГЭС – Амурская» и КС «Районная – Городская», приведены в таблице 38.

Таблица 38 – Баланс мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Бурейская ГЭС – Амурская» и КС «Районная – Городская», МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности за КС «Амурэнерго – Якутия» (потребление энергорайона между КС «Районная – Городская» и КС «Якутия – Амурэнерго»)	1388	1371	1380	1421	1421	1448
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций между КС «Районная – Городская» и КС «Якутия – Амурэнерго»	555	891	1190	1415	1415	1415
Пропускная способность КС «Районная – Городская» в нормальной схеме	310	310	310	310	310	310
Потребность в мощности за КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» (энергорайон между КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» и КС «Якутия – Амурэнерго»)	718	804	797	810	810	814

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности за КС «Бурейская ГЭС – Амурская» (энергорайон между КС «Бурейская ГЭС – Амурская» и КС «ОЭС – Запад Амурэнерго»	2796	2789	2777	2812	2812	2823
в том числе экспорт в Китайскую Народную Республику	950	950	950	950	950	950
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций за КС «Бурейская ГЭС – Амурская» (энергорайон между КС «Бурейская ГЭС – Амурская» и КС «ОЭС – Запад Амурэнерго»)	1669	1669	1669	1669	1669	1669
Пропускная способность КС «Бурейская ГЭС – Амурская» в нормальной схеме	1541	1541	1541	1541	1541	1541
Пропускная способность КС «Бурейская ГЭС – Амурская» единичной в ремонтной схеме	800	800	800	800	800	800
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	-827	-553	-244	-107	-107	-150
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-1568	-1294	-985	-848	-848	-891

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

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

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности	1267	1283	1330	1355	1359	1384
в том числе Центральный район энергосистемы Республики Саха (Якутия)	436	439	437	438	439	447
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций	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» единичной в 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	-420	-353	-170	-195	-199	-224
в том числе Центральный район энергосистемы Республики Саха (Якутия)	-181	-102	-110	-111	-112	-120
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-495	-428	-245	-270	-274	-299
в том числе Центральный район энергосистемы Республики Саха (Якутия)	-211	-167	-175	-176	-177	-185

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

Таблица 40 — Баланс мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Хабаровск — Комсомольск», МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности	975	1160	1336	1337	1337	1348
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций	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	563	377	114	113	113	102

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной	233	47	-216	-217	-217	-228
ремонтной схеме						

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «Переход через Амур» приведены в таблице 41.

Таблица 41 – Баланс мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «Переход через Амур», МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности	4451	4672	4824	4855	4876	4953
Доступная для покрытия максимума	2130	2160	2972	2972	2972	3592
потребления мощность электростанций						
Пропускная способность КС «Переход	1265	1265	1265	1265	1265	1265
через Амур» в нормальной схеме	1200	1203	1203	1203	1203	1200
Пропускная способность КС «Переход	680	680	680	680	680	680
через Амур» в единичной ремонтной схеме	080	080	080	080	080	080
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной	-1057	-1248	-587	-618	-639	-96
схеме	-1037	-1246	-367			-90
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной	-1642	-1833	-1172	-1203	-1224	-681
ремонтной схеме	-1042	-1033	-11/2	-1203	-1224	-001

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «ПримГРЭС – Юг» приведены в таблице 42.

Таблица 42 – Баланс мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «ПримГРЭС – Юг», МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности	3173	3364	3450	3482	3504	3572
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций	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	-557	-482	-59	-31	-53	-122
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-1042	-772	-349	-321	-343	-412

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

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.

В соответствии с Протоколом заочного заседания членов Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 4 июня 2024 года № 5пр предусмотрен ввод в эксплуатацию Свободненской ТЭС установленной мощностью 450 МВт.

Исходя из анализа перспективных режимов работы ОЭС Востока с учетом ввода Свободненской ТЭС, объем установленной мощности генерирующих объектов, подлежащих строительству, должен составлять не менее 1350 МВт установленной мощности Гарантированной генерации, минимально необходимой для покрытия дефицитов активной мощности в отдельных энергорайонах ОЭС Востока, со следующим территориальным распределением:

- не менее 299 МВт в энергорайоне ОЭС Востока, ограниченном КС «Районная Городская» и КС «Нерюнгринская ГРЭС НПС-18», в том числе не менее 185 МВт в Центральном районе энергосистемы Республики Саха (Якутия);
- не менее 142 MBт на территории центральной части энергосистемы Амурской области;
- не менее 228 МВт в северной части энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области;
- не менее 681 MBт за КС «Переход через Амур», в том числе не менее 412 MBт в южной части энергосистемы Приморского края.
- В случае неучета фактора повышенной аварийности генерирующего оборудования, а также рисков непрогнозируемого роста потребления (стратегический резерв), в 2030 году дефицит мощности в северной части энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, в центральной части энергосистемы Амурской 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 MBт в южной части энергосистемы Приморского края.

При этом оставшаяся часть дефицита электрической энергии, эквивалентная 867 МВт Гарантированной генерации, может быть покрыта путем строительства на территории ОЭС Востока СЭС и ВЭС, суммарной установленной мощностью порядка 2800 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.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области выполнен анализ 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).

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 І, ІІ 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 ВЛ 220 кВ Жулебино – Восточная, Борисово – Баскаково, 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.

Основные показатели баланса мощности южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области приведены в таблице 43.

Таблица 43 – Баланс мощности южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности	14082	14472	14806	15108	15333	15762
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций	7586	7593	7602	8498	8498	8498
Пропускная способность электрической сети, ограничивающей энергорайон, в нормальной схеме	7400	7400	7400	7400	7400	7400
Пропускная способность электрической сети, ограничивающей энергорайон, в единичной ремонтной схеме	5700	5700	5700	5700	5700	5700
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	904	520	196	790	565	136
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-796	-1180	-1504	-910	-1135	-1564

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.		
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								
ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайл	ювская и	ЛЭП 220	кВ, а такж	ке перекс	оммутаці	но в		
ОРУ 500 кВ Г	IC 500 кl	В Михайл	овская					
Пропускная способность электрической								
сети, ограничивающей энергорайон, в	7600	7600	7600	8000	8400	8400		
нормальной схеме	пормальной схеме							
Пропускная способность электрической	Пропускная способность электрической							
сети, ограничивающей энергорайон, в	5900	5900	5900	6300	6700	6700		
единичной ремонтной схеме								
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной	1104	720	396	1390	1565	1136		
схеме	1104	720	390	1390	1303	1130		
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной	-596	-980	-1304	-310	-135	-564		
ремонтной схеме	-390	-200	-1304	-310	-133	-304		

Анализ баланса мощности южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности в период 2025–2030 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в единичной ремонтной схеме 796–1564 МВт.

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 в Тульской области с автотрансформаторами 500/220 кВ с заходами ЛЭП 220 кВ и заходами ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС Михайловская и ЛЭП 220 кВ (в 2029 году).

Реализация вышеуказанных мероприятий снизит дефицит мощности за сечением Южного энергорайона в единичной ремонтной схеме до 564 МВт в 2030 году.

<u>Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения</u> непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности.

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

- набору нагрузки существующими – планов по И перспективными действующих договоров осуществлении потребителями рамках об технологического присоединения к электрическим сетям, учтенных при разработке прогноза потребления электрической мощности рассматриваемый на перспективный период;
- существующей динамики развития рассматриваемого региона, появления новых точек роста экономики и соответствующего роста инвестиционного интереса к региону;
 - выявленного дефицита мощности за сечением Южного энергорайона;

 исчерпания эффективности развития сети переменного тока для покрытия оставшегося дефицита,

наиболее целесообразным является строительство Гарантированной генерации суммарной мощностью не менее 564 МВт в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области.

необходимости обеспечения При ЭТОМ условиях возможности опережающего развития электроэнергетической инфраструктуры Московской агломерации для покрытия потребности в мощности вновь присоединяемых потребителей, в том числе жилищно-коммунального сектора, целесообразно обеспечить строительство Гарантированной генерации суммарной мощностью не менее 1000 МВт в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области, а также передачу в дефицитный энергорайон мощности существующих и вновь сооружаемых генерирующих мощностей использованием ППТ Нововоронежской АЭС до г. Москвы в 2030 году.

Применение ППТ позволит обеспечить экономию затрат на реализацию альтернативных технических решений по строительству протяженных ЛЭП переменного тока напряжением 500–750 кВ, возможность управления потоками мощности с максимальной эффективностью использования пропускной способности электрической сети, передачу экологически чистой электрической энергии АЭС из избыточных частей ЕЭС России, возможность масштабировать реализованный проект с увеличением его пропускной способности.

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.

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 14562,8 МВт (5,9 %) и составит 262727,7 МВт, в том числе: АЭС – 30393 МВт, ГЭС – 49463,5 МВт, ГАЭС – 2198,9 МВт, ТЭС – 170843,9 МВт, ВЭС, СЭС – 9828,4 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 65,03 % в 2030 году, доля ГЭС, ГАЭС снизится с 20,24 % до 19,66 %, доля ВЭС, СЭС возрастет с 1,89 % до 3,74 %.

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

			1		ı	ı	1	
Наименование	2023 г. факт	2024 г. (ожидается)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ЕЭС России, всего	248164,9	249764,5	253455,8	254770,3	257092,5	261588,9	263577,7	262727,7
АЭС	29543	28543	29743	29743	30943	31243	31243	30393
ТЭС	163712	165579,4	166443,6	167040,7	167239,5	169613,9	170843,9	170843,9
ГЭС	48866,7	48981,7	49053,6	49175,5	49302,0	49377,2	49463,5	49463,5
ГАЭС	1355,9	1355,9	1355,9	1358,9	1358,9	2198,9	2198,9	2198,9
ВЭС	2517,8	2808,1	3709,6	3881,1	4387,3	5073,8	5746,3	5746,3
СЭС	2169,6	2496,4	3150,1	3571,1	3861,7	4082	4082	4082
1-я синхронная зона, всего	236953	238452,6	242049,4	243075,9	244616,7	248548,1	250086,9	249236,9
АЭС	29543	28543	29743	29743	30943	31243	31243	30393
ТЭС	157117,6	158885,0	159654,7	159963,8	159485,2	161294,6	162074,6	162074,6
ГЭС	44249,2	44364,2	44436,1	44558	44580,5	44655,7	44742	44742
ГАЭС	1355,9	1355,9	1355,9	1358,9	1358,9	2198,9	2198,9	2198,9
ВЭС	2517,8	2808,1	3709,6	3881,1	4387,3	5073,8	5746,3	5746,3
СЭС	2169,6	2496,4	3150,1	3571,1	3861,7	4082,0	4082,0	4082,0
2-я синхронная зона, всего	11211,9	11311,9	11406,4	11694,4	12475,8	13040,8	13490,8	13490,8
АЭС	I	_	_	I	_	_	_	-
ТЭС	6594,4	6694,4	6788,9	7076,9	7754,3	8319,3	8769,3	8769,3
ГЭС	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4721,5	4721,5	4721,5	4721,5
ГАЭС	_		_	_	_	_	_	_
ВЭС	_		_	_	_	_	_	_
СЭС	_	_	_	_	_	_	_	_

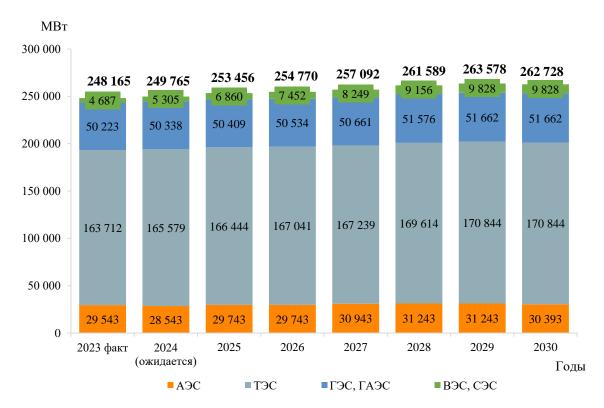


Рисунок 21 – Установленная мощность на электростанциях ЕЭС России

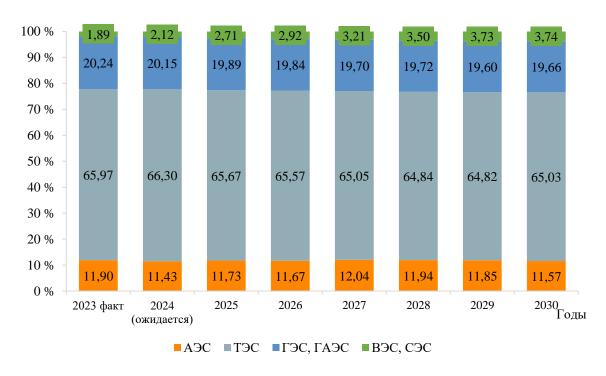


Рисунок 22 – Структура установленной мощности на электростанциях ЕЭС России

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

Hamsayanayya	Прогноз							
Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.		
Выработка электрической энергии при средневодных условиях	774979	804542	820008	841310	848025	862826		

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

11	Прогноз							
Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.		
Потребность ТЭС в топливе, тыс т у.т.	326417	337009	341638	347704	349576	354367		
газ	232035	238314	242860	247855	250161	254829		
нефтетопливо	1668	1694	1746	1758	1746	1753		
уголь	76689	79918	79832	80775	80312	80403		
прочее топливо	16025	17083	17200	17316	17357	17382		
Потребность ТЭС в топливе, %								
газ	71,09	70,72	71,09	71,28	71,56	71,91		
нефтетопливо	0,51	0,50	0,51	0,51	0,50	0,50		
уголь	23,49	23,71	23,37	23,23	22,97	22,69		
прочее топливо	4,91	5,07	5,03	4,98	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 64,9 % до 66,1 %. Потребность в органическом топливе ТЭС возрастет с 326,4 млн т у.т. в 2025 году до 354,4 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 316,3 г/кВт·ч, в 2030 году – 314,1 г/кВт·ч.

Структура используемого топлива в рассматриваемом периоде остается практически без изменений: на долю газа приходится 71,1–71,9 %, на долю угля – 22,7–23,7 %, на долю нефтетоплива 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.

		Расход		В том	числе:	
Наименование	Годы	условного топлива, всего	Газ	Уголь	Нефте- топливо	Прочее топливо
	2025	311731	226286	67842	1614	15989
	2026	320963	231729	70552	1637	17045
1 g outre outre pour	2027	324814	235518	70445	1688	17163
1-я синхронная зона	2028	328847	239385	70485	1698	17279
	2029	330049	240598	70442	1689	17320
	2030	334814	245084	70689	1696	17345
2-я синхронная зона	2025	14686	5749	8847	54	36
	2026	16046	6585	9366	57	38
	2027	16824	7342	9387	58	37
	2028	18857	8470	10290	60	37
	2029	19526	9563	9870	57	37
	2030	19553	9745	9714	57	37

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

$\Pi C 220/110/10 \ \kappa B Ивановская.$

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 – 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 «четырехугольник» (№ 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 A, АДТН не менее 1002 A при работе 2-х цепей и ДДТН 880 A, АДТН не менее 2495 A при работе 1-й цепи при ТНВ -26 °C.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2024–2026 год.

<u>Кабельные заходы ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками на</u> 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, — ΠAO «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 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 фазоповоротных 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 фазоповоротные 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, ПАО «РусГидро». Необходимый срок реализации мероприятия 2025 год. Ориентировочный срок окупаемости мероприятия 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 иных сетевых организаций и технические условия на технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей к электрическим сетям, которые предусматривают ввод 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 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 в Тульской области с двумя автотрансформаторами 500/220 кВ мощностью 501 МВА каждый 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 участка КВЛ 220 кВ Очаково Подушкино, ориентировочной протяженностью 0,125 км, с увеличением пропускной способности;
- реконструкция участка КВЛ 220 кВ Подушкино Нововнуково ориентировочной протяженностью 0,14 км с увеличением пропускной способности;
- 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 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;

- 500 κB установкой – реконструкция ПС Ростовская второго автотрансформатора 500/220 кВ 501 MBA (три однофазных мощностью автотрансформатора 167 MBA мощностью 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»;
- 500 кВ реконструкция ПС Шахты установкой c третьего автотрансформатора $500/220 \ кВ$ мощностью 501 MBA однофазных (три автотрансформатора 167 MBA каждый) ДЛЯ исключения мощностью 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 значений энергосистеме Республики пределы допустимых В Адыгея 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 полуторную цепочку;

- 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;
- строительство ПП 500 кВ Новолокти на территории Тюменской области, строительство ВЛ 500 кВ Курган – Новолокти ориентировочной протяженностью 258 км, участок существующей ВЛ 500 кВ Курган – включая 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.

энергобезопасности повышения 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 строительство ВЛ 500 кВ Алтай – ориентировочной каждый, Карасук протяженностью строительство ВЛ 500 кВ Таврическая – Карасук 428 км, 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 AT-1 220/110/10 кВ и AT-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 AT-1, AT-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 280 км (реализуется в рамках комплексного плана модернизации и расширения магистральной инфраструктуры на период до 2024 года, утвержденного распоряжением Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р) для 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) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар строительством ВЛ 220 кВ Даурия Сковородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 2 км каждая, реконструкцией ВЛ 220 кВ Ульручьи/т – Сковородино со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 2 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручьи/т, реконструкцией ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с ВЛ 220 кВ Даурия БАМ/т, реконструкцией ВЛ 220 кВ образованием Сковородино – Уруша/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – реконструкцией КВЛ 220 кВ Сковородино строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,4 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 475,2 км ПС 500 кВ протяженностью co строительством Варяг автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 MBA (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) 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 ПС 500 кВ строительства заходов на Варяг ориентировочной протяженностью 4 км (2×2 км) и 20 км (2×10 км) соответственно) (реализуется в 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 Сковородино – Тында № 2 со строительством участка до ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 11,2 км с образованием ВЛ 220 кВ – Сковородино, 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 435,7 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», ООО «Тепличный комплекс «Тульский» и других планируется ввод в эксплуатацию ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 272,7 км, трансформаторной мощности 2897 МВА.

ОЭС Юга.

обеспечения технологического присоединения новых крупных Сунжа», потребителей АО «Донские биотехнологии», АО «Агрокомплекс АО «Новошахтинский нефтепродуктов», ООО «КУБ-С», завол 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 525,7 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»,

ООО ГРК «Амикан», 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 1838,9 км, трансформаторной мощности 11032 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:

- строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская Усть-Кут № 2;
- 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 ОАО «РЖД», потребителей 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 2398,6 км, трансформаторной мощности 4453 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

№	Наименование		Класс	Единица			Не	обходимый	год реализаг	ции			
п/п	энергосистемы (субъект РФ)	Наименование	напряжения, кВ	измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
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 Республики Коми (Республика Коми)	Создание на ПС 220 кВ Зеленоборск устройств: – АОПО АТ-1; – АОПО АТ-2	_	х	х	-	-	-	-	-	_	x	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Энергосистема Белгородской области	Создание на ПС 330 кВ Белгород устройства АПНУ	-	x	X	-	-	_	-	_	-	x	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	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	X	-	-	-	-	-	_	x	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	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	_	х	_	X	_	_	_	_	_	x	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	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	_	х	_	x	_	-	-	-	-	x	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов (Тюменская область)	Модернизация на Тюменской ТЭЦ-2 устройств АОПО ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2 – ТММЗ I и II цепь с отпайкой на ПС Губернская	-	х	_	x	-	-	-	_	-	x	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	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	X	_	_	_	_	-	_	x	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
9	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	x	-	-	_	_	_	_	x	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
10	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

№	Наименование		Класс	Единица			Не	обходимый	год реализаг	ции			
п/п	энергосистемы (субъект РФ)	Наименование	напряжения, кВ	измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
11	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
12	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	_	x	x	-	_	_	_	_	_	x	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
13	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
14	Энергосистема Кемеровской области (Кемеровская область – Кузбасс)	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	-	x	х	-	-	-	-	-	-	x	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
15	Энергосистема Кемеровской области (Кемеровская область – Кузбасс)	Создание на ПС 220 кВ Заискитимская устройств: – АОПО АТ-1-125; – АОПО АТ-2-125	-	х	X	ı	_	_	_	_	-	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
16	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
17	Энергосистема Республики Хакасия (Республика Хакасия)	Создание на ПС 220 кВ Туим устройств: – АОПО 1АТ; – АОПО 2АТ	-	x	x	-	_	_	_	_	_	x	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
18	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	x	-	_	_	-	_	-	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

No	Наименование		Класс	Е			Не	обходимый	год реализаг	ии			
I/Π	энергосистемы (субъект РФ)	Наименование	напряжения, кВ	Единица измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
IUI	онергосистема Іриморского края	Создание на ПС 220 кВ Уссурийск-2 устройств: – АОПО АТ-1; – АОПО АТ-3	_	х	X	ľ	ŀ	_	_	.1	I	x	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Примечания

- 1 Î) 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;
 - $-\Phi$ ОЛ ВЛ 220 кВ КС-1 НПС-12;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ КС-1 НПС-13;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ КС-1 НПС-12;
 - устройства телемеханики;
 - ДМ ВЛ 220 кВ KC-1 HПС-13;
 - ДМ ВЛ 220 кВ HПС-12- KC-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 І 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 - HПС-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 - HПС-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 – Удачнинского 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.

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 26.04.2024 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 [2];
- 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 [2];
- утвержденных инвестиционных программ (проектов инвестиционных программ) субъектов электроэнергетики;
 - расчетов, выполненных по УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [3]);
 - данных по объектам-аналогам.

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

Наименование	Тип станции	Инвестиции за период 2024–2030 годов, млн руб. (в прогнозных ценах соответствующих лет с НДС)
	Все типы	3249557,37
	АЭС	880935,00
1-я синхронная зона	ГЭС и ГАЭС	155855,37
	ТЭС	1621604,37
	ВЭС и СЭС	591162,63
	Все типы	1076512,12
2-я синхронная зона	ГЭС и ГАЭС	4803,91
	ТЭС	1071708,21
	Все типы	4326069,49
	АЭС	880935,00
Итого по ЕЭС России	ГЭС и ГАЭС	160659,28
	ТЭС	2693312,58
	ВЭС и СЭС	591162,63
Электрические сети 220 кВ и выше	_	1335288,87
Всего с учетом электрических сетей 220 кВ и выше	_	5661358,36

Потребность в инвестиционных ресурсах на развитие генерирующих мощностей и электрических сетей напряжением 220 кВ и выше в период 2024—2030 годов прогнозируется в размере 5661358,36 млн руб. с НДС, в том числе:

- на развитие генерирующих мощностей 4326069,49 млн руб. с НДС;
- на развитие электрических сетей напряжением 220 кВ и выше 1335288,87 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)
	Все классы	1088384,86
	1150 кВ	3820,08
1 g ayyyyg ayyyg agyy	750 кВ	1450,16
1-я синхронная зона	500 кВ	820078,34
1-я синхронная зона 2-я синхронная зона	330 кВ	69393,98
	220 кВ	193642,30
	Все классы	246904,01
2-я синхронная зона	500 кВ	99933,54
	220 кВ	146970,47
	Все классы	1335288,87
	1150 кВ	3820,08
Итого на ЕЭС Возани	750 кВ	1450,16
2-я синхронная зона Итого по ЕЭС России	500 кВ	920011,88
	330 кВ	69393,98
	220 кВ	340612,77

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 [4];
- 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 HBB 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 [5] HBB сетевой организации включает в себя HBB на содержание электрических сетей и HBB 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 HBB 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 [2];
- утвержденной и принятой к учету в целях тарифного регулирования инвестиционной программой 1 ;
 - 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 розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [6].

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

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@».

² Приказ ФАС России от 01.12.2020 № 1176/20.

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 непревышения совокупного объема заемных средств в размере 3,5×ЕВІТОА 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.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных за 2023 год ПАО «Россети» и составляет 0 %.

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

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/ЕВІТДА 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)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	12 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	9 лет	9 лет

Прочие составляющие HBB на содержание электрических сетей ПАО «Россети», не учитываемые в Методических указаниях по проектированию

 $^{^3}$ Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

развития энергосистем [1], определены как разница между фактической HBB за 2023 год и расчетной HBB 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 2025-2029 годы принят основании планового полезного на 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 принимаемого на основании одобренного Минэнерго 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 организации», являющейся частью материалов, публикуемых соответствии с Постановлением Правительства РФ № 24 [6].

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

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».

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)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост ставки тарифа на услуги по передаче электрической энергии на содержание объектов ЕНЭС, оказываемые ПАО «Россети»	7 %	6 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ (все, кроме ДФО)	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Рост цен на газ (ДФО)	6 %	6 %	6 %	6 %	6 %	6 %
Рост цен на уголь	5 %	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 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

⁶ Приняты на основании сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации, основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (от 26.04.2024) и до 2036 года (22.11.2018).

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. 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	325	270	308	269	253
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	189	186	160	152	105	88
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету	395	217	192	462	135	543

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.	332	351	370	385	400	417
HBB	млрд руб.	428	546	590	587	591	598
ΔHBB (HBB - ΠBB)	млрд руб.	96	195	219	202	191	182
Прогнозный средний тариф на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС	руб./кВт·ч	0,56	0,58	0,61	0,63	0,65	0,68
Среднегодовой темп роста	%	_	105	105	104	103	104
Необходимый средний тариф на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС	руб./кВт·ч	0,72	0,91	0,97	0,96	0,97	0,97
Среднегодовой темп роста	%	ı	126	107	99	100	101
∆ среднего тарифа на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт∙ч	0,16	0,32	0,36	0,33	0,31	0,30

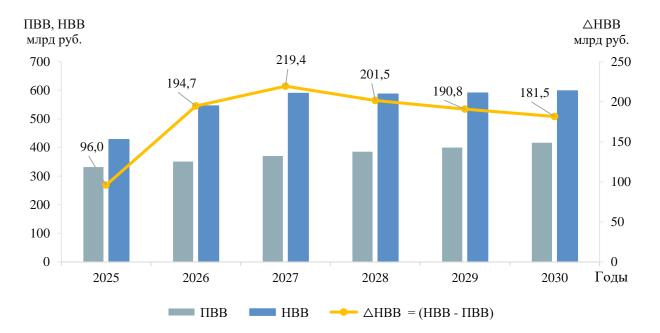


Рисунок 23 — Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ПАО «Россети» при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 55, <u>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.</u>

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. Оценка чувствительности экономических условий планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего единого (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 653 млрд руб. в год до 1105 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.

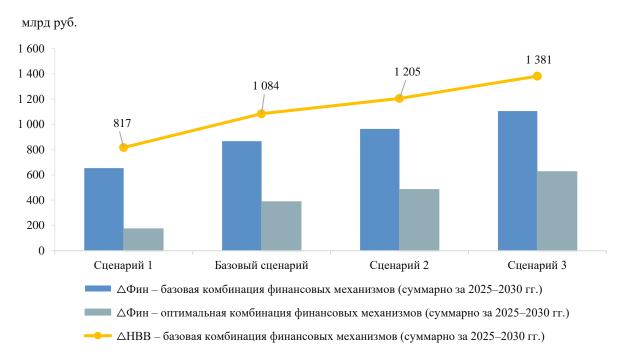


Рисунок 24 — Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста тарифа на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС

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	54 %	54 %	54 %	54 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %	10 %	10 %

Как видно из рисунка 24, <u>в прогнозном периоде возможно снижение дефицита</u> 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 включая предложения по развитию Единой национальной (общероссийской) электрической сети напряжением 220 кВ и выше, для обеспечения ЕЭС надежного функционирования России В долгосрочной перспективе, скоординированного развития сетевой инфраструктуры 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 1301110 млн кВт·ч, при среднегодовом темпе прироста потребления электрической энергии 2,14 %, в том числе: по 1-й синхронной зоне -1237024 млн кВт·ч (среднегодовой темп прироста -2,02 %), по 2-й синхронной зоне -64086 млн кВт·ч (среднегодовой темп прироста -4,87 %).

Максимальное потребление мощности ЕЭС России в 2025 году составит 173695 МВт. В 2030 году максимальное потребление мощности прогнозируется на уровне 186509 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста максимума потребления мощности 1,44 %.

Максимальное потребление мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России в 2025 году прогнозируется на уровне 165811 МВт. В 2030 году максимальное потребление мощности увеличится и составит 177405 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста максимума потребления мощности 1,34 %.

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 17074,9 МВт, в том числе: на AЭC-3850 МВт, ГЭC-249,9 МВт, ГAЭC-840 МВт, TЭC-7611,2 МВт и на BЭC, CЭC-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 14562,8 МВт (5,9 %) и составит 262727,7 МВт, в том числе: АЭС – 30393 МВт, ГЭС – 49463,5 МВт, ГАЭС – 2198,9 МВт, ТЭС – 170843,9 МВт, ВЭС, СЭС – 9828,4 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей ЕЭС не претерпит существенных изменений.

Для обеспечения балансов мощности может участвовать мощность электростанций ЕЭС России в объеме 228525,1 МВт в 2025 году и 233592,1 МВт в 2030 году, что превышает потребность в мощности с учетом перетока в смежные энергосистемы на 42108,1—49855,1 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 схеме и программе ЕЭС России.

Производство электрической энергии электростанциями ЕЭС России относительно фактической величины 2023 года (1134104,2 млн кВт·ч) возрастет на 172051,5 млн кВт·ч (до 1306156 млн кВт·ч) в 2030 году.

При прогнозируемых уровнях потребления электрической энергии потребность в органическом топливе тепловых электростанций ЕЭС России возрастет с 326,4 млн т у.т. в 2025 году до 354,4 млн т у.т. в 2030 году. Структура топлива на прогнозируемый период 2025–2030 годы не меняется, основную его долю составляет газ (71,1–71,9%). Удельный расход топлива на отпущенную электрическую энергию в 2025 году составит 316,3 г/кВт·ч, в 2030 году – 314,1 г/кВт·ч.

Потребность в инвестиционных ресурсах на развитие генерирующих мощностей и электрических сетей напряжением 220 кВ и выше в период 2024—2030 годов прогнозируется в размере 5661358,36 млн руб. с НДС, в том числе: на развитие генерирующих мощностей — 4326069,49 млн руб. с НДС, на развитие электрических сетей напряжением 220 кВ и выше — 1335288,87 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 : Приказом М-ва энергетики Российской Федерации утверждены от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний 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: 30.08.2024).
- 2. 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: 30.08.2024).
- 3. 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: 30.08.2024).
- 4. 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: 30.08.2024).
- 5. 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: 30.08.2024).
- 6. 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: 30.08.2024).

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

	тели по синхронным зонам, террит	Единица		акт	Оценка			Про	огноз		
Энергосистема / субъект Российской Федерации	Показатель	измерения	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	1 106 369,84	1 121 724,64	1 158 695,00	1 188 227,00	1 218 308,00	1 245 298,00	1 272 185,00	1 287 773,00	1 301 110,00
ЕЭС России	Максимум потребления мощности	МВт	158 864,00	168 741,00	170 085,00	173 695,00	177 183,00	180 888,00	183 596,00	185 310,00	186 509,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	247 601,77	248 164,88	249 764,50	253 455,82	254 770,29	257 092,47	261 588,87	263 577,67	262 727,67
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	1 061 909,47	1 075 775,09	1 110 177,00	1 137 221,00	1 162 641,00	1 185 314,00	1 208 760,00	1 223 810,00	1 237 024,00
1-я синхронная зона ЕЭС России	Максимум потребления мощности	МВт	152 118,00	161 593,00	162 535,00	165 811,00	169 030,00	172 199,00	174 522,00	176 220,00	177 405,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	236 359,88	236 952,99	238 452,62	242 049,42	243 075,89	244 616,66	248 548,06	250 086,86	249 236,86
	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	7 203,17	7 152,30	7 233,00	7 289,00	7 330,00	7 394,00	7 449,00	7 463,00	7 474,00
Архангельская область	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
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	4 690,29	4 729,49	4 917,00	4 980,00	5 068,00	5 172,00	5 297,00	5 365,00	5 421,00
Калининградская область	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
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	8 298,68	8 541,92	9 137,00	9 081,00	9 215,00	9 369,00	9 518,00	9 667,00	9 915,00
Республика Карелия	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
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	8 903,98	8 702,02	8 826,00	9 011,00	9 075,00	9 196,00	9 340,00	9 358,00	9 402,00
Республика Коми	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
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	11 998,40	11 934,23	12 086,00	12 894,00	13 714,00	14 238,00	16 342,00	18 949,00	19 973,00
Мурманская область	Максимум потребления мощности	МВт	1 786,00	1 837,00	1 805,00	1 941,00	1 961,00	2 349,00	2 656,00	2 657,00	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	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	48 974,40	49 120,03	51 773,00	52 645,00	53 617,00	54 995,00	57 043,00	58 336,00	59 814,00
области	Максимум потребления мощности	МВт	8 004,00	8 234,00	8 333,00	8 547,00	8 726,00	8 914,00	9 115,00	9 191,00	9 266,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	13 218,25	13 246,25	13 234,25	13 234,25	13 239,25	13 239,25	13 239,25	13 239,25	12 389,25
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	25 419,10	25 577,97	26 959,00	27 085,00	27 607,00	28 047,00	28 671,00	28 777,00	29 028,00
г. Санкт-Петербург	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	4 584,26	4 584,26	4 584,26	4 584,26	4 584,26	4 584,26	4 584,26
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	23 555,30	23 542,06	24 814,00	25 560,00	26 010,00	26 948,00	28 372,00	29 559,00	30 786,00
Ленинградская область	Максимум потребления мощности	МВт	3 659,00	3 820,00	4 036,00	4 120,00	4 260,00	4 418,00	4 538,00	4 599,00	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
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	4 667,99	4 786,92	5 037,00	5 115,00	5 284,00	5 298,00	5 321,00	5 315,00	5 323,00
Новгородская область	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
Поморомод област	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	2 395,55	2 456,51	2 615,00	2 604,00	2 685,00	2 712,00	2 747,00	2 768,00	2 796,00
Псковская область	Максимум потребления мощности Установленная мощность электростанций	MBT	414,00	437,00	456,00 445,74	442,00	451,00	461,00 445,74	471,00 445,74	476,00	480,00
		MBT	445,74	445,74	16 196,00	445,74	445,74	16 968,00		445,74 17 291,00	445,74 17 418,00
Белгородская область	Потребление электрической энергии Максимум потребления мощности	млн кВт∙ч	16 091,47 2 344,00	15 933,07		16 463,00 2 356,00	16 752,00		17 130,00 2 447,00		
велгородская область	Установленная мощность электростанций	МВт МВт	234,00	2 263,00 234,98	2 328,00 234,98	234,98	2 398,00 234,98	2 429,00 234,98	234,98	2 478,00 234,98	2 497,00 234,98
	Потребление электрической энергии	млн кВт-ч	4 406,89	4 344,16	4 382,00	4 452,00	4 494,00	4 542,00	4 572,00	4 582,00	4 597,00
Брянская область	Максимум потребления мощности	МВт	732,00	711,00	757,00	763,00	762,00	767,00	770,00	774,00	776,00
принскай область	Установленная мощность электростанций	MBT	23,25	23,25	23,25	23,25	23,25	23,25	23,25	23,25	23,25
	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	7 336,31	7 480,95	7 904,00	7 729,00	7 722,00	7 741,00	7 773,00	7 763,00	7 774,00
Владимирская область	Потреоление электрической энергии 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
Бладимирская область	Установленная мощность электростанций	МВт	602,00	602,00	602,00	602,00	602,00	602,00	602,00	602,00	602,00
	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	14 281,61	14 337,84	14 204,00	14 516,00	14 749,00	14 972,00	15 116,00	15 176,00	15 277,00
Вологодская область	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
Bostol ogenas costacin	Установленная мощность электростанций	MBT	1 413,99	1 429,99	1 429,99	1 429,99	1 429,99	1 429,99	1 429,99	1 429,99	1 429,99

Original August Deservious Assessment	Показатель	Единица	Фа	кт	Оценка			Прог	гноз		
Энергосистема / субъект Российской Федерации	показатель	измерения	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	12 533,30	12 593,99	13 016,00	13 247,00	13 448,00	13 721,00	13 926,00	14 110,00	14 333,00
Воронежская область	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
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	3 542,06	3 539,19	3 698,00	3 713,00	3 727,00	3 755,00	3 842,00	3 893,00	3 909,00
Ивановская область	Максимум потребления мощности	МВт	614,00	651,00	654,00	656,00	656,00	675,00	678,00	681,00	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
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	7 402,21	7 449,33	7 814,00	7 955,00	8 239,00	8 491,00	8 798,00	9 019,00	9 262,00
Калужская область	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	150,03	150,03	150,03	150,03	150,03	150,03	150,03
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	3 650,16	3 619,11	3 871,00	3 858,00	3 864,00	3 867,00	3 881,00	3 874,00	3 877,00
Костромская область	Максимум потребления мощности	МВт	614,00	626,00	636,00	648,00	648,00	649,00	650,00	650,00	651,00
	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
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	8 266,41	8 427,04	8 101,00	9 050,00	9 232,00	9 629,00	10 243,00	10 505,00	10 599,00
Курская область	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
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	13 868,99	13 967,99	13 937,00	14 174,00	14 286,00	14 361,00	14 443,00	14 467,00	14 529,00
Липецкая область	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
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	117 383,20	118 801,89	125 051,00	124 278,00	125 645,00	127 506,00	129 518,00	131 531,00	132 689,00
г. Москвы и Московской области	Максимум потребления мощности	МВт	18 665,00	19 790,00	20 450,00	20 820,00	21 190,00	21 510,00	21 850,00	22 140,00	22 440,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	16 233,03	16 108,03	16 398,04	16 331,04	16 338,04	16 376,04	18 112,44	18 112,44	18 112,44
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	55 425,70	55 807,08	60 024,00	59 180,00	60 647,00	61 674,00	62 738,00	63 209,00	63 880,00
г. Москва	Максимум потребления мощности	МВт	9 322,00	9 653,00	10 120,00	10 370,00	10 590,00	10 790,00	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
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	61 957,50	62 994,81	65 027,00	65 098,00	64 998,00	65 832,00	66 780,00	68 322,00	68 809,00
Московская область	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	5 764,55	5 697,55	5 697,55	5 697,55	7 433,95	7 433,95	7 433,95
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	2 898,63	2 865,55	3 050,00	3 006,00	3 017,00	3 032,00	3 049,00	3 050,00	3 062,00
Орловская область	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
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	6 961,87	7 150,37	7 163,00	7 468,00	7 479,00	7 454,00	7 605,00	7 729,00	7 764,00
Рязанская область	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
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	6 485,49	6 545,87	6 834,00	6 517,00	6 511,00	6 612,00	6 642,00	6 686,00	6 614,00
Смоленская область	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
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	3 535,27	3 495,09	3 595,00	3 592,00	3 656,00	3 679,00	3 695,00	3 688,00	3 692,00
Тамбовская область	Максимум потребления мощности	MB _T	593,00	610,00	607,00	622,00	623,00	623,00	624,00	625,00	625,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	283,00	283,00	290,00	310,00	310,00	461,20	461,20	461,20	461,20
Траначая области	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	9 050,94	9 258,38	9 591,00	9 660,00	9 773,00	9 743,00	9 957,00	10 098,00	10 094,00
Тверская область	Максимум потребления мощности	MB _T	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
Тууу эго э об чо эт	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч мрж	11 134,77 1 712,00	11 261,20 1 752,00	11 776,00	12 016,00 1 881,00	12 221,00 1 904,00	12 412,00	12 652,00	12 880,00	13 096,00
Тульская область	Максимум потребления мощности	MBT	1 /12,00	· ·	1 852,00	·	·	1 940,00	1 985,00 1 571,21	2 002,00	2 019,00
	Установленная мощность электростанций	MBT		1 596,21	1 571,21	1 571,21	1 571,21	1 571,21	·	1 571,21	1 571,21
anomorana afraar-	Потребление электрической энергии Максимум потребления мощности	млн кВт·ч мрж	8 496,12 1 410,00	8 621,60	9 015,00	8 978,00 1 493,00	8 980,00	9 073,00 1 519,00	9 233,00 1 527,00	9 379,00	9 499,00
Ярославская область	<u>i</u>	MB _T	· ·	1 491,00	1 478,00		1 493,00			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 2 867,00
Республика Марий Эл	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч мр _т	2 458,34	2 624,21	3 068,00	2 730,00 490,00	2 758,00 494,00	2 784,00 498,00	2 818,00 504,00	2 837,00 508,00	
геспуолика імарии эл	Максимум потребления мощности	MB _T	424,00 252,00	495,00	531,00	·	· ·		·	·	513,00
	Установленная мощность электростанций Потребление электрической энергии	МВт млн кВт∙ч	3 407,67	252,00 3 457,49	249,00 3 582,00	249,00 3 645,00	249,00 3 704,00	249,00 3 722,00	249,00 3 745,00	249,00 3 749,00	249,00 3 762,00
	ттотреоление электрической энергии	млн кртч			·					·	
Республика Мордовия	Максимум потребления мощности	МВт	547,00	579,00	579,00	591,00	595,00	595,00	596,00	596,00	597,00

, , , , , , , , , , , , , , , , , , ,		Единица	Фа	акт	Оценка			Прог	ГНОЗ		
Энергосистема / субъект Российской Федерации	Показатель	измерения	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	20 075,02	20 429,48	21 040,00	22 161,00	22 688,00	22 894,00	23 154,00	23 349,00	23 598,00
Нижегородская область	Максимум потребления мощности	МВт	3 156,00	3 291,00	3 476,00	3 559,00	3 598,00	3 631,00	3 659,00	3 688,00	3 717,00
	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
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	4 836,53	4 774,07	4 928,00	5 015,00	5 123,00	5 133,00	5 220,00	5 288,00	5 333,00
Пензенская область	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
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	23 139,19	23 422,90	24 123,00	24 693,00	25 436,00	25 744,00	26 166,00	26 437,00	26 637,00
Самарская область	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	5 936,85	6 081,75	6 081,75	6 081,75	6 081,75	6 416,75	6 416,75
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	13 053,52	13 069,47	13 450,00	14 059,00	14 180,00	14 684,00	15 350,00	15 666,00	16 032,00
Саратовская область	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
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	33 001,85	33 365,83	34 083,00	35 195,00	35 883,00	36 525,00	37 294,00	37 764,00	38 289,00
Республика Татарстан	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	8 691,58	8 691,58	8 693,58	8 713,58	9 062,58	9 062,58	9 062,58
v	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	5 598,35	5 570,00	5 824,00	5 839,00	5 925,00	6 006,00	6 064,00	6 094,00	6 121,00
Ульяновская область	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	1 039,90	1 039,90	1 039,90	1 039,90	1 039,90
H	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	5 310,20	5 384,20	5 533,00	5 558,00	5 602,00	5 675,00	5 730,00	5 752,00	5 790,00
Чувашская Республика – Чувашия	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 МВт	4 236,58 698,00	4 394,41 771,00	4 349,00	4 504,00 760,00	4 569,00 759,00	4 644,00	4 707,00	4 758,00 775,00	4 799,00 775,00
Астраханская область	Максимум потребления мощности	МВт	1 369,20	1 369,20	755,00 1 437,80	1 437,80	1 587,80	775,00 1 707,80	775,00 1 870,30	1 945,30	1 945,30
	Установленная мощность электростанций Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	16 686,20	16 784,29	16 836,00	17 215,00	17 467,00	18 108,00	18 798,00	1943,30	1 943,30
Волгоградская область	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
Волгоградская область	Установленная мощность электростанций	MBT	4 320,99	4 326,99	4 357,74	4 665,54	4 676,04	5 031,09	5 206,09	5 468,59	5 468,59
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	8 482,03	8 626,00	9 184,00	8 915,00	8 992,00	9 089,00	9 190,00	9 317,00	9 401,00
Республика Дагестан	Максимум потребления мощности	MBT 4	1 463,00	1 546,00	1 615,00	1 638,00	1 658,00	1 675,00	1 694,00	1 712,00	1 732,00
т сопуслика дагестан	Установленная мощность электростанций	МВт	1 920,13	1 920,13	1 920,13	2 260,13	2 439,60	2 439,60	2 468,60	2 547,40	2 547,40
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	924,84	1 020,83	1 398,00	1 329,00	1 344,00	1 352,00	1 356,00	1 352,00	1 352,00
Республика Ингушетия	Максимум потребления мощности	МВт	157,00	186,00	230,00	239,00	239,00	239,00	239,00	239,00	239,00
1 0011) 0111111111111111111111111111111	Установленная мощность электростанций	МВт	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Потребление электрической энергии	млн кВт-ч	1 846,97	1 926,99	2 066,00	1 997,00	2 040,00	2 085,00	2 127,00	2 155,00	2 184,00
Кабардино-Балкарская Республика	Максимум потребления мощности	МВт	302,00	314,00	328,00	339,00	345,00	353,00	357,00	362,00	367,00
100	Установленная мощность электростанций	МВт	220,10	220,10	220,10	243,50	243,50	243,50	266,70	266,70	266,70
	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	844,64	913,37	913,00	914,00	914,00	914,00	916,00	914,00	914,00
Республика Калмыкия	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
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	1 463,60	1 471,62	1 531,00	1 522,00	1 562,00	1 586,00	1 613,00	1 630,00	1 651,00
Карачаево-Черкесская Республика	Максимум потребления мощности	МВт	251,00	262,00	265,00	273,00	276,00	278,00	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
	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	31 048,56	32 037,50	32 877,00	33 428,00	34 642,00	35 630,00	36 832,00	37 791,00	38 468,00
D		MD	5461,00 ¹⁾	6057,00 ¹⁾	6 088,00	6 173,00	6 364,00	6 563,00	6 712,00	6 830,00	6 882,00
Республики Адыгея и Краснодарского края	Максимум потребления мощности	МВт	4767,00 ²⁾	5030,00 ²⁾	5 094,00	5 164,00	5 336,00	5 510,00	5 644,00	5 745,00	5 793,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	2 658,44	2 681,92	3 247,60	3 410,60	3 410,60	3 410,60	3 660,60	3 660,60	3 660,60
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	1 645,52	1 535,88	1 578,00	1 677,00	1 770,00	1 786,00	1 799,00	1 802,00	1 810,00
			263,00 ¹⁾	288,00 ¹⁾	290,00	325,00	327,00	328,00	329,00	331,00	332,00
Республика Адыгея	Максимум потребления мощности	МВт	263,00 ²⁾	282,00 ²⁾	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
	Потребление электрической энергии	млн кВт-ч	29 403,04	30 501,62	31 299,00	31 751,00	32 872,00	33 844,00	35 033,00	35 989,00	36 658,00
			5203,00 ¹⁾	5769,00 ¹⁾	5 798,00	5 848,00	6 037,00	6 235,00	6 383,00	6 499,00	6 550,00
Краснодарский край	Максимум потребления мощности	МВт	4504,00 ²⁾	4768,00 ²⁾	4 826,00	4 880,00	5 051,00	5 224,00	5 357,00	5 456,00	5 503,00
1	Установленная мощность электростанций	МВт	2 477,74	2 501,22	3 066,90	3 229,90	3 229,90	3 229,90	3 479,90	3 479,90	3 479,90

Энергосистема / субъект Российской Федерации	Показатель	Единица	Фа	ікт	Оценка			Про	ГНОЗ		
энергосистема / суовект госсинской Федерации	Показатель	измерения	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	20 088,42	20 405,54	21 065,00	21 164,00	21 477,00	21 760,00	22 117,00	22 246,00	22 491,00
			3062,00 ¹⁾	3410,00 ¹⁾	3 269,00	3 476,00	3 525,00	3 568,00	3 585,00	3 600,00	3 616,00
Ростовская область	Максимум потребления мощности	МВт	3130,00 ²⁾	3191,00 ²⁾	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	7 937,36	7 937,36	7 886,36	7 886,36	7 886,36
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	1 867,35	1 916,34	2 002,00	1 961,00	1 992,00	2 015,00	2 039,00	2 060,00	2 085,00
Республика Северная Осетия – Алания	Максимум потребления мощности	МВт	371,00	365,00	370,00	371,00	373,00	375,00	378,00	380,00	382,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	448,12	448,12	463,12	463,12	466,72	466,72	466,72	466,72	466,72
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	11 286,33	11 629,44	11 784,00	11 981,00	12 205,00	12 349,00	12 493,00	12 620,00	12 758,00
Ставропольский край	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
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	3 412,57	3 549,32	3 865,00	3 814,00	3 880,00	3 947,00	4 024,00	4 082,00	4 154,00
Чеченская Республика	Максимум потребления мощности	МВт	562,00	616,00	655,00	654,00	664,00	675,00	687,00	698,00	711,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	366,30	366,30	375,50	410,50	410,50	410,50	433,50	433,50	433,50
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	8 858,46	8 826,50	8 885,00	9 464,00	9 955,00	10 247,00	10 497,00	10 691,00	10 914,00
Республики Крым и г. Севастополя	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	2 080,48	2 080,48	2 080,48	2 053,08	2 303,08	2 303,08	2 303,08
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	1 742,81	1 726,00	1 688,00	1 813,00	1 903,00	1 957,00	1 998,00	2 032,00	2 072,00
г. Севастополь	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
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	7 115,65	7 100,50	7 197,00	7 651,00	8 052,00	8 290,00	8 498,00	8 658,00	8 841,00
Республика Крым	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	1 418,38	1 418,38	1 418,38	1 390,98	1 640,98	1 640,98	1 640,98
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	27 560,46	27 830,65	28 329,00	29 631,00	30 057,00	30 260,00	30 749,00	30 970,00	31 155,00
Республика Башкортостан	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	5 637,97	5 652,77	5 670,77	5 710,57	5 710,57	5 710,57	5 710,57
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	7 299,65	7 347,52	7 551,00	7 553,00	7 664,00	7 737,00	7 831,00	7 883,00	7 957,00
Кировская область	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
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	4 497,96	4 478,74	4 454,00	4 549,00	4 625,00	4 666,00	4 713,00	4 754,00	4 786,00
Курганская область	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
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	15 773,92	16 251,50	16 325,00	16 863,00	17 242,00	17 549,00	17 879,00	18 095,00	18 148,00
Оренбургская область	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
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	23 231,58	23 925,03	25 116,00	25 865,00	26 734,00	27 248,00	27 598,00	27 657,00	27 793,00
Пермский край	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	7 832,75	7 832,75	7 877,75	7 892,75	7 887,75	7 887,75	7 887,75
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	43 207,46	43 185,67	43 117,00	45 140,00	46 016,00	46 806,00	47 212,00	47 412,00	47 670,00
Свердловская область	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	10 622,35	10 642,35	10 657,35	10 672,35	10 672,35	10 672,35	10 672,35
Тюменской области, Ханты-Мансийского и	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	92 849,88	92 166,26	90 655,00	96 911,00	98 794,00	100 564,00	102 250,00	102 779,00	103 210,00
Ямало-Ненецкого автономных округов	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	17 603,95	17 623,95	17 635,95	17 635,95	17 635,95
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	16 215,03	15 981,31	16 390,00	16 421,00	16 818,00	17 600,00	17 911,00	18 079,00	18 313,00
Тюменская область	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	2 289,05	2 289,05	2 289,05	2 289,05	2 289,05
Ханты-Мансийский автономный	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	66 814,00	66 225,08	64 020,00	69 204,00	69 830,00	70 294,00	71 133,00	71 315,00	71 401,00
ланты-мансийский автономный округ – Югра	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
0.hpj1 101pu	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
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	9 820,85	9 959,87	10 245,00	11 286,00	12 146,00	12 670,00	13 206,00	13 385,00	13 496,00
Ямало-Ненецкий автономный округ	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	Поморожент	Единица	Фа	кт	Оценка			Прог	ТНО3		
Энергосистема / суоъект госсииской Федерации	Показатель	измерения	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	9 763,52	9 632,92	9 831,00	9 833,00	10 016,00	10 109,00	10 211,00	10 248,00	10 315,00
Удмуртская Республика	Максимум потребления мощности	МВт	1 539,00	1 604,00	1 571,00	1 591,00	1 618,00	1 629,00	1 639,00	1 645,00	1 650,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	576,57	576,57	696,89	696,89	711,89	711,89	711,89	711,89	711,89
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	36 680,06	38 325,43	39 276,00	39 976,00	41 170,00	41 364,00	41 712,00	41 789,00	41 865,00
Челябинская область	Максимум потребления мощности	МВт	5 187,00	5 675,00	5 317,00	5 810,00	5 918,00	5 952,00	5 947,00	5 958,00	5 969,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	5 627,42	5 808,53	5 842,93	5 842,93	5 869,83	5 205,83	5 122,83	5 122,83	5 122,83
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	10 904,03	11 138,38	11 498,00	11 619,00	11 666,00	11 768,00	11 892,00	11 938,00	12 015,00
Республики Алтай и Алтайского края	Максимум потребления мощности	МВт	1 947,00	1 938,00	1 977,00	2 003,00	2 014,00	2 027,00	2 041,00	2 053,00	2 066,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 696,31	1 696,31	1 696,31	1 696,31	1 706,31	1 706,31	1 706,31	1 706,31	1 706,31
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	10 277,13	10 463,82	10 778,00	10 903,00	10 931,00	11 022,00	11 133,00	11 169,00	11 234,00
Алтайский край	Максимум потребления мощности	МВт	1 831,00	1 806,00	1 842,00	1 862,00	1 872,00	1 884,00	1 897,00	1 908,00	1 920,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 576,31	1 576,31	1 576,31	1 576,31	1 586,31	1 586,31	1 586,31	1 586,31	1 586,31
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	626,90	674,56	720,00	716,00	735,00	746,00	759,00	769,00	781,00
Республика Алтай	Максимум потребления мощности	МВт	118,00	136,00	139,00	144,00	145,00	146,00	147,00	148,00	149,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	5 883,43	6 135,75	6 727,00	7 250,00	8 219,00	9 005,00	9 084,00	9 188,00	9 950,00
Республика Бурятия	Максимум потребления мощности	МВт	1 002,00	1 143,00	1 266,00	1 259,00	1 386,00	1 511,00	1 517,00	1 753,00	1 758,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 523,77	1 543,77	1 645,77	1 645,77	1 645,77	1 645,77	1 710,77	1 800,77	1 800,77
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	8 580,80	8 832,06	9 456,00	9 804,00	11 049,00	12 049,00	12 309,00	12 374,00	12 634,00
Забайкальский край	Максимум потребления мощности	МВт	1 356,00	1 465,00	1 490,00	1 583,00	1 762,00	1 903,00	1 930,00	1 989,00	1 994,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 693,80	1 693,80	1 753,80	2 090,56	2 361,56	2 532,18	2 752,48	3 212,48	3 212,48
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	64 352,38	66 778,23	72 708,00	76 489,00	78 366,00	80 638,00	82 349,00	83 871,00	85 349,00
Иркутская область	Максимум потребления мощности	МВт	9 111,00	10 168,00	10 922,00	11 308,00	11 665,00	12 018,00	12 217,00	12 362,00	12 399,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	13 090,50	13 120,20	13 323,90	13 323,90	13 323,90	13 323,90	13 783,90	14 013,90	14 013,90
70	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	31 172,40	31 232,88	31 127,00	31 638,00	32 712,00	33 498,00	34 260,00	34 397,00	34 581,00
Кемеровская область	Максимум потребления мощности	МВт	4 384,00	4 519,00	4 453,00	4 466,00	4 591,00	4 728,00	4 818,00	4 845,00	4 868,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	5 465,84	5 465,84	5 465,84	5 465,84	5 465,84	5 480,84	5 480,84	5 480,84	5 480,84
7.	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	49 291,30	50 778,60	54 333,00	55 407,00	57 464,00	59 135,00	60 032,00	60 079,00	60 196,00
Красноярский край	Максимум потребления мощности	МВт	6 647,00	7 338,00	7 573,00	7 925,00	8 112,00	8 263,00	8 316,00	8 344,00	8 371,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	15 947,96	16 039,56	16 134,56	16 296,56	16 369,56	16 369,56	16 369,56	16 369,56	16 369,56
и с с	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	17 325,92	17 422,87	17 937,00	18 339,00	19 185,00	19 917,00	20 191,00	20 337,00	20 522,00
Новосибирская область	Максимум потребления мощности	МВт	3 013,00	3 157,00	3 167,00	3 287,00	3 367,00	3 441,00	3 454,00	3 467,00	3 480,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	3 027,57	3 027,57	3 027,57	3 027,57	3 047,57	3 067,57	3 067,57	3 067,57	3 067,57
	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	11 108,18	11 312,62	11 721,00	11 810,00	11 913,00	11 976,00	12 088,00	12 130,00	12 179,00
Омская область	Максимум потребления мощности	MBT	1 801,00	1 939,00	1 851,00	1 936,00	1 947,00	1 957,00	1 970,00	1 982,00	1 990,00
	Установленная мощность электростанций	MBT	1 661,20	1 661,20	1 680,20	1 680,20	1 680,20	1 680,20	1 680,20	1 680,20	1 680,20
Томская область	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	8 270,65	8 269,69	8 308,00	8 421,00	8 510,00	8 630,00	8 870,00	8 872,00	8 897,00
томская ооласть	Максимум потребления мощности Установленная мощность электростанций	МВт МВт	1 266,00 943,40	1 311,00 944,45	1 315,00 949,45	1 341,00 959,45	1 349,00 959,45	1 360,00 959,45	1 388,00 1 259,45	1 392,00 1 259,45	1 396,00 1 259,45
	установленная мощность электростанции Потребление электрической энергии	мвт млн кВт·ч	943,40 836,94	944,45	949,45 984,00	959,45 1 076,00	1 248,00	959,45 1 479,00	1 239,43	2 264,00	2 325,00
Республика Тыва	Потреоление электрической энергии Максимум потребления мощности	млн квт ч	159,00	177,00	178,00	222,00	241,00	310,00	311,00	313,00	314,00
т еспуолика тыва	Максимум потреоления мощности Установленная мощность электростанций	МВт	17,00	17,00	178,00	17,00	18,25	18,25	18,25	18,25	18,25
	Лотребление электрической энергии	млн кВт·ч	16 933,54	17,00	17,00	17,00	17 870,00	18 091,00	18 212,00	18 182,00	18 226,00
Республика Хакасия	Потреоление электрической энергии Максимум потребления мощности	МВт	2 219,00	2 267,00	2 302,00	2 299,00	2 334,00	2 370,00	2 379,00	2 379,00	2 383,00
1 сепуолика Лакасия	Установленная мощность электростанций	MBT	7 162,16	7 167,12	7 167,12	7 167,12	7 172,02	7 172,02	7 172,02	7 172,02	7 172,02
	Установленная мощность электростанции Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	44 460,38	45 949,54	48 518,00	51 006,00	55 667,00	59 984,00	63 425,00	63 963,00	64 086,00
2-я синхронная зона ЕЭС России	Максимум потребления мощности	МВт	7 246,00	7 883,00	8 206,00	8 627,00	8 925,00	9 513,00	9 931,00	9 950,00	9 967,00
2 A composition some BOC I occur	Установленная мощность электростанций	MBT	11 241,89	11 211,89	11 311,89	11 406,40	11 694,40	12 475,81	13 040,81	13 490,81	13 490,81
	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	10 068,79	10 563,57	11 445,00	12 176,00	13 787,00	15 231,00	15 912,00	15 900,00	15 913,00
Амурская область	Максимум потребления мощности	МВт	1 618,00	1 755,00	1 840,00	1 932,00	2 082,00	2 299,00	2 402,00	2 402,00	2 404,00
1 my peran oonaers	Установленная мощность электростанций	МВт	4 307,00	4 307,00	4 307,00	4 307,00	4 307,00	4 307,00	4 307,00	4 757,00	4 757,00
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	14 528,95	14 747,47	15 334,00	15 889,00	17 320,00	18 545,00	19 390,00	19 554,00	19 642,00
Приморский край	Максимум потребления мощности	МВт	2 603,00	2 743,00	2 896,00	3 067,00	3 166,00	3 254,00	3 352,00	3 370,00	3 384,00
11pilitoponini npun	Установленная мощность электростанций	МВт	2 759,00	2 759,00	2 799,00	2 850,95	2 850,95	3 170,95	3 185,95	3 185,95	3 185,95

2	П	Единица	Фа	КТ	Оценка			Про	гноз		
Энергосистема / субъект Российской Федерации	Показатель	измерения	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
V.6	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	11 357,46	11 642,36	12 060,00	13 027,00	14 301,00	15 683,00	16 910,00	16 877,00	16 890,00
Хабаровского края и Еврейской автономной области	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
OGIACIH	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
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	9 453,05	9 679,90	10 064,00	10 998,00	12 254,00	13 441,00	14 474,00	14 446,00	14 459,00
Хабаровский край	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
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	1 904,41	1 962,46	1 996,00	2 029,00	2 047,00	2 242,00	2 436,00	2 431,00	2 431,00
Еврейская автономная область	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	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Потребление электрической энергии	млн кВт∙ч	8 505,18	8 996,14	9 679,00	9 914,00	10 259,00	10 525,00	11 213,00	11 632,00	11 641,00
Республика Саха (Якутия)	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⁾ Фактический и прогнозный максимумы потребления мощности приведены для летнего периода.

²⁾ Фактический и прогнозный максимумы потребления мощности приведены для летнего 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

	reperent municipal	тусмых изменени П			Т	Tobber	Tob no npe	Поводетву	SHOKIPH IC	l	I DESC		Терпод 202	1	<u> </u>
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.
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	ПТ-30-90/10	Уголь			30,0					30,0
Архангельская область	ПАО «ТГК-2»	Северодвинская ТЭЦ-1	Ввод мощности	ТЭС	7	ПТ-30/40-8.8/1.3	Газ			30,0					30,0
			Вывод из эксплуатации	Всего						30,0					30,0
				АЭС ГЭС	1										
				ТЭС	=	=	_			30,0					30,0
				ВЭС СЭС	-										+
			Ввод мощности	Bcero AЭC						30,0					30,0
				ГЭС	=	_	_								
				ТЭС ВЭС	-		_			30,0					30,0
				СЭС											
			До модернизации	Всего АЭС	1									1	+
Итого по Архангельской области	=	-		ГЭС ТЭС	_	-	_								1
				ВЭС											+
			После модернизации	СЭС Всего											
			после модернизации	АЭС											
				ГЭС ТЭС	-	-	-								+
				ВЭС											
			Изменение мощности	СЭС 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 АЭС	-										
				ГЭС	_	=	_								
				ТЭС ВЭС	-										+
			D	СЭС					6.0						
			Ввод мощности	Всего АЭС					6,0						6,0
				ГЭС ТЭС	_	-	-		6,0						6,0
				ВЭС					0,0						0,0
			До модернизации	СЭС Всего											+
Итого по Калининградской				АЭС ГЭС											
области	=	=		ТЭС	=	=	-								<u> </u>
				ВЭС СЭС											
			После модернизации	Всего											
				АЭС ГЭС	1										+
				ТЭС	=	=	_								1
				BЭC СЭС	-										<u>+</u>
			Изменение мощности	Всего АЭС											<u></u>
				ГЭС	_	_	_								
				ТЭС ВЭС	-										
				СЭС	1										
Республика Коми	ПАО «Т Плюс»	Интинская ТЭЦ	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПР-6-35/10/1,2	Уголь, мазуг	6,0							

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.
			Вывод из эксплуатации	Bcero AЭC			-	6,0					
				ГЭС	_	_	_						
				TЭC ВЭС				6,0					
			Ввод мощности	CЭC Bcero									
			ввод мощности	АЭС									
				ГЭС ТЭС	=	=	_						
				ВЭС									
			До модернизации	CЭC Bcero									
				АЭС									
Итого по Республике Коми	=	=		ГЭС ТЭС	=	=	_						
				ВЭС СЭС			-						
			После модернизации	Всего			_						
				АЭС ГЭС			-						
				ТЭС	-	=	_						
				ВЭС СЭС			-						
			Изменение мощности	Bcero AЭC									
				ГЭС	-	_	_						
				TЭC ВЭС	_	_							
				СЭС									
г. Санкт-Петербург	ПАО «ТГК-1»	Автовская ТЭЦ (ТЭЦ-15)	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	T-22-90	Газ	22,0					
			Вывод из эксплуатации	Всего АЭС			-	22,0					
				ГЭС	_	_	_						
				TЭC ВЭС			-	22,0					
			D.	СЭС									
			Ввод мощности	Всего АЭС									
				ГЭС ТЭС	_	_	_						
				ВЭС									
			До модернизации	СЭС Всего									
			до модериизации	АЭС									
Итого по г. Санкт-Петербургу	-	-		ГЭС ТЭС	_	-	_						
1 31 3				ВЭС									
			После модернизации	СЭС Всего									
				АЭС ГЭС			-						
				ТЭС	_	_	_						
				ВЭС СЭС			-						
			Изменение мощности	Всего									
				АЭС ГЭС									
				ТЭС	-	-	_						
				ВЭС СЭС			<u> </u>						
	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
	110 «концерн госэнерговтом»	ленині радская АЭС	Вывод из эксплуатации	АЭС	4	РБМК-1000 (К-500- 65/3000-2 - 2 шт.)	Ядерное топливо					1000,0	1000,0
Ленинградская область	AO «Концерн Росэнергоатом»	Ленинградская АЭС-2	Ввод мощности	АЭС	7	BBЭP-1200	Ядерное топливо					1150,0	1150,0
элений радокия общога			До модернизации	ТЭС	4	ПТ-60-130/13	Газ, мазут			60,0			60,0
	ПАО «ОГК-2»	Киришская ГРЭС	После модернизации	ТЭС						65,0			65,0
			Изменение мощности	ТЭС						5,0			5,0
			Вывод из эксплуатации	Bcero AЭC								2000,0 2000,0	2000,0 2000,0
				ГЭС	-	_	_					2000,0	2000,0
				TЭC BЭC	_	_							
				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.
			Ввод мощности	Всего										1150,0	1150,0
				АЭС ГЭС	_									1150,0	1150,0
				T9C	-	-	-								
				ВЭС											
			-	СЭС						60.0					60.0
			До модернизации	Всего АЭС	_					60,0					60,0
н				ГЭС											
Итого по Ленинградской области	_	=		ТЭС	_	=	=			60,0					60,0
				BЭC СЭС											
			После модернизации	Bcero						65,0					65,0
			,,,	АЭС						/-					117
				ГЭС	_	_	_								
				TЭC ВЭС	-					65,0					65,0
				C9C											
			Изменение мощности	Всего						5,0					5,0
				A9C											
				ГЭС ТЭС	-	-	-			5,0					5,0
				ВЭС						3,0					3,0
				СЭС											
Мурманская область	ПАО «ТГК-1»	ГЭС «Арктика»	Ввод мощности	ГЭС	1	Гидротурбина вертикальная поворотно- лопастная (код ГТП GVIE1714)	-			16,5					16,5
			Вывод из эксплуатации	Всего АЭС	4										-
				ГЭС	1				<u> </u>		<u> </u>	<u> </u>			
				ТЭС	_	-	_								
				B9C											
			Ввод мощности	СЭС Всего						16,5					16,5
			Ввод мощности	АЭС						10,5	-				10,5
				ГЭС	_	_	_			16,5					16,5
				TЭC ВЭС	1										
				C9C	-										
			До модернизации	Всего											
				АЭС											
Итого по Мурманской области	_	=		ГЭС ТЭС	_	-	-								
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Bcero											
				АЭС ГЭС	+										
				ТЭС	_	-	_								
				ВЭС											
			Изменение мощности	СЭС Всего											
			изменение мощности	АЭС	-										+
				ГЭС											
				ТЭС	_	_	_								
				ВЭС СЭС	4										-
			До модернизации	TЭC	1	ПТ-50-9,0/1,28	Газ			53,0					53,0
			После модернизации	ТЭС						50,0					50,0
Новгородская область	ПАО «ТГК-2»	Новгородская ТЭЦ	Изменение мощности До модернизации	TЭC ТЭС	4	ГТЭ-160	Газ	1	1	-3,0 168,0		-			-3,0 168,0
			До модернизации После модернизации	T9C	+	113-100	1 83	 	1	160,0					160,0
			Изменение мощности	ТЭС						-8,0					-8,0
			Вывод из эксплуатации	Всего	-										
			-	АЭС ГЭС	1			-	1		+	+			+
				ТЭС	-	_	-		1		†	†			
				ВЭС]										
			D	СЭС				1	1			-			<u> </u>
			Ввод мощности	Всего АЭС	†				1		1	1			+
				ГЭС	_	_	_								
				TЭC	_		_								
				ВЭС СЭС	-						-	-			+
			До модернизации	Bcero						221,0					221,0
			, , , , , ,	АЭС]					,"					<i>'</i>
Итого по Новгородской области	_	_		ГЭС	_	_	_			221.5					221.0
эт э				TЭC	-				1	221,0		-			221,0
				ВЭС СЭС	1			<u> </u>	 		1	1			+
			После модернизации	Всего					<u> </u>	210,0					210,0
				АЭС]										
				ГЭС ТЭС	_	-	-		1	210.0	1	1			210.0
				B3C	1			<u> </u>	 	210,0	1	1			210,0
				СЭС	1										
·	•	•	<u></u>	. 232		i				ı	1	•			

								2024					
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.
			Изменение мощности	Bcero						-11,0			-11,0
				АЭС ГЭС	-								
				ТЭС	=	=	=			-11,0			-11,0
				ВЭС СЭС	1								
Республика Карелия	ООО «ЕвроСибЭнерго- Гидрогенерация»	МГЭС «Сегозерская ГЭС»	Ввод мощности	ГЭС	1–3	ПР15-ГК-280 (код ГТП GVIE1329)	-	8,1					
			Вывод из эксплуатации	Всего									
				АЭС ГЭС	-								
				ТЭС	=	-	_						
				ВЭС СЭС									
			Ввод мощности	Всего				8,1					
				АЭС ГЭС	- -	_	_	8,1					-
				TЭC ВЭС	_	_	_						
				СЭС									
			До модернизации	Всего АЭС	1								
Итого по Республике Карелия	=	-		ГЭС	_	-	_						
				ТЭС ВЭС									
			После модернизации	СЭС Всего									
			тюеле модериизации	АЭС									
				ГЭС ТЭС	_	-	-						
				ВЭС									
			Изменение мощности	CЭC Bcero									
				АЭС ГЭС									
				ТЭС		-	-						
				ВЭС СЭС	-								
			Вывод из эксплуатации	Bcero AЭC				28,0		30,0		2000,0 2000,0	
				ГЭС	_	_	-					2000,0	
				ТЭС ВЭС	-		_	28,0		30,0			30,0
			D	CЭC				0.1	6.0	465		1150	1202.5
			Ввод мощности	Всего АЭС				8,1	6,0	46,5		1150,0 1150,1	
				ГЭС ТЭС	_	-	-	8,1	6,0	16,5 30,0			16,5 36,0
				ВЭС					0,0	30,0			50,0
			До модернизации	СЭС Всего						281,0			281,0
				АЭС						. , ,			
ОЭС Северо-Запада	=	-		ГЭС ТЭС	-	-	-			281,0			281,0
				BЭC СЭС									
			После модернизации	Всего						275,0			275,0
				АЭС ГЭС	_	_	-						
				TЭC ВЭС	-	_	_			275,0			275,0
			H	СЭС	1					(0)			
			Изменение мощности	Bcero AЭC	1					-6,0			-6,0
				ГЭС ТЭС	_	-	-			-6,0			-6,0
				ВЭС]					-77			2,0
				СЭС								+ + + + + + + + + + + + + + + + + + + +	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	7	P-14-90/10-17M	Газ			14,0			14,0
Воронежская область	AO «Квадра»	Воронежская ТЭЦ-1	До модернизации	ТЭС		P-14-90/10-17M	Газ			14,0			14,0
			После модернизации	ТЭС	8					30,0			30,0
			Изменение мощности	ТЭС						16,0			16,0
			Вывод из эксплуатации	Bcero AЭC	<u> </u>				<u> </u>	14,0			14,0
				ГЭС ТЭС	_	-	-			14,0			14,0
				ВЭС	1					1190			1-7,0
i l		I		СЭС	1	<u> </u>	<u> </u>		1			1	

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.
			Ввод мощности	Всего АЭС ГЭС											
				TЭC ВЭС СЭС	_	-	_								
н Р х с			До модернизации	Всего АЭС ГЭС						14,0					14,0
Итого по Воронежской области	-	=		TЭC ВЭС СЭС	_	-	-			14,0					14,0
			После модернизации	Всего АЭС ГЭС	_	_	-			30,0					30,0
			14	TЭC ВЭС СЭС Всего	-					30,0					30,0
			Изменение мощности	АЭС ГЭС ТЭС	_	-	-			16,0					16,0
				BЭC СЭС						20,0					
Ивановская область	ПАО «Т Плюс»	Ивановская ТЭЦ-2	Вывод из эксплуатации	ТЭС ТЭС	1 4	ПТ-25-90/10М ПТ-25-90/10М	Газ, мазут		25,0 25,0						25,0 25,0
			Вывод из эксплуатации Вывод из эксплуатации	Bcero	4	111-25-90/10M	Газ, мазут		50,0						50,0
				АЭС ГЭС ТЭС ВЭС	_	-	-		50,0						50,0
			Ввод мощности	СЭС Всего АЭС											
				ГЭС ТЭС ВЭС СЭС	- -	-	-								
Harris Harris Artista			До модернизации	Всего АЭС ГЭС											
Итого по Ивановской области	-	-		T9C B9C C9C	-	-	-								
			После модернизации	Всего АЭС ГЭС ТЭС	_	-	-								
			Изменение мощности	BЭC СЭС Bcero											
				АЭС ГЭС ТЭС	-	-	-								
			До модернизации	BЭC СЭС ТЭС	1	K-300-240-1	Газ				300,0				300,0
			После модернизации	ТЭС	1	K-300-240-1	1 43				330,0				330,0
			Изменение мощности До модернизации	ТЭС ТЭС	3	K-300-240-1	Газ		300,0		30,0				30,0 300,0
			После модернизации	ТЭС					330,0						330,0
	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Костромская ГРЭС	Изменение мощности До модернизации	ТЭС ТЭС	5	K-300-240-1	Газ		30,0	300,0					30,0 300,0
Костромская область			После модернизации	ТЭС	3	K-300-240-1	1 43			330,0					330,0
			Изменение мощности	ТЭС		***********				30,0					30,0
			До модернизации После модернизации	ТЭС ТЭС	6	K-300-240-1	Газ			300,0 330,0					300,0 330,0
			Изменение мощности	ТЭС						30,0					30,0
	ПАО «ТГК-2»	Voors	До модернизации	ТЭС ТЭС	2	T-100/120-130-3	Газ, мазут				110,0 120,0				110,0 120,0
	HAO «H K-2»	Костромская ТЭЦ-2	После модернизации Изменение мощности	ТЭС ТЭС							120,0				120,0
			Вывод из эксплуатации	Bcero AЭC											
				ГЭС ТЭС	- -	-	-								
				BЭC СЭС	1										
			Ввод мощности	Bcero AЭC											
				ГЭС ТЭС	_	-	-								
				B9C C9C	1										
		ı	1		1	1	1	1	1			1	1	1	

	1		1			I	1	Τ	1	Τ	T	T	1	T
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.
			До модернизации	Bcero					300,0	600,0	410,0			1310,0
				АЭС ГЭС	+									
Итого по Костромской области	=	=		ТЭС	=	=	=		300,0	600,0	410,0			1310,0
				ВЭС СЭС	4									
			После модернизации	Всего					330,0	660,0	450,0			1440,0
				АЭС ГЭС	1									
				ТЭС	_	-	-		330,0	660,0	450,0			1440,0
				ВЭС СЭС										
			Изменение мощности	Bcero					30,0	60,0	40,0			130,0
				АЭС										
				ГЭС ТЭС	-	-	-		30,0	60,0	40,0			130,0
				ВЭС						, .	.,,.			
				СЭС			+							
Курская область	АО «Концерн Росэнергоатом»	Курская АЭС-2	Ввод мощности	АЭС	1	ВВЭР-ТОИ	Ядерное топливо		1200,0					1200,0
куремы области	The strength reestign and	Nypeniin 1130 2	Ввод мощности	АЭС	2	ВВЭР-ТОИ	Ядерное топливо				1200,0			1200,0
			Вывод из эксплуатации	Bcero										
				АЭС ГЭС	-		1							
				ТЭС	_	-	_							
				BЭC СЭС	-		1							<u> </u>
			Ввод мощности	Bcero	1		1		1200,0		1200,0			2400,0
				АЭС ГЭС	-				1200,0		1200,0			2400,0
				ТЭС	_	-	_							
				BЭC СЭС										
			До модернизации	Bcero										
			•	A9C]									
Итого по Курской области	-	_		ГЭС ТЭС	-	-	-							
				ВЭС										
			После модернизации	СЭС Всего										
				АЭС										
				ГЭС ТЭС	=	=	=							
				ВЭС	<u> </u>									
			Изменение мощности	СЭС Всего										
			изменение мощности	АЭС										
				ГЭС ТЭС	_	=	=							
				B9C	-									
				СЭС										
Липецкая область	ПАО «НЛМК»	УТЭЦ-2 ПАО «НЛМК»	Ввод мощности	ТЭС	1	ПТ-150 (SST-600)	Газ		150,0					150,0
			Ввод мощности Вывод из эксплуатации	TЭC Bcero	2	ПТ-150 (SST-600)	Газ		150,0					150,0
			говод по эксплуатации	АЭС	1		1							
				ГЭС ТЭС	-	-	_							
				ВЭС	1		1				<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>	
			Dn	СЭС			1		300,0					300,0
			Ввод мощности	Bcero AЭC	1		1		300,0		<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>	300,0
				ГЭС	_	=	=		200.0					300,0
				TЭC ВЭС	†		1		300,0			 		300,0
			П.	CЭC			1							
			До модернизации	Всего АЭС	1		1					1		
Итого по Липецкой области	_	_		ГЭС	_	_	_							
				TЭC ВЭС	1		1					1		
			-	CЭC	1		1							
			После модернизации	Всего АЭС	1		1							
				ГЭС	_	=	=							
				TЭC ВЭС	-		1					+		
				СЭС										
			Изменение мощности	Bcero AЭC			1							
				ГЭС	_		1							
				TЭC BЭC	-	=	_						-	
				B9C C9C	1						<u> </u>	<u> </u>		
-	1		1		•		•	1		1	1		•	. 1

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.
	АО «Интер РАО –	Каширская ГРЭС	Ввод мощности	ТЭС	1	ПГУ-450	Газ					448,2			448,2
	Электрогенерация»	Kullinpekus 11 SC	Ввод мощности	ТЭС	2	ПГУ-450	Газ					448,2			448,2
	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-B-630	-					840,0			840,0
			До модернизации	ТЭС	10	T-240(250)/290-240-2	Газ, уголь, мазут		240,0						240,0
	ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-22 Мосэнерго	После модернизации	ТЭС					250,0						250,0
Московская область			Изменение мощности	ТЭС					10,0						10,0
		ТЭЦ-17 (Ступинская)	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПТ-25-90/10М	Газ, мазут		20,0						20,0
	ПАО «Мосэнерго»	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
		ТЭС Хметьево	Ввод мощности	ТЭС	-	ПТУ КП-77-6.8 (код ГТП GVIE0643)	Твердые бытовые отходы	70,0							
	000 45%	ТЭС Аксеново	Ввод мощности	ТЭС	-	ПТУ КП-77-6.8 (код ГТП GVIE0644)	Твердые бытовые отходы	70,0							
	ΟΟΟ «ΑΓΚ-1»	ТЭС Заводская	Ввод мощности	ТЭС	-	ПТУ КП-77-6.8 (код ГТП GVIE0645)	Твердые бытовые отходы	70,0							
		ТЭС Свистягино	Ввод мощности	ТЭС	=	ПТУ КП-77-6.8 (код ГТП GVIE0646)	Твердые бытовые отходы	70,0							
			Вывод из эксплуатации	Всего АЭС ГЭС ТЭС ВЭС	-	-	_		77,0 77,0						77,0
			Ввод мощности	СЭС Всего АЭС ГЭС ГАЭС	_			280,0				1736,4 840,0			1736,4 840,0
			До модернизации	ТЭС ВЭС СЭС Всего	_	-	 	280,0	240,0			896,4			896,4
Итого по Московской области	-	-		АЭС ГЭС ТЭС ВЭС СЭС	-	-	_ - -		240,0						240,0
			После модернизации	Всего АЭС ГЭС ТЭС ВЭС СЭС	-	-	_		250,0 250,0						250,0 250,0
			Изменение мощности	Всего АЭС ГЭС ТЭС ВЭС	-	-	-		10,0						10,0
	ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-21 Мосэнерго	До модернизации После модернизации Изменение мощности	СЭС ТЭС ТЭС	6	T-100-130	Газ, мазут				100,0 110,0 10,0				100,0 110,0 10,0
			До модернизации После модернизации Изменение мощности	TЭC TЭC	3	T-100-130	Газ, мазут				100,0 110,0 10,0				100,0 110,0 10,0
г. Москва	ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-23 Мосэнерго	До модернизации После модернизации Изменение мощности	TЭC TЭC	7	T-250/300-240	Газ, мазут				250,0 259,0 9,0				250,0 259,0 9,0

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.
			До модернизации	ТЭС	3	T-250/300-240	Газ, мазут				250,0				250,0
			После модернизации	ТЭС							259,0				259,0
	ПАО «Ма	TOH 25 Management	Изменение мощности	ТЭС							9,0				9,0
	ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-25 Мосэнерго	До модернизации	ТЭС	4	T-250/300-240	Газ			250,0					250,0
			После модернизации	ТЭС						257,0					257,0
			Изменение мощности	ТЭС						7,0					7,0
			Вывод из эксплуатации	Всего АЭС											+
				ГЭС ТЭС	_	-	-								
				ВЭС											
			Ввод мощности	СЭС Всего											
				АЭС											
				ГЭС ТЭС	-	-	_								
				ВЭС СЭС											+
			До модернизации	Всего						250,0	700,0				950,0
Итого по г. Москве	_	_		АЭС ГЭС	=	_	_								
				TЭC ВЭС	1					250,0	700,0	<u> </u>			950,0
			П	СЭС Всего						257,0	738,0				995,0
			После модернизации	АЭС						237,0	/38,0				993,0
				ГЭС ТЭС	=	=	=			257,0	738,0				995,0
				ВЭС						/ .					
			Изменение мощности	CЭC Bcero						7,0	38,0				45,0
				АЭС ГЭС											
				ТЭС	=	=	=			7,0	38,0				45,0
				B9C C9C											
			До модернизации	ТЭС	2	T-100/120-130-2	Газ, мазут		105,0						105,0
			После модернизации	ТЭС					126,0						126,0
	AO «Квадра»	Смоленская ТЭЦ-2	Изменение мощности	ТЭС					21,0						21,0
	7.1	,	До модернизации	ТЭС	3	T-100/120-130-4	Газ, мазут	110,0							
Смоленская область			После модернизации	ТЭС				130,0							
			Изменение мощности	ТЭС				20,0							
	000		Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	P-18-90/2,5	Газ, уголь, мазут	18,0							
	«Смоленскрегионтеплоэнерго	Дорогобужская ТЭЦ	Вывод из эксплуатации	ТЭС	4	ПТ-60-90/13	Газ, уголь, мазут	60,0							
	Генерация»		Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	ГТА-6РМ	Газ	6,0							
			Вывод из эксплуатации	Bcero				84,0				<u> </u>			<u>+</u>
				АЭС ГЭС											<u> </u>
				ТЭС	-	=	-	84,0				1			
				B9C C9C											<u> </u>
			Ввод мощности	Всего АЭС											
				ГЭС	_	-	_					1			
				ТЭС ВЭС											<u> </u>
			До модернизации	CЭC Bcero				110,0	105,0						105,0
			до модоринации	АЭС	1			110,0	100,0			1			100,0
Итого по Смоленской области	=	=		ГЭС ТЭС	-	-	-	110,0	105,0						105,0
				B9C C9C											
			После модернизации	Всего				130,0	126,0			†			126,0
				АЭС ГЭС	}							<u> </u>			<u> </u>
				TЭC ВЭС	=	_	=	130,0	126,0	_					126,0
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего АЭС	1			20,0	21,0			+	1	1	21,0
				ГЭС ТЭС	-	-	-	20,0	21,0						21,0
				ВЭС				20,0	21,0						21,0
				СЭС	<u> </u>				1					1	

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.
	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
Тамбовская область			До модернизации	ТЭС	8	T-110/120-130	Газ		110,0					110,0
	AO «Квадра»	Тамбовская ТЭЦ	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						
			Вывод из эксплуатации	Всего АЭС	-									
				ГЭС	_	-	-							
				ТЭС ВЭС	-									
			Ввод мощности	СЭС Всего				32,0		151,2				151,2
			ББОД МОЩПОСТИ	АЭС	1			52,0		131,2				101,2
				ГЭС ТЭС	_	-	-	32,0			+			1
				ВЭС						151,2				151,2
			До модернизации	СЭС Всего					110,0					110,0
				АЭС ГЭС										
Итого по Тамбовской области	=	=		ТЭС	_	-	-		110,0					110,0
				ВЭС СЭС	-					-				
			После модернизации	Всего					130,0					130,0
				АЭС ГЭС	_	_	_							
				TЭC ВЭС	_	_	_		130,0					130,0
				СЭС										
			Изменение мощности	Всего АЭС	-				20,0					20,0
				ГЭС ТЭС	_	-	=		20,0					20,0
				ВЭС					20,0					20,0
			До модернизации	СЭС ГЭС		К-91-ВБ-900	_			55,0				55,0
Ярославская область	ПАО «РусГидро»	Угличская ГЭС	После модернизации	ГЭС	1	ПЛ20-В-900				65,0				65,0
			Изменение мощности Вывод из эксплуатации	ГЭС Всего						10,0				10,0
				АЭС ГЭС										
				ТЭС	=	=	=							
				ВЭС СЭС	-									
			Ввод мощности	Bcero AЭC										
				ГЭС	_	_	_							
				TЭC ВЭС	-									
			Памана	СЭС						55.0				55.0
			До модернизации	Bcero AЭC	1					55,0				55,0
Итого по Ярославской области	-	-		ГЭС ТЭС	_	-	-			55,0				55,0
				ВЭС]									
			После модернизации	СЭС Всего						65,0				65,0
				АЭС ГЭС	-					65,0				65,0
				ТЭС	_	-	_			0.5,0				0.00
				ВЭС СЭС	-									
			Изменение мощности	Всего						10,0				10,0
				АЭС ГЭС	_	_	_			10,0				10,0
				TЭC BЭC	-	-	-							
				СЭС					10	440				44: -
			Вывод из эксплуатации	Всего АЭС	1			84,0	127,0	14,0				141,0
				ГЭС ТЭС	_	-	-	84,0	127,0	14,0				141,0
				ВЭС]			04,0	127,0	17,0				141,0
1		ļ	<u> </u>	СЭС	<u> </u>	1			1					<u> </u>

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции 1)	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается,	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.
						воорудования		справочно)	4.500.0		1071	17061			
			Ввод мощности	Bcero AЭC	}			312,0	1500,0 1200,0		1351,2 1200,0	1736,4			4587,6 2400,0
				ГЭС ГАЭС	_	-	-					840,0			840,0
				TЭC ВЭС				312,0	300,0		151,2	896,4			1196,4 151,2
			До модернизации	CЭC Bcero				110,0	755,0	919,0	1110,0				2784,0
ОЭС Центра	=	_	7, 7,1	АЭС ГЭС	1			. 7-	, .	55,0	- /-				55,0
7				T9C B9C	_	_	=	110,0	755,0	864,0	1110,0				2729,0
			Посло моломиности	CЭC Bcero				130,0	836,0	1012,0	1188,0				3036,0
			После модернизации	АЭС	1			130,0	830,0		1100,0				
				ГЭС ТЭС	_	-	-	130,0	836,0	65,0 947,0	1188,0				65,0 2971,0
				B9C C9C											
			Изменение мощности	Bcero AЭC				20,0	81,0	93,0	78,0				252,0
				ГЭС ТЭС	_	-	-	20,0	81,0	10,0 83,0	78,0				10,0 242,0
				ВЭС СЭС											
	ПАО «Т Плюс»	Самарская ТЭЦ	Ввод мощности	ТЭС	4	ТП-124-12,8-NG	Газ		124,9						124,9
	ООО «Четырнадцатый Ветропарк ФРВ»	Гражданская ВЭС	Ввод мощности	вэс	-	ВЗУ V126-4,55 (код ГТП GVIE0647) ВЗУ V126-4,55 (код ГТП GVIE0649) ВЗУ V126-4,55 (код ГТП GVIE0648) ВЗУ V126-4,55 (код ГТП GVIE0652) ВЗУ V126-4,55 (код ГТП GVIE06550)	1	236,6							
Самарская область		ГТП GVIE3219	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3219)	-		20,0						20,0
Симирския областв		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
	ПАО «Форвард Энерго»	ГТП GVIE3258	Ввод мощности	ВЭС	=	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3258)	=						45,0		45,0
	1 100	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
		ΓΤΠ GVIE3262	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3262)	=						45,0		45,0
			Вывод из эксплуатации	Bcero AЭC											
				ГЭС ТЭС	_	-	=								
				ВЭС	- -										
			Ввод мощности	CЭC Bcero				236,6	144,9				335,0		479,9
				АЭС ГЭС	_	_	=								
				ТЭС ВЭС	-			236,6	124,9 20,0				335,0		124,9 355,0
			До модернизации	СЭС Всего											+
				АЭС ГЭС	1										
Итого по Самарской области	_	-		TЭC BЭC	=	_	=								
			После модернизации	CЭC Bcero	1										
			после модернизации	АЭС	1								1		
				ГЭС ТЭС	-	_	-								
				BЭC СЭС											
			Изменение мощности	Bcero AЭC	-										
				ГЭС ТЭС	-	-	-								
				B9C C9C]										-

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.
	ПАО «Т Плюс»	Балаковская ТЭЦ-4	Вывод из эксплуатации	тэс	1	ПТ-50-130/7	Газ, мазут					50,0			50,0
	THO AT TELECO	Belakobekan 1914	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
			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
	ООО «Десятый Ветропарк ФРВ»	Красноармейская ВЭС	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
Саратовская область			Ввод мощности	ВЭС	33–40	V126-4,55 (код ГТП GVIE1047)	-		38,7						38,7
	ПАО «Форвард Энерго»	ΓΤΠ GVIE3222	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3222) Солнечные агрегаты (код	_			17,0					17,0
	ООО «Юнигрин Пауэр»	ГТП GVIE2882	Ввод мощности	СЭС	-	ΓΤΠ GVIE2882)	=		72,0						72,0
			До модернизации После модернизации	ГЭС ГЭС	11	ПЛ20/661-B-1030 TKV00	-			60,0 66,0					60,0 66,0
			Изменение мощности До модернизации	ГЭС ГЭС	12	ПЛ20/661-В-1030	_			6,0 60,0					6,0 60,0
			После модернизации Изменение мощности	ГЭС ГЭС	12	TKV00				66,0 6,0					66,0 6,0
			До модернизации	ГЭС	15	ПЛ20/661-В-1030	-		60,0	0,0					60,0
			После модернизации	ГЭС ГЭС	13	TKV00			66,0 6,0						66,0
			Изменение мощности До модернизации	ГЭС	16	ПЛ20/661-В-1030	-		6,0	60,0					60,0
	ПАО «РусГидро»	Саратовская ГЭС	После модернизации	ГЭС	10	TKV00				66,0					66,0
			Изменение мощности До модернизации	ГЭС ГЭС	10	ПЛ20/661-В-1030	_			6,0 60,0					6,0 60,0
			После модернизации	ГЭС	18	TKV00				66,0					66,0
			Изменение мощности До модернизации	ГЭС ГЭС		ПЛ15/661-В-1030	_			6,0 60,0					6,0 60,0
			После модернизации	ГЭС	19	TKV00				66,0					66,0
			Изменение мощности До модернизации	ГЭС ГЭС		ПЛ15/661-В-1030	_			6,0 60,0					6,0 60,0
			После модернизации	ГЭС	20	TKV00	_			66,0					66,0
			Изменение мощности Вывод из эксплуатации	ГЭС Всего			<u> </u>			6,0		100,0			6,0 100,0
			вывод из эксплуатации	AЭC								100,0			100,0
				ГЭС ТЭС	-	=	-					100,0			100,0
				ВЭС								100,0			100,0
			D	СЭС					261.0	17.0		115.0			202.0
			Ввод мощности	Всего АЭС					261,9	17,0		115,0			393,9
				ГЭС	_	_									1
				TЭC ВЭС					189,9	17,0		115,0			115,0 206,9
				СЭС					72,0	·					72,0
			До модернизации	Bcero					60,0	360,0					420,0
Harris and Comment of St				АЭС ГЭС					60,0	360,0					420,0
Итого по Саратовской области	-	_		ТЭС	_	_			,	,					
				ВЭС СЭС											+
			После модернизации	Всего					66,0	396,0					462,0
				АЭС ГЭС					66,0	396,0					462,0
				T9C	=	=			00,0	370,0					402,0
				ВЭС			[
			Изменение мощности	CЭC Bcero					6,0	36,0					42,0
			томенение мощности	АЭС						·					
				ГЭС	-	=	_		6,0	36,0					42,0
				TЭC 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.
			До модернизации	ГЭС	1	Поворотно-лопастная осевая К(ПЛ) 510-ВБ-900	-	65,0							
			После модернизации Изменение мощности	ГЭС ГЭС		ПЛ 20-ВБ-900		72,5 7,5							
			До модернизации	ГЭС	4	Поворотно-лопастная осевая К(ПЛ) 510-ВБ-900	-	7,35	65,0						65,0
			После модернизации	ГЭС ГЭС		ПЛ 20-ВБ-900			72,5 7,5						72,5 7,5
Нижегородская область	ПАО «РусГидро»	Нижегородская ГЭС	Изменение мощности	130		Поворотно-лопастная			7,5						ŕ
			До модернизации	ГЭС	5	осевая К(ПЛ) 510-ВБ-900	_						65,0		65,0
			После модернизации	ГЭС		ПЛ 20-ВБ-900							72,5		72,5
			Изменение мощности	ГЭС		Поворотно-лопастная							7,5		7,5
			До модернизации После модернизации	19C	7	осевая К(ПЛ) 510-ВБ-900 ПЛ 20-ВБ-900	-				65,0 72,5				65,0 72,5
			Изменение мощности	ГЭС		1B1 20 BB 700					7,5				7,5
			Вывод из эксплуатации	Bcero											
				АЭС ГЭС											
				TЭC	_	-	_								
				ВЭС СЭС	†								1		
			Ввод мощности	Всего											
				АЭС ГЭС	1				+	+		1	+	+	
				ТЭС	=	-	_								
				ВЭС СЭС	-										
			До модернизации	Всего				65,0	65,0		65,0		65,0		195,0
				АЭС ГЭС	-			65,0	65,0		65,0		65,0		195,0
Итого по Нижегородской области	-	-		ТЭС	_	-	-	05,0	05,0		05,0		05,0		173,0
				ВЭС СЭС											
			После модернизации	Всего				72,5	72,5		72,5		72,5		217,5
				АЭС ГЭС				72,5	72,5		72,5		72,5		217,5
				ТЭС	-	-	_	12,3	72,3		12,3		72,3		217,5
				ВЭС СЭС											
			Изменение мощности	Всего				7,5	7,5		7,5		7,5		22,5
				АЭС ГЭС				7,5	7,5		7,5		7,5		22,5
				ТЭС	-	-	_	7,5	7,5		7,5		7,0		22,3
				ВЭС СЭС											
				CSC											
	ООО «Нижнекамская ТЭЦ»	Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-2)	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПТ-135/165-130/15	Газ, мазут				135,0				135,0
	OOO «HIBAHCKAMUKAX 19Ц»	Пижнекамская 1ЭЦ (ППК-2)	Ввод мощности	ТЭС	1 (FTЭ-1)	ГТЭ-155	Газ				155,0				155,0
			До модернизации	ТЭС		P-100-130/15	Газ, мазут			100,0					100,0
	AO «TΓK-16»	Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)	После модернизации	ТЭС	3					102,0					102,0
Республика Татарстан			Изменение мощности	ТЭС		ПТУ КП-55-6.8 (Код ГТП	Твердые бытовые			2,0					2,0
Республика Татарстан	ООО «АГК-2»	ТЭС ЗТО ТКО	Ввод мощности	ТЭС	-	GVIE0653) Ветровые агрегаты (код	отходы	55,0							
		ГТП GVIE3230	Ввод мощности	ВЭС	-	РЕПОВЫЕ АГРЕГАТЫ (КОД ГТП GVIE3230) Ветровые агрегаты (код код	_					45,0			45,0
		ГТП GVIE3231	Ввод мощности	ВЭС	-	РЕПОВЫЕ АГРЕГАТЫ (КОД ГТП GVIE3231) Ветровые агрегаты (код код	_					55,0			55,0
		ГТП GVIE3232	Ввод мощности	ВЭС	-	ГТП GVIE3232) Ветровые агрегаты (код	-					69,0			69,0
	ПАО «Форвард Энерго»	ГТП GVIE3233	Ввод мощности	ВЭС	-	ГТП GVIE3233) Ветровые агрегаты (код	-					45,0			45,0
		ГТП GVIE3234	Ввод мощности	ВЭС	_	ГТП GVIE3234) Ветровые агрегаты (код	_					45,0			45,0
		ΓΤΠ GVIE3235	Ввод мощности	ВЭС	_	ГТП GVIE3235) Ветровые агрегаты (код	_					45,0			45,0
		ГТП GVIE3236	Ввод мощности	ВЭС	_	ГТП GVIE3236)	_					45,0			45,0

Transport	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.
Transport Tran				Вывод из эксплуатации	АЭС ГЭС ТЭС ВЭС	_	-	-								135,0
No. 00 10 10 10 10 10 10 10				Ввод мощности	Всего АЭС ГЭС	_	-	-					349,0			504,0
Provided Part Provided Par				До модернизации	B9C C9C Bcero				55,0		100,0	100,0	349,0			349,0
100 100	Итого по Республике Татарстан	-	-		TЭC ВЭС СЭС	_	-	-								100,0
Processor State Processor				После модернизации	АЭС ГЭС ТЭС	_	-	-								102,0
Table Tabl				Изменение мощности	СЭС Всего АЭС ГЭС	_	_	_								2,0
The second column Fig.	Ульяновская область	ПАО «Т Плюс»	Ульяновская ТЭЦ-2		B9C C9C T9C	2	T-175/210-130-2	Газ, мазуг			175,0					2,0 175,0 185,0
Total Antiques Part Total Antiques Total Antiques					Всего	-					10,0					10,0
Disco By Nanoccold of Sacra					ГЭС ТЭС ВЭС СЭС	-	-	-								
The same properties Fig. The same properties Fig. The same properties Fig. The same properties Fig. Fig				Ввод мощности	АЭС ГЭС ТЭС ВЭС	_	-	-								
Box	Итого по Ульяновской области	-	-	До модернизации	Всего АЭС ГЭС	_	-	_								175,0
TSC				После модернизации	ВЭС СЭС Всего АЭС											185,0
ASC				Изменение монности	TЭC ВЭС СЭС	-	-	-			,					185,0
Чувшика ПАО «Т Пасе» Новочебоксарская ТЭЦЗ Вывод из желлуатации ТС 1 ПТ-50/60-13013 Га, манут 50,0 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 7.2 6 7.2 6 7.2 <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>АЭС ГЭС ТЭС ВЭС</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>10,0</td>					АЭС ГЭС ТЭС ВЭС	-	-	-								10,0
A3C	Чувашская Республика— Чувашия	ПАО «Т Плюс»	Новочебоксарская ТЭЦ-3	Вывод из эксплуатации		1	ПТ-50/60-130/13	Газ, мазут			50,0					50,0
BBOД МОЩНОСТИ ВСЕГО				Вывод из эксплуатации	АЭС ГЭС ТЭС	-	-	-								50,0
ВЭС СЭС				Ввод мощности	СЭС Всего АЭС ГЭС	_	_	_								
Республике — Чуващин				До модернизации	B9C C9C Bcero A9C											
	Итого по Чувашской Республике – Чувашии	-	-	После молеричаетии	ТЭС ВЭС СЭС	_	-	_								
A9C F9C T9C B9C C9C				после модернизации	АЭС ГЭС ТЭС ВЭС	_	-	-								

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	•	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.
			Изменение мощности	Всего АЭС										
				ГЭС		-	=							
				ТЭС ВЭС										
			Вывод из эксплуатации	СЭС Всего						50,0	135,0	100,0		285,0
			вывод из эксплуатации	АЭС						30,0	133,0	100,0		263,0
				ГЭС ТЭС	=	=	-			50,0	135,0	100,0		285,0
				ВЭС						2.0,0				
			Ввод мощности	СЭС Всего				291,6	406,8	17,0	155,0	464,0	335,0	1377,8
				АЭС ГЭС										
				ТЭС		-	-	55,0	124,9		155,0	115,0		394,9
				ВЭС СЭС	1			236,6	209,9 72,0	17,0		349,0	335,0	910,9 72,0
			До модернизации	Всего				65,0	125,0	635,0	65,0		65,0	890,0
ОЭС Средней Волги				АЭС ГЭС	_	_	=	65,0	125,0	360,0	65,0		65,0	615,0
ОЭС Средней Волги	_	_		TЭC ВЭС	_	_	_			275,0				275,0
				СЭС										
			После модернизации	Всего АЭС	1			72,5	138,5	683,0	72,5		72,5	966,5
				ГЭС	-	_	-	72,5	138,5	396,0	72,5		72,5	679,5
				ТЭС ВЭС	<u> </u>					287,0				287,0
			Изменение мощности	СЭС Всего				7,5	13,5	48,0	7,5		7,5	76,5
			Tismenetine montheeti	АЭС	-					Í				
				ГЭС ТЭС	=	-	-	7,5	13,5	36,0 12,0	7,5		7,5	64,5 12,0
				ВЭС СЭС	-									
						Ветровые агрегаты (код								
	ООО «Двенадцатый Ветропарк ФРВ»	вэс	Ввод мощности	вэс	-	ГТП GVIE2695) Ветровые агретаты (код ГТП GVIE2700) Ветровые агретаты (код ГТП GVIE2701) Ветровые агретаты (код ГТП GVIE2696) Ветровые агретаты (код	-					162,5		162,5
		ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	_	ГТП GVIE2702) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2714) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2715)	_						50,0	50,0
Астраханская область	ООО «Шестнадцатый Ветропарк ФРВ»	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
	000 «Ю·····» П	ГТП GVIE2886	Ввод мощности	СЭС		Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2886)	-			50,0				50,0
	ООО «Юнигрин Пауэр»	ГТП GVIE2892	Ввод мощности	СЭС	-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2892)	-			50,0				50,0
		ГТП GVIE2912	Ввод мощности	СЭС	_	Солнечные агрегаты (код					60,0			60,0
		ГТП GVIE2913	Ввод мощности	СЭС	_	ГТП GVIE2912) Солнечные агрегаты (код					60,0			60,0
		1 111 GVIEZ913	Вывод мощности Вывод из эксплуатации	Bcero	_	ГТП GVIE2913)					00,0			00,0
			Билод по эксплуатации	АЭС	1									
				ГЭС ТЭС	_	-	-				1	+	1	
				ВЭС	1									
			Ввод мощности	CЭC Bcero		+		68,6		150,0	120,0	162,5	75,0	507,5
				АЭС ГЭС	4									
				ТЭС	<u> </u>	-	-					162.5	75.0	227
				BЭC СЭС				68,6		150,0	120,0	162,5	75,0	237,5 270,0
			До модернизации	Bcero AЭC	4		·							
Итого по Астраханской области	-	-		ГЭС	- -	_	=							
				ТЭС ВЭС	<u> </u>						<u> </u>		<u> </u>	
			После модернизации	CЭC Bcero										
			после модернизации	АЭС	1									
				ГЭС ТЭС	_	-	-							
				ВЭС	1									
I	į l			СЭС	1	1		1	<u> </u>	<u> </u>	I.	I	1	

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.
			Изменение мощности	Bcero									
				АЭС ГЭС	_	_	_						
				ТЭС ВЭС	_	_	_						
				СЭС									
			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	_		37,8				37,8
	ООО «Шестой Ветропарк ФРВ»	Ольховская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	33–40	GVIE1016) V126-4,55 (код ГТП	_		38,7				38,7
			Ввод мощности	ВЭС	17–24	GVIE1038) V126-4,55 (код ГТП	_		38,7				38,7
				ВЭС		GVIE1035) V126-4,55 (код ГТП			38,7				38,7
			Ввод мощности		5–12	GVIE1042) V126-4,55 (код ГТП	_						
			Ввод мощности	ВЭС	1–4, 13–16	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
Волгоградская область	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
		ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2633) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2671)				81,3			81,3
	ООО «Шестнадцатый Ветропарк ФРВ»	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
		ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2706) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2703)						87,5	87,5
	ПАО «РусГидро»	Волжская ГЭС	До модернизации После модернизации	ГЭС	7	ПЛ 587-ВБ-930 ПЛ 30/877-В-930		1		115,0 125,5			115,0 125,5
	A 100 mm		Изменение мощности	ГЭС			-			10,5			10,5
			Вывод из эксплуатации	Bcero AЭC	-			-	 			+	
				ГЭС	_	_	_						
				TЭC BЭC	4								
				СЭС									
			Ввод мощности	Bcero AЭC				18,8	307,8	355,1	175,0	262,5	1100,4
				ГЭС	_							<u> </u>	
				ТЭС	_	_	_	10.0	207.0	2551	175.0	2/2.5	1100.4
				ВЭС СЭС	1			18,8	307,8	355,1	175,0	262,5	1100,4
			До модернизации	Всего						115,0			115,0
				АЭС ГЭС	-			<u> </u>	1	115,0			115,0
Итого по Волгоградской области	-	-		ТЭС	_	_	_		<u></u>	112,0			115,0
				B9C C2C	4								
l	1			СЭС	1	I	1	1	1	1	I	1	I

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.
			После модернизации	Всего АЭС ГЭС ТЭС	_	-	-			125,5			125,5 125,5
			Изменение мощности	ВЭС СЭС Всего АЭС ГЭС	-					10,5			10,5
				ТЭС ВЭС СЭС	- - - -	-	=			10,0			10,3
	ООО «ВО «Технопромэкспорт»	Ударная ТЭС	Ввод мощности	ТЭС	3	ГТЭ-110М	Газ	110,0					
	осо «во «технопромэкспорт»	3 дарная 1 X	Ввод мощности	ТЭС	4	ПГУ	Газ				250,0		250,0
			До модернизации	ТЭС	7	T-145/160-130	Газ, мазут		145,0				145,0
Краснодарский край			После модернизации	ТЭС					150,0				150,0
краснодарский край	ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»	Краснодарская ТЭЦ	Изменение мощности До модернизации	ТЭС ТЭС	8	T-145/160-130	Газ, мазут		5,0 145,0				5,0
					8	1-143/100-130	1 as, masyr						
			После модернизации	ТЭС ТЭС					150,0 5,0				150,0 5,0
			Изменение мощности										-
		ГТУ ТЭС ООО «РН-Туапсинский	Ввод мощности	ТЭС ТЭС	4	ПТ-12-39/13 ГТУ GST-800	Газ Газ		12,0 47,0				12,0 47,0
	ООО «РН-Туапсинский НПЗ»	НПЗ»	Ввод мощности	ТЭС	5	ГТУ GST-800	Газ		47,0				47,0
			Ввод мощности	ТЭС	6	ГТУ GST-800	Газ		47,0				47,0
			Вывод из эксплуатации Ввод мощности	Всего		-	-	110,0	153,0		250,0		403.0
			вод мощности	A3C F3C T3C B3C C3C	- - -	-	-	110,0	153,0		250,0		403,0
Итого по Краснодарскому краю	-	-	До модернизации	Всего АЭС ГЭС ТЭС ВЭС	_	_	-		290,0				290,0
			После модернизации	СЭС Всего АЭС ГЭС	_	_	_		300,0				300,0
			Изменение мощности	TЭC BЭC СЭС Всего					300,0				10,0
				АЭС ГЭС ТЭС ВЭС СЭС	-	-	-		10,0				10,0
			Ввод мощности	СЭС	1	ФЭСМ Волна (код ГТП GVIE1477)	-		25,9				25,9
	ООО «Новая энергия»	Зодиак СЭС	Ввод мощности	СЭС	2	ФЭСМ Зодиак (код ГТП GVIE1479) ФЭСМ Горизонт (код	-		25,9				25,9
			Ввод мощности Ввод мощности	СЭС	3	ГТП GVIE1582) ФЭСМ Тарлан (код ГТП	-		25,9				25,9
	000 /10:::::::::::::::::::::::::::::::::	Ногайская СЭС (По СЭС)				GVIE2550) Солнечные агрегаты (код			60,0				60,0
	ООО «Юнигрин Пауэр»	Ногайская СЭС (Чолпан СЭС) Новолакская ВЭС. І Этап (Пилотная	Ввод мощности	CЭC	_	ГТП GVIE1912) ВЭУ (код ГТП	-						
	AO «ΒετροΟΓΚ-3»	ВЭС-134) Новолакская ВЭС. I Этап (Пилотная	Ввод мощности	ВЭС	_	GVIE1936)	-		54,0				54,0
	АО «ВетроОГК-3»	B9C-135)	Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1937)	-		54,0				54,0
	АО «ВетроОГК-3»	Новолакская ВЭС. І Этап (Пилотная ВЭС-136)	Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1939)	-		47,1				47,1

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.
	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
Республика Дагестан	ПАО «РусГидро»	Могохская ГЭС	Ввод мощности	ГЭС	1, 2	Гидротурбина радиально- осевая (код ГТП GVIE2757)	_						49,8		49,8
			До модернизации	ГЭС	1		=						36,0		36,0
			После модернизации	ГЭС	1	ПЛ-642-ВБ-370							40,0		40,0
	ПАО «РусГидро»	Чирюртская ГЭС-1	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 До модернизации	ГЭС		PO-230-989-B-450	=					4,0	250,0		4,0 250,0
			После модернизации	ГЭС	1	PO 230-450							275,0		275,0
			Изменение мощности До модернизации	ГЭС ГЭС	1	PO-230-989-B-450	_			250,0			25,0		25,0 250,0
			После модернизации	ГЭС	2	PO 230-450				275,0					275,0
	ПАО «РусГидро»	Чиркейская ГЭС	Изменение мощности	ГЭС						25,0					25,0
			До модернизации После модернизации	ГЭС	3	PO-230-989-B-450 PO 230-450	_		250,0 275,0						250,0 275,0
			Изменение мощности	ГЭС					25,0						25,0
			До модернизации	ГЭС	4	PO-230-989-B-450	=					250,0			250,0
			После модернизации Изменение мощности	ГЭС ГЭС		PO 230-450						275,0 25,0			275,0 25,0
			Вывод из эксплуатации	Всего								23,0			23,0
				АЭС ГЭС	-										
				ТЭС	-	-	-								
				ВЭС СЭС	1										+
			Ввод мощности	Всего					315,0	154,5			49,8		519,3
				АЭС ГЭС									49,8		49,8
				TЭC BЭC	_	_	-		155,1	154,5					309,5
				СЭС					159,9						159,9
			До модернизации	Bcero AЭC					250,0	250,0		286,0	286,0		1072,0
Итого по Республике Дагестан	_	_		ГЭС	_	_	_		250,0	250,0		286,0	286,0		1072,0
ттого по теспуолике дагестан				TЭC ВЭС	-										
				СЭС											
			После модернизации	Всего АЭС	1				275,0	275,0		315,0	315,0		1180,0
				ГЭС	-	-	-		275,0	275,0		315,0	315,0		1180,0
				TЭC ВЭС	<u> </u>										<u> </u>
			Изменение мощности	CЭC Bcero	1				25,0	25,0		29,0	29,0		108,0
				АЭС	1										ĺ
				ГЭС ТЭС	_	-	-		25,0	25,0		29,0	29,0		108,0
				ВЭС	1										1
				СЭС		Гидротурбина радиально-									+
			Ввод мощности	ГЭС	1	осевая (код ГТП GVIE2758)	-					5,8			5,8
	T.O. D. F.	D 6 700	Ввод мощности	ГЭС	2	Гидротурбина радиально- осевая (код ГТП GVIE2758)	-					5,8			5,8
Кабардино-Балкарская Республика	ПАО «РусГидро»	Верхнебаксанская ГЭС	Ввод мощности	ГЭС	3	Гидротурбина радиально- осевая (код ГТП GVIE2758)	-					5,8			5,8
1 conjounts			Ввод мощности	ГЭС	4	Гидротурбина радиально- осевая (код ГТП GVIE2758)	-					5,8			5,8
	ПАО «РусГидро»	Черекская ГЭС (Псыгансу)	Ввод мощности	ГЭС	1–3	Гидротурбина вертикальная поворотно-	_		23,4						23,4
		, , , , , , , , , , , , , , , , , , , ,				лопастная (код ГТП GVIE1691)									
			Вывод из эксплуатации	Bcero AGC	1										
				ГЭС	_	_	-								
				ТЭС ВЭС	<u> </u>										<u>+-</u> -
				СЭС	<u> </u>										

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.
			Ввод мощности	Bcero AЭC					23,4			23,2			46,6
				ГЭС					23,4			23,2			46,6
				ТЭС	_	-	_								
				ВЭС СЭС	_										
			До модернизации	Всего											
Итого				AЭC											
по Кабардино-Балкарской	=	-		ГЭС ТЭС	-	-	-								
Республике				ВЭС											
			После модернизации	СЭС Всего											
			после модернизации	АЭС	1										
				ГЭС	_	-	-								
				ТЭС ВЭС	+										
				СЭС											
			Изменение мощности	Bcero AЭC	_										
				ГЭС	-										
				ТЭС	_	-	_								
				ВЭС СЭС	1						-	-			
	000 do	Красинская СЭС	Dnc			Солнечные агрегаты (код		62.0							
Республика Калмыкия	ООО «Юнигрин Пауэр»	красинская СЭС	Ввод мощности	сэс	-	ΓΤΠ GVIE1891)	_	63,0			1	1	ļ		1
	ООО «Юнигрин Пауэр»	Лаганская СЭС	Ввод мощности	СЭС	-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1903)	_	1	60,0				1		60,0
			Вывод из эксплуатации	Всего	<u> </u>	1 111 G v IL 1903)									
				АЭС ГЭС	4										
				T9C	_	-									
				ВЭС	1										
			Ввод мощности	СЭС Всего				63,0	60,0						60,0
			Ввод мощности	АЭС				00,0	00,0						00,0
				ГЭС ТЭС	_	=	=								
				ВЭС											
				СЭС				63,0	60,0						60,0
			До модернизации	Всего АЭС	_										
				ГЭС	_	=	=								
Итого по Республике Калмыкия	=	=		TЭC	_	_	_								
				ВЭС СЭС											
			После модернизации	Всего											
				АЭС ГЭС	_										
				T9C	_	-									
				ВЭС											
			Изменение мощности	СЭС Всего											
			тізменение мощности	АЭС											
				ГЭС	_	-	-								
				ТЭС ВЭС	-										
				СЭС											
	AO «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							
Республика Крым	ООО «ВО «Технопромэкспорт»	Таврическая ТЭС	Ввод мощности	ТЭС	3	ПГУ	Газ					250,0			250,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	T-6-35/16	Газ	1			6,0		1		6,0
	АО «КРЫМТЭЦ»	Сакская ТЭЦ	Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	AP-6-6	Газ				6,0				6,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	ДЖ-59Л3	Газ				15,4				15,4
			Вывод из эксплуатации	Bcero	1			24,0			27,4				27,4
				АЭС ГЭС	1			 			+	1	1		
				ТЭС	_	-	_	24,0			27,4				27,4
				ВЭС СЭС	-			-			-	-	1		
			Ввод мощности	Всего								250,0			250,0
				АЭС ГЭС	4										
				T9C T9C	-	-	-	 				250,0	1		250,0
				ВЭС	1							<u> </u>			
			До модернизации	СЭС Всего	+			+			+	+	1		
			до лодоринации	АЭС	1										
Итого по Республике Крым	-	-		ГЭС ТЭС	_	-	-								\vdash
				B9C	1								<u> </u>	<u> </u>	
				СЭС	1										

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.
			После модернизации	Всего АЭС ГЭС											
				TЭC ВЭС	-	_	-								
			Изменение мощности	CЭC Bcero											
				АЭС ГЭС ТЭС	-	_	_								
				BЭC СЭС											
			До модернизации После модернизации	ГЭС ГЭС	1	П-461-ГИ				7,6 8,8					7,6 8,8
Республика Северная Осетия –	HAO Dufferen	F F2C	Изменение мощности До модернизации	ГЭС ГЭС ГЭС	2	П-461-ГИ	_			1,2 7,6 8,8					1,2 7,6 8,8
Алания	ПАО «РусГидро»	Гизельдонская ГЭС	После модернизации Изменение мощности До модернизации	ГЭС ГЭС	3	П-461-ГИ				1,2 7,6					1,2 7,6
			После модернизации Изменение мощности	ГЭС ГЭС	·	33 102 212				8,8 1,2					8,8 1,2
			Вывод из эксплуатации	Bcero A3C											
				ГЭС ТЭС ВЭС	-	-	-								
			Ввод мощности	CЭC Bcero											
				АЭС ГЭС	_	_	_								
				TЭC ВЭС СЭС											
			До модернизации	Bcero AЭC						22,8					22,8
Итого по Республике Северная Осетия – Алания	-	-		ГЭС ТЭС	-	-	-			22,8					22,8
			После модернизации	BЭC СЭС Bcero						26,4					26,4
			тово медеринации	АЭС ГЭС	-	_	_			26,4					26,4
				TЭC BЭC	_		_								
			Изменение мощности	СЭС Всего АЭС						3,6					3,6
				ГЭС ТЭС	-	_	-			3,6					3,6
				BЭC СЭС											
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	K-270(300)-240-2	Уголь, газ					270,0			270,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	4	K-270(300)-240-2	Уголь, газ					270,0			270,0
Ростовская область	ПАО «ОГК-2»	Новочеркасская ГРЭС	Ввод мощности	ТЭС	-	ПГУ-324	Газ					324,0			324,0
			Ввод мощности	ТЭС	-	ШГУ-170	Газ					165,0			165,0
			Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1389)	-		20,0						20,0
	АО «ВетроОГК-2»	Вербная ВЭС	Ввод мощности	ВЭС		ВЭУ (код ГТП GVIE1448)			40,0						40,0
			Ввод мощности До модернизации	ВЭС ГЭС	- 1	ВЭУ (код ГТП GVIE1449) ПЛ-495-ВБ-660	-		40,0	50,0					40,0 50,0
	ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»	Цимлянская ГЭС	После модернизации Изменение мощности	ГЭС ГЭС			- -			52,5 2,5					52,5 2,5
			Вывод из эксплуатации	Всего АЭС								540,0			540,0
				ГЭС ТЭС	-	-	-					540,0			540,0
				BЭC СЭС											

									l						
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-	25–2030 гг.
			Ввод мощности	Всего					100,0			489,0		5	589,0
				АЭС ГЭС											
				ТЭС	_	-	-					489,0			489,0
				B9C COC	1				100,0					1	100,0
			До модернизации	СЭС Всего						50,0				:	50,0
			•	АЭС											
Итого по Ростовской области	=	=		ГЭС ТЭС	-	-	-			50,0	+			;	50,0
				ВЭС											
			После модернизации	СЭС Всего						52,5					52,5
			тюсяе модернизации	АЭС	1					32,3					32,3
				ГЭС	=	=	-			52,5				:	52,5
				ТЭС ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего АЭС	4					2,5					2,5
				ГЭС	_	=	_			2,5					2,5
				TЭC	_	_	_								
				ВЭС СЭС											
	ПАО «ЭЛ5-Энерго»	Невинномысская ГРЭС	Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	ПТ-25/30-90/11	Газ				25,0			2	25,0
			Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1393)	_		20,0						20,0
	АО «ВетроОГК-2»	Симоновская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	_	ВЭУ (код ГТП			15,0						15,0
	TO ABOUNDED	CORDERGY BOC				GVIE1395)									
			Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1396)	=		22,5						22,5
	ПАО «ЭЛ5-Энерго»	Сотниковская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	-	ВЭУ (код ГТП GVIE1336) РО45/3123-B-140	-		71,3	4,5					71,3
			До модернизации После модернизации	ГЭС ГЭС	1	PO 45-B-135				5,9	+				5,9
			Изменение мощности	ГЭС		10 43 B 133				1,4					1,4
	ПАО «РусГидро»	Сенгилеевская ГЭС	До модернизации	ГЭС	3	PO45/3123-B-140	-			4,5					4,5
			После модернизации	ГЭС	,	PO 45-B-135				5,9					5,9
Ставропольский край			Изменение мощности	ГЭС ГАЭС		63HTB-30				1,4 2,7					1,4 2,7
			До модернизации После модернизации	ГАЭС	1	CT-200-2000				3,2					3,2
			Изменение мощности	ГАЭС						0,5					0,5
			До модернизации После модернизации	ГАЭС ГАЭС	2	63HTB-30 CT-200-2000	_			2,7 3,2	+				2,7 3,2
			Изменение мощности	ГАЭС						0,5					0,5
			До модернизации После модернизации	ГАЭС ГАЭС	3	63HTB-30 CT-200-2000				2,7 3,2					2,7 3,2
	HAO D F	K-C	Изменение мощности	ГАЭС		C1-200-2000				0,5					0,5
	ПАО «РусГидро»	Кубанская ГАЭС	До модернизации	ГАЭС	4	63HTB-30	-			2,7					2,7
			После модернизации Изменение мощности	ГАЭС ГАЭС		CT-200-2000				3,2 0,5					3,2 0,5
			До модернизации	ГАЭС	5	63HTB-30	-			2,7					2,7
			После модернизации Изменение мощности	ГАЭС ГАЭС	_	CT-200-2000				3,2 0,5					3,2 0,5
			До модернизации	ГАЭС	6	63HTB-30	-			2,7					2,7
			После модернизации Изменение мощности	ГАЭС ГАЭС	0	CT-200-2000				3,2 0,5					3,2 0,5
			Вывод из эксплуатации	Всего						0,3	25,0				25,0
				A9C	Ì										
				ГЭС ТЭС	-	-	-				25,0				25,0
				ВЭС	1										
			Ввод мощности	СЭС Всего	1			1	128,8	1	1	1		1	128,8
			выод мощности	АЭС	1				120,0					1	.20,0
				ГЭС	=	=	-								
				TЭC ВЭС	1			 	128,8	1	+	 		1	128,8
				СЭС	<u> </u>										
			До модернизации	Всего АЭС	-	T				24,9	 		<u> </u>		24,9
				ГЭС	1					9,0	<u> </u>				9,0
п. с				ГАЭС	-	-	-			15,9					15,9
Итого по Ставропольскому краю	=	=		TЭC ВЭС	1			1		1	1	1			
			_	СЭС	1										
			После модернизации	Всего АЭС	4			<u> </u>		30,8	+	 			30,8
				ГЭС	1					11,9	<u> </u>				11,9
				ГАЭС	-	=	=			18,9					18,9
	i l			ТЭС	1	1			I	ĺ.		ĺ.			
				ВЭС		1									

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.
			Изменение мощности	Bcero AЭC						5,9					5,9
				ГЭС						2,9					2,9
				ГАЭС ТЭС	-	-	-			3,0					3,0
				ВЭС											
				СЭС											
	ПАО «РусГидро»	Башенная МГЭС	Ввод мощности	ГЭС	1–2	Гидротурбина вертикальная поворотно- лопастная (код ГТП GVIE1772)	-		10,0						10,0
Чеченская Республика	ООО «Юнигрин Пауэр»	Курчалоевская СЭС (Предгорная СЭС)	Ввод мощности	СЭС	-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2511)	-		25,0						25,0
			Ввод мощности	ГЭС	1	Гидротурбина радиально- осевая (код ГТП GVIE2759)	-					11,5			11,5
	ПАО «РусГидро»	Нихалойская ГЭС	Ввод мощности	ГЭС	2	Гидротурбина радиально- осевая (код ГТП GVIE2759)	-					11,5			11,5
			Вывод из эксплуатации	Bcero AЭC											
				ГЭС	_	=	_								
				TЭC ВЭС	1				<u> </u>				<u> </u>		
			Ввод мощности	CЭC Bcero					35,0			23,0			58,0
			Ввод мощности	АЭС					,						
				ГЭС ТЭС	_	-	-		10,0			23,0			33,0
				B9C C9C					25,0						25,0
			До модернизации	Всего					25,0						23,0
				АЭС ГЭС											
Итого по Чеченской Республике	-	=		ТЭС	_	=	_								
				BЭC СЭС											
			После модернизации	Всего АЭС											
				ГЭС	_	-	_								
				TЭC BЭC											
			Изменение мощности	СЭС Всего											
			TISMONOMIC MONGROUTS	АЭС											
				ГЭС ТЭС	_	-	-								
				BЭC СЭС											
			Вывод из эксплуатации	Всего				24,0			52,4	540,0			592,4
				АЭС ГЭС											
				TЭC ВЭС	_	-	=	24,0			52,4	540,0			592,4
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего АЭС	1			260,4	1123,0	304,5	475,1	1372,7	387,3		3662,5
				ГЭС	_	-	-	110.0	33,4			46,2	49,8		129,4
				TЭC BЭC	1			110,0 18,8	153,0 691,6	154,5	355,1	989,0 337,5	337,5		1142,0 1876,1
			До модернизации	СЭС Всего				131,6	244,9 540,0	150,0 462,7	120,0	286,0	286,0		514,9 1574,7
				АЭС	1										
				ГЭС ГАЭС		-	=		250,0	446,8 15,9		286,0	286,0		1268,8 15,9
ОЭС Юга	-	-		TЭC ВЭС	-				290,0						290,0
			П	СЭС		<u> </u>			575,0	510.2		215.0	215.0		1715.2
			После модернизации	Bcero AЭC	1					510,2		315,0	315,0		1715,2
				ГЭС ГАЭС	_	_	_		275,0	491,3 18,9		315,0	315,0		1396,3 18,9
				ТЭС	1				300,0	10,2					300,0
				B9C C9C											
			Изменение мощности	Всего АЭС	1				35,0	47,5		29,0	29,0		140,5
				ГЭС	1				25,0	44,5		29,0	29,0		127,5
				ГАЭС ТЭС	_	-	-		10,0	3,0			1	1	3,0 10,0
				B9C C9C											
			<u> </u>		1	L		1	1	<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>	1	I.	I

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования		2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.
			До модернизации	ТЭС	1	K-300-240	Газ, мазут				300,0				300,0
			После модернизации	ТЭС							330,0				330,0
Оренбургская область	АО «Интер РАО –	Ириклинская ГРЭС	Изменение мощности	ТЭС							30,0				30,0
	Электрогенерация»		До модернизации	ТЭС	3	K-300-240	Газ, мазут			300,0					300,0
			После модернизации	ТЭС						330,0					330,0
			Изменение мощности Вывод из эксплуатации	ТЭС Всего						30,0					30,0
			рывод из эксплуатации	АЭС ГЭС ТЭС	_	-	-								
			Ввод мощности	BЭC CЭC Bcero											
				АЭС ГЭС ТЭС ВЭС	-	-	-								
			До модернизации	CЭC Bcero AЭC						300,0	300,0				600,0
Итого по Оренбургской области	-	_		ГЭС ТЭС ВЭС СЭС	-	-	-			300,0	300,0				600,0
			После модернизации	Всего АЭС ГЭС						330,0	330,0				660,0
				T9C B9C C9C	-	=	-			330,0	330,0				660,0
			Изменение мощности	Всего АЭС ГЭС						30,0	30,0				60,0
				TЭС ВЭС СЭС	- -	-	-			30,0	30,0				60,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПТ-60-130/13	Газ, мазут					60,0			60,0
	ПАО «Т Плюс»	Пермская ТЭЦ-14	Вывод из эксплуатации	ТЭС	5	T-50-130	Газ, мазут					50,0			50,0
			Ввод мощности	ТЭС	-	ПГУ-105	Газ					105,0			105,0
Пермский край			До модернизации После модернизации Изменение мощности	79C 79C 79C	- 6	ПЛ 661-ВБ-930 ПЛ30/5059-В-930	-			100,0 115,0 15,0					100,0 115,0 15,0
	ПАО «РусГидро»	Воткинская ГЭС	До модернизации После модернизации Изменение мощности	79C 79C 79C	9	ПЛ 661-ВБ-930 ПЛ30/5059-В-930	-				100,0 115,0 15,0				100,0 115,0 15,0
	АО «Интер РАО –	HFPDC	До модернизации	ТЭС	2	K-820-240-5	Газ			820,0	,-				820,0
	Электрогенерация»	Пермская ГРЭС	После модернизации Изменение мощности	TЭC TЭC						850,0 30,0					850,0 30,0
			Вывод из эксплуатации	Всего АЭС ГЭС	-		_					110,0			110,0
				TЭC ВЭС СЭС	_	_						110,0			110,0
			Ввод мощности	Всего АЭС ГЭС			_					105,0			105,0
				TЭC ВЭС СЭС	-	-	_					105,0			105,0
Итого по Пермскому краю	=	_	До модернизации	Всего АЭС ГЭС	_	_	_			920,0 100,0	100,0				1020,0
тного по пермекому краю	_	_		ТЭС ВЭС СЭС		_				820,0					820,0

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.
			После модернизации	Bcero AЭC						965,0	115,0			1080,0
				ГЭС	_	_	_			115,0	115,0			230,0
				ТЭС ВЭС	-					850,0				850,0
			**	СЭС						45.0	4.5.0			50.0
			Изменение мощности	Всего АЭС	-					45,0	15,0			60,0
				ГЭС ТЭС	_	-	_			15,0 30,0	15,0			30,0 30,0
				ВЭС						30,0				30,0
			П	СЭС ТЭС	1	K-300-240	Уголь			300,0				300,0
			До модернизации После модернизации	ТЭС	1	K-300-240	УГОЛЬ			315,0				315,0
			Изменение мощности	ТЭС						15,0				15,0
	AO «Кузбассэнерго»	Рефтинская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	4	K-300-240-2	Уголь			13,0	300,0			300,0
			После модернизации	ТЭС	7	R-300-240-2	310.118				315,0			315,0
Свердловская область			Изменение мощности	ТЭС							15,0			15,0
			До модернизации	ТЭС	6	T-100-130	Газ		100,0		15,0			100,0
	ПАО «ЭЛ5-Энерго»	Среднеуральская ГРЭС	После модернизации	ТЭС	V	1 100 150	1 43		120,0					120,0
	This work shepron	ореднеурывекая 11 ос	Изменение мощности	ТЭС					20,0					20,0
	ООО «Синергия»	ТЭЦ Синергия	Ввод мощности	ТЭС	-	ПТУ-20	Газ	19,9	20,0					20,0
			Вывод из эксплуатации	Всего										
				АЭС ГЭС	+									
				ТЭС	_	=	_							
				ВЭС СЭС	-									
			Ввод мощности	Bcero AЭC	-			19,9						
				ГЭС	_	_	_							
				ТЭС ВЭС	-			19,9						
			П	CЭC Bcero					100,0	300,0	300,0			700,0
			До модернизации	АЭС					100,0	300,0	300,0			/00,0
Итого по Свердловской области	-	=		ГЭС ТЭС	_	-	-		100,0	300,0	300,0			700,0
				ВЭС					100,0	500,0	300,0			700,0
			После модернизации	СЭС 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	-									
				TЭC BЭC	_	_	_		20,0	15,0	15,0			50,0
				СЭС										
	ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ»	Ново-Салаватская ТЭЦ	Ввод мощности	ТЭС	1	P-50-12,8/0,8	Газ	50,0						
			До модернизации	ТЭС	1	K-315-240-3M	Газ, мазут		315,2					315,2
			После модернизации	ТЭС					330,0					330,0
	ООО «БГК»	Кармановская ГРЭС	Изменение мощности	ТЭС					14,8					14,8
	COO NET RO	кармановская 1130	До модернизации	ТЭС	2	K-300-240-1	Газ, мазут				300,0			300,0
			После модернизации	ТЭС			<u> </u>				330,0		<u> </u>	330,0
			Изменение мощности	ТЭС							30,0			30,0
Республика Башкортостан			До модернизации	ТЭС	9	T-100-130	Газ			100,0				100,0
	ООО «БГК»	Стерлитамакская ТЭЦ	После модернизации	ТЭС						118,0				118,0
			Изменение мощности	ТЭС						18,0				18,0
			До модернизации	ТЭС	3	ПТ-135/165-130/15	Газ, мазут				135,0			135,0
	ООО «БГК»	Ново-Стерлитамакская ТЭЦ	После модернизации	ТЭС		135,105 150,15	- 25,5,1				139,9			139,9
	300 NM N/	пово сторинимиковая год	Изменение мощности	T9C			-				4,9			4,9
1			F13МСНЕНИЕ МОЩНОСТИ	130	<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>	4,9	1	1	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.
			До модернизации	ТЭС	9	P-45-130/13	Газ, мазут				45,0				45,0
	ООО «БГК»	Уфимская ТЭЦ-4	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							
			Вывод из эксплуатации	Всего АЭС											
				ГЭС	=	_	_								
				TЭC ВЭС											+
			Ввод мощности	CЭC Bcero				68,4							
			ввод мощности	АЭС				08,4							
				ГЭС ТЭС	_		-	68,4							+
				ВЭС				00,4							
			До модернизации	СЭС Всего					315,2	100,0	480,0				895,2
и в				АЭС							,				
Итого по Республике Башкортостан	-	-		ГЭС ТЭС	-				315,2	100,0	480,0				895,2
				B3C											
			После модернизации	CЭC Bcero					330,0	118,0	519,8				967,8
				АЭС ГЭС	4										
				ТЭС	<u> </u>	-			330,0	118,0	519,8				967,8
				ВЭС СЭС	1			-			+	+	+		+
			Изменение мощности	Всего					14,8	18,0	39,8				72,6
				АЭС ГЭС	_		_								+
				TЭC ВЭС	_	_	_		14,8	18,0	39,8				72,6
				CЭC											
			До модернизации	ТЭС	3	T-110/120-130-3	Газ, уголь, мазут			110,0					110,0
			После модернизации	ТЭС						125,0					125,0
Удмуртская Республика	ПАО «Т Плюс»	Ижевская ТЭЦ-2	Изменение мощности	ТЭС						15,0					15,0
			Ввод мощности	ТЭС	4	Тп-124-12,8-NG	Газ, уголь, мазут	124,9							
			Вывод из эксплуатации	Всего АЭС											+
				ГЭС	_	_	_								
				TЭC ВЭС											+
			D	СЭС				124.0							
			Ввод мощности	Всего АЭС				124,9							<u>+</u>
				ГЭС ТЭС	-	_	_	124,9							
				ВЭС				124,9							
			До модернизации	СЭС Всего						110,0					110,0
			до модеринации	АЭС	1					110,0					110,0
Итого по Удмуртской Республике	-	-		ГЭС ТЭС	-	-	-			110,0	+		1		110,0
				BЭC CЭC	1									_	
			После модернизации	Всего						125,0					125,0
				АЭС ГЭС	4										
				ТЭС	<u> </u>	-				125,0	<u> </u>				125,0
				ВЭС СЭС	1			-			+	+	+		+
			Изменение мощности	Всего	-					15,0	ļ				15,0
				АЭС ГЭС	<u> </u>						<u> </u>				<u>+</u>
				TЭC BЭC	_	_	_			15,0					15,0
				СЭС											
			До модернизации После модернизации	TЭC ТЭС	1	T-180/210-130-1	Газ, мазут			180,0 185,0	 				180,0 185,0
			Изменение мощности	ТЭС	_	m 400/7:17	7			5,0					5,0
			До модернизации После модернизации	TЭC ТЭС	2	T-180/210-130-1	Газ, мазут			180,0 185,0					180,0 185,0
Тюменская область	ПАО «Форвард Энерго»	Тюменская ТЭЦ-2	Изменение мощности	ТЭС	3	T 190/210 120 1	Fan			5,0					5,0 180,0
			До модернизации После модернизации	TЭC ТЭС	3	T-180/210-130-1	Газ, мазут			180,0 185,0	<u> </u>		<u> </u>		185,0
			Изменение мощности До модернизации	TЭC TЭC	4	K-215-130-1	Газ, мазут			5,0 215,0					5,0 215,0
			После модернизации	ТЭС	7	10-210-100-1	1 a5, ma3y1			220,0					220,0
	<u> </u>		Изменение мощности	ТЭС	I				<u> </u>	5,0	1				5,0

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.
			Вывод из эксплуатации	Всего АЭС	-										-
				ГЭС	_	-	_								
				TЭC ВЭС	-										+
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего АЭС	-										
				ГЭС	_	_	_								
				TЭC ВЭС	-	_									
				CЭC											
			До модернизации	Всего АЭС						755,0					755,0
Итого по Тюменской области				ГЭС	-										
итого по тюменской области	=	_		TЭC ВЭС	_	=	=			755,0					755,0
				СЭС	-										
			После модернизации	Всего						775,0					775,0
				АЭС ГЭС	+										
				ТЭС	=	=	_			775,0					775,0
				ВЭС СЭС	-										+
			Изменение мощности	Всего						20,0					20,0
			 	АЭС ГЭС	-			<u> </u>	 		<u> </u>				
				ТЭС	=	-	-			20,0					20,0
			-	ВЭС СЭС	-				1						
			До модернизации	ТЭС	12	T-178/210-130	Газ		1			178,0			178,0
				ТЭС		- 1,0,210 130	1.00		1			190,0			190,0
			После модернизации	.											ļ
	ПАО «ОГК-2»	Сургутская ГРЭС-1	Изменение мощности	ТЭС								12,0			12,0
			До модернизации	ТЭС	13	K-210-130-3	Газ		215,0						215,0
			После модернизации	ТЭС					190,0						190,0
			Изменение мощности	ТЭС					-25,0						-25,0
			До модернизации	ТЭС	2	K-810-240-5	Газ			810,0					810,0
			После модернизации	ТЭС						830,0					830,0
Ханты-Мансийский автономный			Изменение мощности	ТЭС						20,0					20,0
округ – Югра			До модернизации	ТЭС	3	K-810-240-5	Газ				810,0				810,0
			После модернизации	ТЭС	J	R 010 240 3	143				830,0				830,0
											·				
	ПАО «Юнипро»	Сургутская ГРЭС-2	Изменение мощности	ТЭС			_				20,0				20,0
			До модернизации	ТЭС	4	K-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	K-810-240-5	Газ		810,0						810,0
			После модернизации	ТЭС					830,0						830,0
			Изменение мощности	ТЭС					20,0						20,0
			Вывод из эксплуатации	Всего											
			 	АЭС ГЭС	-			<u> </u>	 		<u> </u>				
				ТЭС	-	-	-								
				ВЭС СЭС	-										
			Ввод мощности	Всего											
				АЭС ГЭС	-				ļ						
				ТЭС	-		-								
				ВЭС СЭС	-										
			До модернизации	Всего					1835,0	810,0	810,0	178,0			3633,0
Итого				АЭС ГЭС	-										
по Ханты-Мансийскому автономному округу – Югре	=	=		ТЭС	-	-	-		1835,0	810,0	810,0	178,0			3633,0
автопомному округу – гогре				B9C C9C	-										<u> </u>
			После модернизации	Всего					1850,0	830,0	830,0	190,0			3700,0
				АЭС ГЭС	-										<u> </u>
				ТЭС	_	-	-		1850,0	830,0	830,0	190,0			3700,0
				B9C C9C	-					<u> </u>				·	
			Изменение мощности	Всего					15,0	20,0	20,0	12,0			67,0
				АЭС ГЭС	-										<u> </u>
				ТЭС	-	-	-		15,0	20,0	20,0	12,0			67,0
				B9C C9C	-					- 					
			L	LJL	l	<u> </u>	L	<u> </u>	I		L	l	i L		

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. 2	029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.
	ПАО «Форвард Энерго»	Челябинская ТЭЦ-1	Ввод мощности	ТЭС	12	P-26,9-3,5/0,08	Газ			26,9					26,9
			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
	ООО «Каширская ГРЭС»	Южноуральская ГРЭС	Вывод из эксплуатации	ТЭС	7	T-82/100-90/2,5	Уголь, газ				82,0				82,0
Челябинская область			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
	AO «Карабашмедь»	ГПЭС Карабаш-3	Ввод мощности	ТЭС	1–4	MWM TCG 2032 V 16	Газ	17,2							
	AO «КМЭЗ»	ГПЭС Кыштым-2	Ввод мощности	ТЭС	1–4	MWM TCG 2032 V 16	Газ	17,2							
			Вывод из эксплуатации	Всего АЭС ГЭС ТЭС ВЭС	-	-	-				664,0	83,0			747,0 747,0
			Ввод мощности	СЭС Всего АЭС ГЭС ТЭС	-	-	-	34,4		26,9					26,9
Итого по Челябинской области	_	_	До модернизации	ВЭС СЭС Всего АЭС ГЭС	_	_	_								
THOSE IN TELEVISION COMMENT			После модернизации	TЭС ВЭС СЭС Всего АЭС											
			Изменение мощности	ГЭС ТЭС ВЭС СЭС Всего	_	_	-								
				АЭС ГЭС ТЭС ВЭС СЭС	-	-	-								
			Вывод из эксплуатации	Всего АЭС ГЭС ТЭС	_	-	_				664,0	193,0			857,0 857,0
			Ввод мощности	ВЭС СЭС Всего АЭС ГЭС	-			247,6		26,9		105,0			131,9
			До модернизации	TЭC BЭC СЭС Всего	_	_	-	247,6	2250,2	26,9 3295,0	1990,0	105,0			131,9 7713,2
ОЭС Урала	-	-	T	AЭС ГЭС ТЭС ВЭС	_	-	-		2250,2	100,0 3195,0	100,0 1890,0	178,0			200,0 7513,2
			До модернизации После модернизации	СЭС Всего АЭС ГЭС ТЭС	-	-	-		2300,0	3458,0 115,0 3343,0	2109,8 115,0 1994,8	190,0			8057,8 230,0 7827,8
				B9C C9C							-				

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.
			Изменение мощности	Всего					49,8	163,0	119,8	12,0		344,6
				АЭС ГЭС		_	_			15,0	15,0			30,0
				TЭC ВЭС	_		_		49,8	148,0	104,8	12,0		314,6
				СЭС										
Алтайский край	AO «СГК-Алтай»	Барнаульская ТЭЦ-3	До модернизации После модернизации	TЭC ТЭС	2	Т-175/210-130 Г	аз, уголь, мазут			175,0 185,0				175,0 185,0
1		1 3 ,	Изменение мощности	ТЭС						10,0				10,0
			Вывод из эксплуатации	Bcero AЭC										
				ГЭС ТЭС	_	-	-							
				ВЭС										
			Ввод мощности	СЭС Всего										
				АЭС ГЭС										
				ТЭС	_	-	=							
				BЭC СЭС	-									
			До модернизации	Bcero AЭC						175,0				175,0
Итого по Алтайскому краю	=	_		ГЭС	_	_	_							
ттого по Алтанскому краю		_		TЭC ВЭС	_		_			175,0				175,0
			-	СЭС						105.0				407.0
			После модернизации	Bcero AЭC						185,0				185,0
				ГЭС ТЭС	_	_	=			185,0				185,0
				ВЭС						105,0				103,0
			Изменение мощности	СЭС Всего						10,0				10,0
				АЭС ГЭС						,				,
				ТЭС	_	-	-			10,0				10,0
				BЭC СЭС	_									
		Борзинская СЭС	Ввод мощности	СЭС	-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1860)	-	60,0						
		15 * * * * * * * * * * * * * * * * * * *	Ввод мощности	сэс	-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1875)	-		60,0					60,0
		Абагайтуйская СЭС	Ввод мощности	сэс	-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1876)	-		60,0					60,0
		ГТП GVIE2878	Ввод мощности	СЭС	-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2878)	=		50,0					50,0
		ГТП GVIE2879	Ввод мощности	СЭС	-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2879)	-		50,0					50,0
	ООО «Юнигрин Пауэр»	ГТП GVIE2877	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
			Ввод мощности	C9C	1	ФЭСМ Хандама (код ГТП GVIE2335) ФЭСМ Аверина (код ГТП	=			8,7				8,7
Забайкальский край		Луговая СЭС	Ввод мощности	СЭС	2	GVIE2341)	=			25,5				25,5
			Ввод мощности	СЭС	3	ФЭСМ Шахтерская (код ГТП GVIE2590) ФЭСМ Ивашки (код ГТП	-			51,0				51,0
			Ввод мощности	СЭС	4	GVIE2593)				51,0				51,0
			Ввод мощности	СЭС	1	ФЭСМ Нерча (код ГТП GVIE2818)	_		36,8					36,8
		Полевая СЭС	Ввод мощности	СЭС	2	ФЭСМ Даурия (код ГТП GVIE2822) ФЭСМ Куэнга (код ГТП	_		30,0					30,0
	ООО «Солар Ритейл»		Ввод мощности	СЭС	3	ФЭСМ КУЭНГА (КОД Г ГП GVIE2823) ФЭСМ КУДИНЦА (КОД ГТП	_			25,0				25,0
			Ввод мощности	СЭС	4	ФЭСМ Кудинца (код 1 111 GVIE2838)	-			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. 202	025–2030 гг.
			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
		Майдари СЭС	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 –	Харанорская ГРЭС	Ввод мощности	ТЭС	4	ПСУ	Уголь						230,0		230,0
	Электрогенерация»		Ввод мощности	ТЭС	5	ПСУ	Уголь						230,0		230,0
			Вывод из эксплуатации	Bcero AЭC	-										
				TЭC TЭC	_	-	=								
			Ввод мощности	BЭC CЭC Bcero				60,0	336,8	271,0	170,6	220,3	460,0		1458,7
			ввод мощности	АЭС ГЭС	-			60,0	330,6	2/1,0	170,0	220,3	460,0		1436,/
				TЭC ВЭС	_	-	-						460,0		460,0
			До модернизации	CЭC Bcero	-			60,0	336,8	271,0	170,6	220,3			998,7
п обх				АЭС ГЭС											
Итого по Забайкальскому краю	-	-		TЭC BЭC	<u> </u>	-	-								
			После модернизации	CЭC Bcero											
				АЭС ГЭС	_	_									
				ТЭС ВЭС		_	_								
			Изменение мощности	CЭC Bcero											
				АЭС ГЭС	_	_	=								
				TЭC BЭC											
			Ввод мощности	СЭС	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							
	ООО «Иркутская нефтяная компания»	Западная ГТЭС	Ввод мощности	ТЭС	6	САТУРН ГТА-6РМ №6	Газ	6,0							
	KOWIIGHIA//		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							
Иркутская область			Ввод мощности	ТЭС	12	ЭГЭС-12С №12	Газ	12,0							
			Ввод мощности	ТЭС	1	ЭГЭС-12С - 12000 №1	Газ	12,0							
			Ввод мощности	ТЭС	2	ЭГЭС-12С - 12000 №2	Газ	12,0							
	ООО «Иркутская нефтяная	House-serves PTOC	Ввод мощности	ТЭС	3	ЭГЭС-12С - 12000 №3	Газ	12,0							
	компания»	Центральная ГТЭС	Ввод мощности	ТЭС	4	ЭГЭС-12С - 12000 №4	Газ	12,0							
			Ввод мощности	ТЭС	5	ЭГЭС-12С - 12000 №5	Газ	12,0							
			Ввод мощности	ТЭС	6	ЭГЭС-12С - 12000 №6	Газ	12,0							

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.
			Ввод мощности	ТЭС	10	ПСУ	Уголь					230,0			230,0
	ООО «Байкальская энергетическая компания»	Иркутская ТЭЦ-11	Ввод мощности	ТЭС	11	ПСУ	Уголь					230,0			230,0
	энергетическая компания»		Ввод мощности	ТЭС	12	ПСУ	Уголь						230,0		230,0
	AO «Группа «ИЛИМ»	ТЭС Филиала АО «Группа «ИЛИМ» г. Усть-Илимск	Ввод мощности	ТЭС	-	ТΓ	Черный щелок	35,0							
			Вывод из эксплуатации	Bcero AЭC											
				ГЭС ТЭС	-	-	_								
				ВЭС											
			Ввод мощности	СЭС Всего				179,0				460,0	230,0		690,0
				АЭС ГЭС											
				T9C B9C	_	_	_	179,0				460,0	230,0		690,0
				СЭС											
			До модернизации	Bcero AЭC											
Итого по Иркутской области	-	-		ГЭС ТЭС	-	-	-								
				ВЭС											
			После модернизации	СЭС Всего											
				АЭС ГЭС											
				T9C B9C	-	_	_								
			***	СЭС											
			Изменение мощности	Всего АЭС											
				ГЭС ТЭС	-	=	-								
				BЭC СЭС											
			До модернизации	ТЭС	2	K-215-130-1	Уголь				200,0				200,0
Кемеровская область – Кузбасс	AO «Кузбассэнерго»	Беловская ГРЭС	После модернизации	ТЭС							215,0				215,0
			Изменение мощности	ТЭС							15,0				15,0
			Вывод из эксплуатации	Bcero AЭC											
				ГЭС	_	_	_								
				TЭC ВЭС											
			Ввод мощности	CЭC Bcero											
				АЭС ГЭС											
				ТЭС	-	-	_								
				BЭC CЭC											
			До модернизации	Bcero AЭC							200,0				200,0
Итого по Кемеровской области – Кузбассу	-	-		ГЭС ТЭС	-	=	_				200,0				200,0
Rysoaccy				ВЭС							200,0				200,0
			После модернизации	СЭС Всего							215,0				215,0
				АЭС ГЭС											
				TЭC ВЭС	=	_	=				215,0				215,0
				СЭС							150				
			Изменение мощности	Всего АЭС							15,0				15,0
				ГЭС ТЭС	-	=	-			-	15,0				15,0
				BЭC СЭС											
			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							
	АО «Красноярская ТЭЦ-1»	Красноярская ТЭЦ-1	Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	ПТ-25-90/10	Уголь	25,0							
			Ввод мощности	ТЭС	15	ПТ-35-90	Уголь	35,0							
Красноярский край			Ввод мощности	ТЭС	16	ПТ-35-90	Уголь	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.
	АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»	Красноярская ТЭЦ-3	Ввод мощности	ТЭС	2	T-185-130	Уголь	185,0							
			До модернизации	TЭC ТЭС	11	P-57-130/15	Уголь			57,0 100,0					57,0 100,0
	АО «Красноярская ТЭЦ-1»	Красноярская ТЭЦ-1	После модернизации Изменение мощности	T9C						43,0					43,0
	АО «красноярская 1 Эц-1»	красноярская 19ц-1	До модернизации После модернизации	TЭC ТЭС	12	P-57-130/15	Уголь			57,0 87,0					57,0 87,0
			Изменение мощности	T9C						30,0					30,0
	ООО «Тайга Богучаны»	Электростанция ООО «Тайга Богучаны»	Ввод мощности	ТЭС	1	П-162-96/28/15/6	Черный щелок		162,0						162,0
			Вывод из эксплуатации	Всего АЭС				100,0							
				ГЭС	_	_	_								
				TЭC ВЭС	_			100,0							
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего АЭС	_			255,0	162,0						162,0
				ГЭС	_	_	_								
				TЭC ВЭС	_			255,0	162,0						162,0
				СЭС											
			До модернизации	Всего АЭС	4					114,0					114,0
Итого по Красноярскому краю	_	=		ГЭС	_	_	_								
ттого по красноярскому краю	=	=		TЭC ВЭС	_	=	_			114,0					114,0
				C9C											
			После модернизации	Bcero AЭC	1					187,0					187,0
				ГЭС											
				T9C	_	=	_			187,0					187,0
				ВЭС СЭС											
			Изменение мощности	Bcero						73,0					73,0
				АЭС ГЭС	_										
				ТЭС		=	-			73,0					73,0
				BЭC СЭС											
			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
Новосибирская область	АО «СГК-Новосибирск»	Новосибирская ТЭЦ-3	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
			Вывод из эксплуатации	Всего						20,0					20,0
				АЭС											
				ГЭС ТЭС	_	-	-								
				ВЭС											
			Ввод мощности	СЭС Всего											
			,, ,	АЭС											
				ГЭС ТЭС	_	-	-								
				ВЭС											
			До модернизации	СЭС Всего						100,0	100,0			1	200,0
			•	АЭС						•					ĺ
Итого по Новосибирской области	-	-		ГЭС ТЭС	_	-	-		<u> </u>	100,0	100,0			<u> </u>	200,0
				ВЭС						_					,
			После модернизации	СЭС Всего						120,0	120,0			1	240,0
				АЭС						_					
				ГЭС ТЭС	_	-	-			120,0	120,0				240,0
				B9C C9C	4								-		
			Изменение мощности	Всего						20,0	20,0				40,0
				АЭС ГЭС											
				ТЭС	_	=	-			20,0	20,0				40,0
				BЭC СЭС	4										
	ООО «Юнигрин Пауэр»	Джидинская СЭС	Ввод мощности	СЭС	-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1862)	-	50,0							
D	ООО «Юнигрин Пауэр»	Новобичурская СЭС	Ввод мощности	СЭС	-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1863)	-	52,0							
Республика Бурятия			Ввод мощности	ТЭС	1	ПСУ	Уголь					65,0			65,0
	ПАО «ТГК-14»	Улан-Удэнская ТЭЦ-2	Ввод мощности	ТЭС	2	ПСУ	Уголь						90,0		90,0

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.
			Вывод из эксплуатации	Всего АЭС ГЭС ТЭС ВЭС	_	-	_								
			Ввод мощности	СЭС Всего АЭС ГЭС ТЭС	_	_	_	102,0				65,0	90,0		155,0
			До модернизации	B9C C9C Bcero A9C				102,0				63,0	90,0		155,0
Итого по Республике Бурятия	-	-	После модернизации	ГЭС ТЭС ВЭС СЭС Всего	_	-	-								
			поме модеринации	АЭС ГЭС ТЭС ВЭС	-	-	-								
			Изменение мощности	СЭС Всего АЭС ГЭС ТЭС	_	-	-								
				BЭC CЭC											
Республика Тыва	АО «Кызылская ТЭЦ»	Кызылская ТЭЦ	До модернизации После модернизации Изменение мощности До модернизации	TЭC TЭC TЭC TЭC	3	K-2,5-35	Уголь Уголь			2,5 3,1 0,6 2,5					2,5 3,1 0,6 2,5
			После модернизации Изменение мощности	TЭC TЭC						3,1 0,6					3,1 0,6
			Вывод из эксплуатации	Всего АЭС ГЭС ТЭС ВЭС СЭС	-	-	-								
			Ввод мощности	Всего АЭС ГЭС ТЭС ВЭС СЭС	_	-	-								
Итого по Республике Тыва	-	-	До модернизации	Всего АЭС ГЭС ТЭС ВЭС	-	-	-			5,0					5,0
			После модернизации	СЭС Всего АЭС ГЭС ТЭС	_	-	-			6,3					6,3
			Изменение мощности	B9C C9C Bcero A9C						1,3					1,3
			До модернизации	ГЭС ТЭС ВЭС СЭС ТЭС	1	ПТ-60-130/13	Уголь, мазут			1,3					1,3
Республика Хакасия	АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»	Абаканская ТЭЦ	После модернизации Изменение мощности	ТЭС ТЭС	1	111-00-130/13	этоль, мазуг			64,9 4,9					64,9 4,9
			Вывод из эксплуатации	Всего АЭС ГЭС ТЭС ВЭС СЭС	_	_	_								
			Ввод мощности	Всего АЭС ГЭС ТЭС ВЭС СЭС	-	-	-								
Итого по Республике Хакасия	-	-	До модернизации	Всего АЭС ГЭС ТЭС ВЭС	-	-	_			60,0					60,0
				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.
			После модернизации	Всего						64,9				64,9
				<u>А</u> ЭС ГЭС										
				TЭC BЭC	_	_	_			64,9				64,9
				CЭC	_									
			Изменение мощности	Всего						4,9				4,9
				АЭС ГЭС	_									
				ТЭС	_	_	_			4,9				4,9
				ВЭС СЭС										
	AO «CXK»	Опытно-демонстрационный энергоблок г. Северска	Ввод мощности	АЭС	1	БРЕСТ-ОД-300	Ядерное топливо					300,0		300,0
Томская область			Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	BT-25-4	Уголь, газ		25,0					25,0
	AO «РИР»	ТЭЦ СХК	Ввод мощности	ТЭС	1	ПР-30/35/8,8/1,0	Уголь, газ		30,0					30,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	ВПТ-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	Bcero					50,0					50,0
				АЭС ГЭС	-									
				ТЭС	_	-	=		50,0					50,0
				ВЭС СЭС										
			Ввод мощности	Всего					60,0			300,0		360,0
				АЭС ГЭС								300,0		300,0
				ТЭС	_	_	_		60,0					60,0
				ВЭС СЭС										
			До модернизации	Всего										
				АЭС ГЭС										
Итого по Томской области	-	-		ТЭС	_	-	-							
				B9C C9C										
			После модернизации	Всего										
				АЭС ГЭС										
				ТЭС	_	-	-							
				ВЭС СЭС										
			Изменение мощности	Всего										
				АЭС ГЭС	_									
				TЭC	_	_	_							
				ВЭС СЭС										
			Вывод из эксплуатации	Всего			+	100,0	50,0					50,0
				АЭС ГЭС	-								1	
				ТЭС	_	_	_	100,0	50,0					50,0
				ВЭС СЭС	4								-	
			Ввод мощности	Всего				596,0	558,8	271,0	170,6	1045,3	780,0	2825,7
				АЭС ГЭС	+						-	300,0	 	300,0
				ТЭС	_	_	=	434,0	222,0			525,0	780,0	1527,0
				ВЭС СЭС	-			162,0	336,8	271,0	170,6	220,3		998,7
			До модернизации	Всего				,-		454,0	300,0			754,0
2222				АЭС ГЭС	-									
ОЭС Сибири	_	=		ТЭС	_	=	=			454,0	300,0			754,0
				ВЭС СЭС	+				<u> </u>		1			
			После модернизации	Всего						563,2	335,0			898,2
				АЭС ГЭС	-									
				ТЭС	_	_	_			563,2	335,0			898,2
				ВЭС СЭС	-									
			Изменение мощности	Всего						109,2	35,0			144,2
				АЭС ГЭС	-									
				ТЭС	_	_	=			109,2	35,0			144,2
				ВЭС СЭС	_									
L	ı	I	I	LJC	<u> </u>	i	_1	<u> </u>	1	i	I	<u> </u>	I.	L

			Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	(ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.
			Вывод из эксплуатации	Всего				236,0	177,0	94,0	851,4	833,0		2000,0 2000,0	3955,4
1				АЭС ГЭС										2000,0	2000,0
				TЭC ВЭС	_	_	=	236,0	177,0	94,0	851,4	833,0			1955,4
				C9C											
			Ввод мощности	Всего АЭС				1715,7	3594,5 1200,0	665,9	2151,9 1200,0	4723,4 300,0	1502,3	1150,0 1150,0	13787,9 3850,0
				ГЭС				8,1	33,4	16,5	1200,0	46,2	49,8	1130,0	145,9
				ГАЭС ТЭС	=	=	_	1158,6	805,9	56,9	155,0	840,0 2630,4	780,0		840,0 4428,2
				B9C				255,4	901,5	171,5	506,2	686,5	672,5		2938,2
			П	СЭС				293,6 175,0	653,7 3670,2	421,0 6046,7	290,6 3465,0	220,3 464,0	351,0		1585,6 13996,9
			До модернизации	Всего АЭС				1/5,0	3670,2	6046,/	3403,0	464,0	331,0		13996,9
				ГЭС				65,0	375,0	961,8	165,0	286,0	351,0		2138,8
Итого по 1-й синхронной зоне	-	-		ГАЭС ТЭС	_	_	_	110,0	3295,2	15,9 5069,0	3300,0	178,0			15,9 11842,2
				ВЭС					ĺ	,	<u> </u>	,			,
			После модернизации	СЭС Всего				202,5	3849,5	6501,3	3705,3	505,0	387,5		14948,6
				АЭС											
				ГЭС ГАЭС	_	_	_	72,5	413,5	1067,3 18,9	187,5	315,0	387,5		2370,8 18,9
				ТЭС				130,0	3436,0	5415,2	3517,8	190,0			12559,0
				BЭC СЭС											+
			Изменение мощности	Всего				27,5	179,3	454,6	240,3	41,0	36,5		951,7
				<u>А</u> ЭС ГЭС				7,5	38,5	105,5	22,5	29,0	36,5		232,0
				ГАЭС	-	-	_			3,0					3,0
				TЭC ВЭС				20,0	140,8	346,2	217,8	12,0			716,8
			Вывод из эксплуатации	CЭC ТЭС	5	KT-115-8,8-2	Уголь, мазуг				100,0				100,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	KT-115-8,8-2	Уголь, мазут				100,0				100,0
	AO «ДГК»	Артемовская ТЭЦ	Вывод из эксплуатации	ТЭС	7	K-100-90-6	Уголь				100,0				100,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	8	K-100-90-6	Уголь				100,0				100,0
	ПАО «РусГидро»	Партизанская ГРЭС	Ввод мощности	ТЭС	4	K-140-12,8	Уголь, мазут				140,0				140,0
Приморский край	пто м устидро»	Партизанская 11 ЭС	Ввод мощности	ТЭС	5	K-140-12,8	Уголь, мазуг				140,0				140,0
	ПАО «РусГидро»	Артемовская ТЭЦ-2 (Шкотовская ТЭЦ)	Ввод мощности	ТЭС	1	ПГУ	Газ				220,0				220,0
		(шистоления 132)	Ввод мощности	ТЭС	2	ПГУ	Газ				220,0				220,0
			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
	ПАО «РусГидро»	Владивостокская ТЭЦ-2	Изменение мощности	ТЭС					22,0						22,0
			До модернизации	ТЭС	3	T-105-115	Газ, мазут					105,0			105,0
			После модернизации	TЭC		T-120/130-12,8						120,0			120,0
			Изменение мощности	ТЭС								15,0			15,0
	AO «НЗМУ»	Шепаловская ТЭС	Ввод мощности	ТЭС	1–4	ГТУ	Газ		30,0						30,0
			Вывод из эксплуатации	Всего АЭС							400,0				400,0
				ГЭС	_	_	_				100.0				100.0
				TЭC ВЭС							400,0				400,0
				СЭС					20.0		7000				7500
			Ввод мощности	Всего АЭС					30,0		720,0				750,0
				ГЭС	_	_	_		26.0		70°°				7500
				TЭC ВЭС					30,0		720,0				750,0
			П	СЭС					00.0			105.0			202.6
			До модернизации	Всего АЭС					98,0			105,0			203,0
Итого по Приморскому краю	-	-		ГЭС ТЭС	-	-	_		98,0	_		105,0	_		203,0
				ВЭС					98,0			105,0			203,0
				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.
			После модернизации	Bcero AЭC					120,0			120,0			240,0
				ГЭС	_	-	-		120.0			120.0			240.0
				ТЭС ВЭС					120,0			120,0			240,0
			Изменение мощности	CЭC Bcero					22,0			15,0			37,0
			тізменение мощности	АЭС					22,0			13,0			31,0
				ГЭС ТЭС	_	-	-		22,0			15,0			37,0
				B9C C9C											
			Вывод из эксплуатации	тэс	5	T-27,5-90	Уголь (газ)				27,5				27,5
		Комсомольская ТЭЦ-2	Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	ПТ-60-90/13	Уголь (газ)				60,0				60,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПР-25/30-90	Уголь (газ)/мазут				25,0				25,0
	AO «ДГК»		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
		Хабаровская ТЭЦ-1	Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	ПТ-50-90	Уголь (газ)/мазут				50,0				50,0
Хабаровский край			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
	T.O. D. D.		Ввод мощности	ТЭС	1	ПГУ	Газ				205,0				205,0
	ПАО «РусГидро»	Хабаровская ТЭЦ-4 (Южная ТЭЦ)	Ввод мощности	ТЭС	2	ПГУ	Газ				205,0				205,0
			Вывод из эксплуатации	Bcero							522,5				522,5
				АЭС ГЭС		_									
				TЭC ВЭС	<u> </u>	_	_				522,5				522,5
			_	СЭС											
			Ввод мощности	Всего АЭС							410,0				410,0
				ГЭС ТЭС	-	-	_				410,0				410,0
				ВЭС							410,0				410,0
			До модернизации	CЭC Bcero											
				АЭС ГЭС	1										
Итого по Хабаровскому краю	-	-		ТЭС	-	-									
				ВЭС СЭС	-										
			После модернизации	Всего											
				АЭС ГЭС		=	_								
				ТЭС ВЭС	<u> </u>	_	_								
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего АЭС	1				1	1	1	+	+		
				ГЭС ТЭС	-	-	=								
				ВЭС	1										
				СЭС											
	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
			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
	ПАО «Якутскэнерго»	Якутская ГРЭС	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		1	1	22,2				22,2
	ПАО «РусГидро»	Нерюнгринская ГРЭС	Ввод мощности	ТЭС	4	K-225-12,8	Уголь				225,0				225,0
			Ввод мощности	ТЭС	5	K-225-12,8	Уголь				225,0				225,0

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.
	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)	Ввод мощности	ТЭС	1	ПСУ	Газ			80,0				80,0
Республика Саха (Якутия)	пло «густидро»	(Туймаада ТЭЦ)	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 «Вилюйская ГЭС-3»	Светлинская ГЭС	Ввод мощности	гэс	4	ГА	-				104,0			104,0
			Вывод из эксплуатации	тэс	2	ГТУ LM 6000	Газ		40,4					40,4
	АО «Якутская ГРЭС-2»	Якутская ГРЭС Новая	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 Вилюйск	Ввод мощности	ТЭС	-	ГПУ	Газ		33,0	40.0	170			33,0
			Вывод из эксплуатации	Всего АЭС ГЭС ТЭС ВЭС СЭС	-	-	-	12,0	40,4	12,0	170,1			222,5
			Ввод мощности	Bcero A9C F9C T9C B9C C9C	_	-	-		83,0 83,0	300,0	744,0 104,0 640,0	550,0		1677,0 104,0 1573,0
Итого по Республике Саха (Якутия)	-	-	До модернизации	Всего АЭС ГЭС ТЭС ВЭС	-	-	-							
			После модернизации	C9C Bcero A9C F9C T9C B9C	-	-	-							
			Изменение мощности	СЭС Всего АЭС ГЭС ТЭС ВЭС	-	-	_							
Амурская область	ООО «Свободненская ТЭС»	Свободненская ТЭС	Ввод мощности	СЭС ТЭС	-	ПСУ	Газ						450,0	450,0
			Вывод из эксплуатации	Bcero A9C F9C T9C B9C C9C	-	1	-							
			Ввод мощности	Всего АЭС ГЭС ТЭС	_	-	-						450,0 450,0	450,0 450,0
			До модернизации	BЭС СЭС Всего АЭС										
Итого по Амурской области	_	-		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.
			После модернизации	Всего АЭС ГЭС	_	-	_								
				TЭC ВЭС СЭС	_	_									
			Изменение мощности	Всего АЭС ГЭС											
				TЭС ВЭС СЭС	-	-	_								
			Вывод из эксплуатации	Всего АЭС ГЭС				12,0	40,4	12,0	1092,6				1145,0
				TЭC ВЭС СЭС	_	-	_	12,0	40,4	12,0	1092,6				1145,0
			Ввод мощности	Всего АЭС ГЭС					113,0	300,0	1874,0 104,0	550,0	450,0		3287,0 104,0
				T9C B9C C9C	-	-	_		113,0	300,0	1770,0	550,0	450,0		3183,0
			До модернизации	Всего АЭС ГЭС					98,0			105,0			203,0
ОЭС Востока	=	-		TЭC ВЭС СЭС	=	=	_		98,0			105,0			203,0
			После модернизации	Всего АЭС ГЭС					120,0			120,0			240,0
				TЭC ВЭС СЭС	=	=	_		120,0			120,0			240,0
			Изменение мощности	Всего АЭС ГЭС					22,0			15,0			37,0
				TЭC ВЭС СЭС	=	=	_		22,0			15,0			37,0
			Вывод из эксплуатации	Всего АЭС ГЭС				12,0	40,4	12,0	1092,6				1145,0
				T9C B9C C9C	=	-	_	12,0	40,4	12,0	1092,6				1145,0
			Ввод мощности	Всего АЭС ГЭС					113,0	300,0	1874,0 104,0	550,0	450,0		3287,0 104,0
				T9C B9C C9C	_	-	_		113,0	300,0	1770,0	550,0	450,0		3183,0
			До модернизации	Всего АЭС ГЭС					98,0			105,0			203,0
Итого по 2-й синхронной зоне	_	_		T9C B9C C9C	=	=	_		98,0			105,0			203,0
			После модернизации	Всего АЭС ГЭС					120,0			120,0			240,0
				T9C B9C C9C	-	-	_		120,0			120,0			240,0
			Изменение мощности	Всего АЭС ГЭС					22,0			15,0			37,0
				TЭC ВЭС СЭС	-	=	_		22,0			15,0			37,0
			Вывод из эксплуатации	Всего АЭС ГЭС				248,0	217,4	106,0	1944,0	833,0		2000,0 2000,0	5100,4 2000,0
				TЭC ВЭС СЭС	_	-	_	248,0	217,4	106,0	1944,0	833,0			3100,4
			Ввод мощности	Всего АЭС ГЭС				1715,7 8,1	3707,5 1200,0 33,4	965,9 16,5	4025,9 1200,0 104,0	5273,4 300,0 46,2	1952,3 49,8	1150,0 1150,0	17074,9 3850,0 249,9
				ГАЭС ТЭС ВЭС	-	-	-	1158,6 255,4	918,9 901,5	356,9 171,5	1925,0 506,2	840,0 3180,4 686,5	1230,0 672,5		840,0 7611,2 2938,2
			До модернизации	CЭC Bcero AЭC				293,6 175,0	653,7 3768,2	421,0 6046,7	290,6 3465,0	220,3 569,0	351,0		1585,6 14199,9
Итого по ЕЭС России	-	-		ГЭС ГАЭС ТЭС	-	=	-	65,0	375,0 3393,2	961,8 15,9 5069,0	165,0 3300,0	286,0 283,0	351,0		2138,8 15,9 12045,2
				BЭC 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.
			После модернизации	Bcero				202,5	3969,5	6501,3	3705,3	625,0	387,5		15188,6
				АЭС											
				ГЭС				72,5	413,5	1067,3	187,5	315,0	387,5		2370,8
				ГАЭС	-	_	-			18,9					18,9
				ТЭС				130,0	3556,0	5415,2	3517,8	310,0			12799,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего				27,5	201,3	454,6	240,3	56,0	36,5		988,7
				АЭС											
				ГЭС				7,5	38,5	105,5	22,5	29,0	36,5		232,0
				ГАЭС	-	-	-			3,0					3,0
				ТЭС				20,0	162,8	346,2	217,8	27,0			753,8
				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

	,	Субъект Российской		Ответственная	Класс	Единица			Н	еобходимый г	од реализаг	ции			
П	Энергосистема	Федерации	Наименование	организация	напряжения, кВ	измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
]	г. Санкт-Петербурга Ленинградской области	и Ленинградская област	Строительство второй ВЛ 330 кВ Кингисеппская — Нарва ориентировочной протяженностью 35 км	ПАО «Россети»	330	KM	35	-	-	_	-	-	_	35	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 Ленинградской области		Строительство заходов ВЛ 330 кВ Копорская – Кингисеппская ь на ПС 330 кВ Нарва ориентировочной протяженностью 16,9 км каждый	ПАО «Россети»	330	КМ	2×16,9	-	-	-	-	-	-	33,8	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 ООО «БХК», ООО «РусХимАльянс»
3	Мурманской области	и 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»
2	Республики Карелия	я 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	MBA	_	_	_	2×250	-	_	_	500	Реновация основных фондов
5	Республики Карелия	я Республика Карелия	Реконструкция ПС 220 кВ Древлянка с разделением несекционированной системы шин 220 кВ	ПАО «Россети»	220	x	x	_	_	-	_	_	-	x	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
(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	MBA	-	-	-	2×63	-	-	-	126	Реновация основных фондов

Таблица В.2 – ОЭС Центра

No	,	Субъект Российской		Ответственная	Класс	Единица			Не	еобходимый г	год реализаг	ции			
п/п	Энергосистема	Федерации	Наименование	организация	напряжения, кВ	измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
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	MBA	-	2×16	-	-	-	-	-	32	Реновация основных фондов
2	Воронежской области	Воронежская область	Строительство преобразовательной ПС 500 кВ Нововоронежская	ПАО «Россети»	500	х	_	_	-	_	-	_	х	х	 Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. Протокол заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 18.07.2024 № 6пр
3	Воронежской области	Воронежская область	Строительство двух ВЛ 500 кВ от Нововоронежской АЭС до преобразовательной ПС 500 кВ Нововоронежская	ПАО «Россети»	500	x	-	-	-	-	-	-	х	х	 Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. Протокол заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 18.07.2024 № 6пр
4	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	ПАО «Россети»	110	MBA	_	_	_	2×40	-	_	_	80	Реновация основных фондов
			мощностью 40 MBA каждый, с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 MBA на трансформатор 110/35 кВ мощностью 10 MBA	ПАО «Россети»	110	MBA	-	-	-	1×10	_	-	-	10	
5	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 500 кВ Очаково с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	500	Мвар	-	_	_	1×180	-	-	-	180	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений
6	г. Москвы и Московской области	г. Москва	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	ПАО «Россети»	500	Мвар	-	-	_	2×180	_	-	-	360	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений
7	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство преобразовательной ПС 500 кВ Москва-1	ПАО «Россети»	500	x	-	-	-	-	-	-	x	x	 Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. Протокол заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 18.07.2024 № 6пр
0	г. Москвы и	Maria	Строительство заходов ЛЭП 220-500 кВ на преобразовательную	ПАО «Россети»	500	х	-	_	_	-	-	-	x	х	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. Распоряжение Правительства Российской Федерации Остабления обеспечения обеспечения правительства Российской Федерации Остабления обеспечения
8	Московской области	г. Москва	ПС 500 кВ Москва-1	ПАО «Россети»	220	х	-	_	_	-	-	_	х	х	от 30.09.2018 № 2101-р. 3. Протокол заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 18.07.2024 № 6пр
9	Воронежской области, Липецкой области, Тульской области, г. Москвы и Московской области	Воронежская область, Липецкая область, Тульская область, Московская область, г. Москва	Строительство двухполюсной передачи постоянного тока от преобразовательной ПС 500 кВ Нововоронежская до преобразовательной ПС 500 кВ Москва-1 пропускной способностью 1500 МВт, ориентировочной протяженностью 550 км с установкой преобразовательного оборудования на подстанциях	ПАО «Россети»	+/-400	КМ	-	-	-	-	-	-	550	550	 Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. Протокол заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 18.07.2024 № 6пр
10	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 «С «Марьино»

3.0		Cyfr cym D		Omnoromo	Класс	E			Не	еобходимый 1	год реализа	Т ИИ]
л∞	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	напряжения, кВ	Единица измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
11	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	KM	-	-	-	2×15	1	-	-	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»
12	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	-	ı	-	-	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»
13	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	-	ł	-	-	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»
14	г. Москвы и Московской области		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	-	-	-	ŀ	-	-	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»
15	г. Москвы и		Реконструкция ПС 500 кВ Очаково с заменой кабельной	ПАО «Россети»	220	x	_	_	x	-	-	-	-	х	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации
16	Московской области	г. Москва	ошиновки ячеек 220 кВ и 110 кВ АТ-5 220/110/20 кВ с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	110	x	_	_	x	_	-	-	_	x	от 30.12.2022 № 2556 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «ОЭЗ «Технополис Москва»
17	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	MBA	_	_	_	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
18	г. Москвы и Московской области		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
19	г. Москвы и Московской области	- M	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	220	MBA	-	2×100	-	-	I	-	-	200	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
20	г. Москвы и Московской области		Реконструкция ПС 750 кВ Белый Раст с установкой одного ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	-	-	_	-	-	_	180	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений
21	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 500 кВ Западная с установкой двух линейных ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый в КВЛ 500		500	Мвар	1×180	-	-	-	-	-	-	180	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений
22	г. Москвы и Московской области		кВ Западная – Очаково и ВЛ 500 кВ Белый Раст – Западная Строительство заходов КВЛ 500 кВ Ногинск – Бескудниково на ПС 500 кВ Трубино ориентировочной протяженностью 5 км каждый	ПАО «Россети» ПАО «Россети»	500	Мвар	-	-	-	1×180 _	2×5	-	_	180	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

Γ		0.5 5 " "			Класс				He	обхолимый	год реализа	пии			T
№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	напряжения, кВ	Единица измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
23	г. Москвы и Московской области Калужской области		Строительство ВЛ 220 кВ Дорохово – Созвездие ориентировочной протяженностью 90 км	ПАО «Россети»	220	KM	-	-	-	-	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
24	г. Москвы и Московской области		Реконструкция ПС 220 кВ Луч с заменой автотрансформаторов AT-1 220/110/10 кВ и AT-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый и установкой двух трансформаторов	ПАО «Россети»	220	MBA	-	-	2×200	-	-	-	-	400	1. Реновация основных фондов 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «К-ФЛЕКС», ОАО «РЖД», ООО
			220/10/10 кВ мощностью 2×125 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	MBA	_	-	2×125	-	-	-	-	250	«Компания Промсервис
25	г. Москвы и	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 на	ПАО «Россети»	220	MBA	-	2×250	_	_	_	_	_	500	Реновация основных фондов
	Московской области		два автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый и установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	MBA	-	2×100	-	-	-	-	-	200	1 ^
26	г. Москвы и Московской области		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	MBA	_	-	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»
27	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция КВЛ 220 кВ Очаково — Подушкино с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 0,125 км	ПАО «Россети Московский регион»	220	KM	-	-	0,125	-	-	-	-	0,125	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 потребителей АО «ОЭЗ «Технополис Москва»
28	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция участка КВЛ 220 кВ Подушкино – Нововнуково ориентировочной протяженностью 0,14 км с увеличением пропускной способности		220	KM	-	-	0,14	-	-	-	-	0,14	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»
29	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»
30	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
31	г. Москвы и Московской области		Строительство заходов КВЛ 220 кВ Бугры – ГТЭС Коломенское на ПС 220 кВ Чехов ориентировочной протяженностью 1,62 км каждый		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

No		Субъект Российской	Отрету	ственная	Класс	Единица			Не	еобходимый	год реализа	ции			
п/п	Энергосистема	Федерации	Наименование	низация	напряжения, кВ	измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
32	г. Москвы и Московской области	Московская область	, ,	«Россети кий регион»	220	MBA	-	-	-	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
33	г. Москвы и Московской области	Московская область	III цепь на IIC 770 кВ Лементьево опиентиповочной	«Россети кий 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
34	г. Москвы и Московской области	Московская область	Гавтотрансформаторами 220/110/35 кВ мошностью 125 MBAI	«Россети кий регион»	220	MBA	-	-	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
35	г. Москвы и Московской области	Московская область		«Россети кий регион»	220	КМ	ı	-	2×0,2	-	1	-	-	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
36	г. Москвы и Московской области	Московская область		«Россети кий регион»	110	x	x	-	-	-	-	-	-	x	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
37	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	«Россети»	330	х	-	-	-	-	х	-	-	x	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р.
38	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	«Россети»	330	км	148,087	-	-	-	-	-	_	148,087	 Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. Обеспечение технологического присоединения потребителя АО СЗ «Дирекция ЮЗР»
39	Рязанской области	Рязанская область	Михайловская – Новокаширская ориентировочной протяженностью 3,3 км	«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
40	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	«Россети»	110	MBA	-	-	2×63	-	-	-	-	126	Реновация основных фондов
41	Тульской области	Тульская область	Строительство ПС 500 кВ с двумя автотрансформаторами 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) каждый	«Россети»	500	MBA	-	-	-	-	ı	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

No		2	Субъект Российской		Ответственная	Класс	Единица			Не	обходимый г	од реализаг	ции			
п/і	1	Энергосистема	Федерации	Наименование	организация	напряжения, кВ	измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
42	2	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

Таблица В.3 – ОЭС Юга

№	олица Б. 3 – О	Субъект Российской		Ответственная	Класс	Единица			Не	обходимый	год реализаг	ции			
п/п	Энергосистема	Федерации	Наименование	организация	напряжения, кВ	измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
			Строительство ВЛ 500 кВ Астрахань – Трубная ориентировочной протяженностью 420 км	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	MBA	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
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 «Ространсмодернизация»). 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)	ПАО «Россети»	500	MBA	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)	ПАО «Россети»	500	MBA	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	MBA	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	KM	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	x	-	-	-	-	-	-	x	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 «Энергопромсбыт») 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	MBA	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»

No		Субъект Российской		Ответственная	Класс	Единица			Н	еобходимый	год реализа	ции			
п/п	Энергосистема	Федерации	Наименование	организация	напряжения, кВ	измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
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-2 к 0 2 СШ 330 кВ и переподключением автотрансформатора АТ-5 330/115/10,5 по стороне 330 кВ в полуторную цепочку 330 кВ совместно с ВЛ 330 кВ Ставропольская ГРЭС — Армавир I цепь или ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС — Армавир с установкой нового выключателя 330 кВ	ПАО «Россети»	330	x	x	_	-	_	_	_	_	x	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»
			Строительство ПС 330 кВ Нахимовская с двумя.	ПАО «Россети»	330	MBA	1×200	_	_	_	_	_	_	200	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
12	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	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	MBA	_	_	-	1×200	-	-	-	200	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
				ПАО «Россети»	110	MBA	_	_	_	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 а автотрансформаторами 330/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ	ПАО «Россети»	330	MBA	2×125							250	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
15	Чеченской Республики	Чеченская Республика	а 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	MBA	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	MBA	_	-	-	-	-	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	x	-	_	_	-	_	x	-	x	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	x	-	_	_	-	_	x	-	x	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
21	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край, Республика Адыгея		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	x	_	-	-	_	_	x	_	x	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
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	x	_	-	-	_	-	x	-	x	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Mo		Субъект Российской		0	Класс	E			Не	еобходимый	год реализаі	ции			
п/п	Энергосистема	Субъект Россииской Федерации	Наименование	Ответственная организация	напряжения, кВ	Единица измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
25	Республики Адыгея и Краснодарского края		Строительство ПС 220 кВ Елизаветинская (Новая) с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	MBA	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	•	Строительство КВЛ 220 кВ Яблоновская — Елизаветинская (Новая) ориентировочной протяженностью 21 км	ПАО «Россети»	220	KM	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		Реконструкция ПС 220 кВ Славянская с установкой третьего автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	MBA	1×125	-	_	_	-	-	_	125	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
28	Республики Адыгея и Краснодарского края		Реконструкция ПС 220 кВ Бужора с установкой третьего автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	MBA	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	MBA	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	MBA	-	-	-	1×125	-	-	-	125	1. Распоряжение Правительства РФ от 24.06.2023 N 1653-
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	р. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ГУП РК «Черноморнефтегаз»
32	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 220 кВ Феодосийская с заменой трансформатора T-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети»	110	MBA	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	KM	-	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»
			Реконструкция ПС 220 кВ Владимировка с заменой автотрансформаторов АТ-3 220/110/35 кВ и АТ-4 220/110/35 кВ	ПАО «Россети»	220	MBA	-	-	_	-	2×125	-	_	250	
25	A		мощностью 63 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый, заменой	ПАО «Россети»	110	MBA	-	-	-	-	2×25	-	_	50	D
35	Астраханской области	•	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	ПАО «Россети»	220	KM	-	-	-	-	1,3	-	-	1,3	Реновация основных фондов
			мощностью 25 MBA каждый и установкой БСК 110 кВ мощностью 27,3 Мвар	ПАО «Россети»	110	Мвар	-	_	-	-	1×27,3	_	-	27,3	

N	2	Субъект Российской		Ответственная	Класс	Единица			Не	обходимый	год реализа	ции			
п/1	Энергосистема	Федерации	Наименование	организация	напряжения, кВ	измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
34	Рошогранской области	Рошогранская область	Реконструкция ПС 220 кВ Алюминиевая с заменой автотрансформаторов AT-5 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА и AT-6 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА		220	MBA	ŀ	2×250	-	ŀ	_	_	I	500	Реновация основных фондов
30	Волгоградской области Волгоградская обл	Болгоградская область	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	MBA	ŀ	3×200	-1	ŀ	_	_	-	600	1 сновация основных фондов
37	Республики Калмыкия Республика Калг	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		220	MBA	+	-	2×125	-	-	-	I	250	Реновация основных фондов
	т сспуолики калмыкия	1 сепуолика Калмыких	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»	110	MBA	-	-	2×25	-	-	-	-	50	т сновация основных фондов

Таблица В.4 – ОЭС Средней Волги

)	2 0	С	Субъект Российской		Ответственная	Класс	Единица			Hec	бходимый г	год реализац	ции			
П	Энергос	система	Федерации	Наименование	организация	напряжения, кВ	измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
	Нижегор обла	•		Реконструкция участка ВЛ 220 кВ Нагорная — Борская №2 ориентировочной протяженностью 3,083 км	ПАО «Россети»	220	КМ	1	-	3,083	-	-	-	-	3,083	Реновация основных фондов

Таблица В.5 – ОЭС Урала

№	юлица В.3 – О	Субъект Российской		Ответственная	Класс	Единица			Не	обходимый	год реализаг	ции			
п/п	Энергосистема	Федерации	Наименование	организация	напряжения, кВ	измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
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	x	I	-	-	-	x	-	-	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	T-	-	-	-	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»	500	MBA	-	2×501	-	-	-	-	-	1002	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
			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	ПАО «Россети»	500	MBA	-	_	_	-	2×3×167+1 67	-	-	1002+167	
			автотрансформатора мощностью 167 MBA каждый) на два автотрансформатора мощностью 501 MBA каждый с резервной фазой мощностью 167 MBA, установкой двух IIIР 500 кВ	ПАО «Россети»	500	КМ	-	-	-	_	6,4	-	_	6,4	
			мощностью 180 Мвар каждый с выполнением перезавода ВЛ 500 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 6,4 км	ПАО «Россети»	500	Мвар	_	-	_	_	2×180	_	_	360	
6	Тюменской области, Ханты-Мансийского и	Тюменская область	Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с заменой автотрансформаторов 3AT 220/110/6 кВ и 5AT 220/110/6 кВ	ПАО «Россети»	220	MBA	-	-	-	-	2×200	-	-	400	Реновация основных фондов
	Ямало-Ненецкого автономных округов	Tiomeneral objects	мощностью 63 МВА каждый и автотрансформатора 4AT 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый, с установкой УШР 220 кВ мощностью 100 Мвар с выполнением перезавода	ПАО «Россети»	220	КМ	-	-	-	-	4,3	-	-	4,3	т сповация основных фондов
			ВЛ 220 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 4,3 км	ПАО «Россети»	220	Мвар	I	-	-	ı	1×100	-	_	100	
			Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с установкой двух	ПАО «Россети»	110	MBA	-	-	-	-	2×63	-	-	126	
			трансформаторов 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый и двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый с выполнением перезавода ВЛ 110 кВ с ориентировочным	ПАО «Россети»	110	MBA	-	-	-	_	2×25	-		50	
			увеличением протяженности ВЛ на 4,7 км	ПАО «Россети»	110	KM	Ī	-	-	-	4,7		-	4,7	
7	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 220 кВ Салда с заменой автотрансформатора AT2 220/110/10 кВ мощностью 240 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА	ПАО «Россети»	220	MBA	-	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		220	MBA	-	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		220	MBA	I	_	3×125	_	_	_	_	375	Реновация основных фондов

Γ	<u>(o</u>	_	Субъект Российской		Ответственная	Класс	Единица			Не	обходимый г	од реализа	ции			
I	[/] π	Энергосистема	Федерации	Наименование	организация	напряжения, кВ	измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
	0 X	Тюменской области, санты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тюмень с установкой автотрансформатора 5 АТГ 500/110/10 кВ мощностью 405 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 135 МВА каждый) с резервной фазой 135 МВА		500	MBA	I	3×135+135	1	_	-	-	-	405+135	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы
	1 X	Тюменской области, санты-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	ПАО «Россети»	500	x	-	x	-	_	-	-	-	x	за пределы допустимых значений
	2 X	Тюменской области, санты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра	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

Таблица В.6 – ОЭС Сибири

1 a	<u>блица В.6 – О</u>	1		0	Класс	F			Не	еобходимый :	год реализа	ТИИ			
∏/Π	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	напряжения, кВ	Единица измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
1	Забайкальского края	Забайкальский край Строительство ВЛ 2 протяженностью 11:	220 кВ Маккавеево – Чита ориентировочной 8,2 км	ПАО «Россети»	220	КМ	118,2	-	_	-	-	-	-	118,2	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. Обеспечение выдачи мощности Ононской СЭС
2	Забайкальского края, Амурской области (ОЭС Востока)	Забайкальский край, Строительство ВЛ : Амурская область протяженностью 32-	220 кВ Даурия – Могоча ориентировочной 4 км	ПАО «Россети»	220	КМ	_	_		_	324	_	-	324	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
3	Забайкальского края, Республики Бурятия	Забайкальский край, Строительство ВЛ Республика Бурятия протяженностью 239	220 кВ Таксимо – Чара ориентировочной 9 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	бразовательной ПС 500 кВ в юго-восточной	ПАО «Россети»	500	х	-	-	-	-	-	-	х	x	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
5	Иркутской области, Забайкальского края, Республики Бурятия	Иркутская область, Забайкальский край, Республика Бурятия Строительство захо,	дов ЛЭП 220-500 кВ на преобразовательную	ПАО «Россети»	500	x	-	-	-	-	-	-	x	x	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
6	Иркутской области, Забайкальского края, Республики Бурятия	*	сточной части ОЭС Сибири	ПАО «Россети»	220	x	-	-	-	-	-	-	х	x	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
7	Иркутской области, Красноярского края и Республики Тыва, Забайкальского края, Республики Бурятия	иркутская ооласть, Красноярский край, Забайкальский край,	хполюсной передачи постоянного тока от і ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская па-1) в юго-восточную часть ОЭС Сибири протяженностью 1420 км с установкой о оборудования на подстанциях	ПАО «Россети»	+/-400	КМ	-	-	-	-	-	-	1420	1420	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
8	Иркутской области, Республики Бурятия		I 500 кВ Нижнеангарская — Усть-Кут № 2 ротяженностью 463,182 км	ПАО «Россети»	500	KM	463,182	-	-	-	-	-	-	463,182	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 «Полюс Сухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Газпром», ООО «СГРК» и т. д.
9	Иркутской области		ПС 220 кВ Речушка с одним ом 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА и —	ОАО «РЖД»	220	MBA	1×125	_	_	-	_	-	_	125	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил
10	Иркутской области		ором 110/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	110	MBA	1×40	-	-	_	_	_	-	40	разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных
11	Иркутской области	Иркутская область отпайкой на ПС За	одов ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 с аводская (ВЛ-250) на ПС 220 кВ Речушка ротяженностью 1 км каждый	AO «ИЭСК»	220	КМ	2×1	-	-	-	_	_	_	2	постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
12	Иркутской области	Ируутская області Т-1 220/10/10 кВ з	220 кВ Бытовая с заменой трансформаторов и Т-2 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА нсформатора 220/10/10 кВ мощностью 100	AO «ИЭСК»	220	MBA	2×100	-	-	-	-	-	-	200	Исключение существующих и прогнозируемых риско выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
13	Иркутской области		С 220 кВ Киренга с установкой одного 3/35/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «ИЭСК»	110	MBA	1×25	-	-	-	-	-	-	25	Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

No		Субъект Российской		Omnomormovyvog	Класс	E			Не	обходимый	год реализа	ции			
п/п	Энергосистема	Федерации	Наименование	Ответственная организация	напряжения, кВ	Единица измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
14	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	AO «ИЭСК»	220	МВА	2×125	-	-	-	-	-	-	250	Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. Обеспечение технологического присоединения потребителей физ. лиц, ООО «Альянс», ИП Багдасарян Г.В.
15	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 80 МВА каждый	AO «ИЭСК»	220	MBA	2×80	-	_	-	_	_	-	160	Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Инженерно-Строительная Компания»
16	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	AO «ИЭСК»	220	MBA	2×80	-	-	-	-	-	-	160	Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. З. Обеспечение технологического присоединения потребителя физ. лицо
17	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	AO «ИЭСК»	220	MBA	-	-	2×200	-	-	-	-	400	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
18	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора AT-1 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА	AO «ИЭСК»	220	MBA	1×200	-	-	-	-	-	-	200	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Саянскхимпласт», ОАО «РЖД»
19	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора AT-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА	AO «ИЭСК»	220	MBA	1×200	_	-	_	_	_	-	200	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Саянскхимпласт», ОАО «РЖД»
20	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	AO «ИЭСК»	220	MBA	2×200	_	_	_	_	_	_	400	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
21	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	ПАО «Россети»	220	MBA	-	2×250	-	-	_	_	_	500	Реновация основных фондов
22	Кемеровской области	Кемеровская область - Кузбасс	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	MBA	_	3×200	_	-	_	_	_	600	геновация основных фондов
23	Кемеровской области	Кемеровская область - Кузбасс	Реконструкция ПС 220 кВ 3СМК (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	MBA	_	-	2×250	_	_	-	-	500	Реновация основных фондов
24	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	x	-	_	_	_	_	-	х	х	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Me		Субъект Российской		Ответственная	Класс	Единица			Нес	обходимый	год реализац	ии			
п/п	Энергосистема	Федерации	Наименование	организация	напряжения, кВ	измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
25	Красноярского края и Республики Тыва		ЛЭП 220-500 кВ на преобразовательную	ПАО «Россети»	500	x	-	-	-	-	-	-	х	х	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26	Красноярского края и Республики Тыва	ПС 500 кВ в районе ПС Красноярский край	1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1)	ПАО «Россети»	220	x	-	-	-	-	-	-	х	x	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
27	Красноярского края и Республики Тыва		в ВЛ 220 кВ Кошурниково тяговая— 2220 кВ Кизир тяговая ориентировочной 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»
28	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край, Строительство ВЛ 22 Республика Тыва ориентировочной протях	20 кВ Шушенская-опорная— Туран женностью 238,78 км	ПАО «Россети»	220	KM	238,78	-		-	- 1	-	-	238,78	 Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 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. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Голевская ГРК», ООО «Лунсин», ООО «Кара-Бельдир»
29	Красноярского края и Республики Тыва	Ипосноя почит край автотрансформаторов	овской ГРЭС с присоединением 2AT-A 220/110/18 кВ и 2AT-Б 20 кВ и РУ 110 кВ через отдельные	АО «Назаровская ГРЭС»	220	x	x	_	-	_	-	-	-	x	П. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. Обеспечение выдачи мощности Назаровской ГРЭС
30	Красноярского края и Республики Тыва	Краснопрский край автотрансформаторов А	0 кВ Саянская тяговая с заменой кТ1 220/110/10 кВ и АТ2 220/110/10 кВ каждый на два автотрансформатора ко 125 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	MBA	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»
31	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край Реконструкция ПС 220 в БСК 110 кВ мощностью	кВ Саянская тяговая с установкой двух 25 Мвар каждая	ОАО «РЖД»	110	Мвар	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. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
32	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, Омской области (ОЭС Сибири)	Тюменская область, Строительство ВЛ 50 ориентировочной протях		ПАО «Россети»	500	КМ	ı	-	-	-	380	-	-	380	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
33		кажлый) с резервной ф		ПАО «Россети»	500	MBA	-	-	-	-	3×167+167	-	-	501+167	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
34	новосиоирскои области		цностью 180 Мвар каждый	ПАО «Россети»	500	Мвар	-	-	-	-	4×180	_	_	720	

		T .	1		Класс		1		Не	гобуолими н	й год реализац	ш			
№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	напряжения,	Единица измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
35	Новосибирской области, Республики Алтай и Алтайского края	Новосибирская область, Алтайский край	Строительство ВЛ 500 кВ Алтай – Карасук ориентировочной протяженностью 428 км	ПАО «Россети»	кВ 500	КМ	-	-	-	_	428		-	428	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
36	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
37	Новосибирской области	Новосибирская област	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
38	Новосибирской области	Новосибирская област	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 «Электро- магистраль»	220	MBA	-	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»
39	Омской области	Омская область	Реконструкция ПС 500 кВ Таврическая с установкой трех ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с двумя резервными фазами мощностью 60 Мвар каждая	ПАО «Россети»	500	Мвар	-	П	-	-	3×180+2×6 0	-	-	540+120	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
40	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Реконструкция ПС 1150 кВ Алтай с установкой двух ШР 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
41	Республики Алтай и Алтайского края, Новосибирской области	Алтайский край, Новосибирская област	Комплекс мероприятий, направленных на обеспечение возможности сокращения транзита электроэнергии через межгосударственные линии электропередачи ВЛ 220 кВ b Урожай – Мынкуль, ВЛ 220 кВ Районная – Валиханово, ВЛ 220 кВ Мынкуль – Иртышская и ВЛ 220 кВ Валиханово – Иртышская	ПАО «Россети», ПАО «Россети Сибирь», АО «Электро- магистраль», АО «РЭС», ОАО «РЖД»	110–220–500	х	-	-	-	-	x	-	-	x	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
42	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	MBA	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 «Полюс Сухой Лог», ОАО «РЖД», ООО «СГРК», ООО «Друза»
43	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 «Полюс Сухой Лог», ОАО «РЖД», ООО «СГРК», ООО «Друза»
44	Красноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	Реконструкция ПС 220 кВ Кызылская с заменой трансформатора 1T-110 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на два	ПАО «Россети»	110	MBA	2×40	-	_	-	_	_	_	80	1. Реновация основных фондов.
45	Красноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	трансформатора 11-110 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый и установкой двух БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар каждая,	ПАО «Россети»	110	Мвар	2×26	-	-	-	_	_	-	52	1. геновация основных фондов. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Лунсин», ООО «Кара-Бельдир»
46	Красноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	УШР 110 кВ мощностью 25 Мвар	ПАО «Россети»	110	Мвар	1×25	-	-	-	-	-	-	25	, 1
47	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

Γ,			Субъект Российской		Ответственная	Класс	Единица			Не	обходимый г	од реализац	ции			
П/	п	Энергосистема	Федерации	Наименование	организация	напряжения, кВ	измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
4	2 1	асноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	Реконструкция ПС 220 кВ Туран с установкой двух трансформаторов 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый,	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
4		асноярского края и еспублики Тыва	Республика Тыва	УШР 220 кВ мощностью 50 Мвар, БСК 220 кВ мощностью 52 Мвар	ПАО «Россети»	220	Мвар	1×50	_	_	-	-	-	_	50	развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556.
5		асноярского края и еспублики Тыва	Республика Тыва		ПАО «Россети»	220	Мвар	1×52	_	-	-	-	-	-	52	3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Голевская ГРК»
5	l Peo	спублики 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	 Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 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. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Голевская ГРК»
5	2 Peo	спублики Хакасия	Республика Хакасия	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Степная — Бискамжа на ПС 220 кВ Нанчхул ориентировочной протяженностью 35 км каждый	ПАО «Россети»	220	KM	-	-	2×35	-	-	-	-	70	 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. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»

Таблица В.7 – ОЭС Востока

No.	олица В. / – О	Субъект Российской		Ответственная	Класс	Единица			Не	еобходимый	год реализа	ции			
п/п	Энергосистема	Федерации	Наименование	организация	напряжения, кВ	измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
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	ПАО «Россети»	500	КМ	280	=	-	-	-	-	-	280	
			ориентировочной протяженностью 280 км, установкой на ПП 500 кВ Агорта двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый	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) с резервной фазой-	ПАО «Россети»	500	MBA	3×167+ 167	_	-	_	_	-	_	501+167	
			167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180+60	-	-	-	-	-	-	180+60	 Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р.
3	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино — Уруша/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия — Уруша/т	ПАО «Россети»	220	КМ	1,5	_	-	-	_	-	-	1,5	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. Обеспечение технологического присоединения
4			Строительство ВЛ 220 кВ Даурия — Сковородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 2 км каждая	ПАО «Россети»	220	КМ	2×2	_	_	_	_	_	-	4	потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Рудник Таборный», ООО «Антрацит-Инвест-Проект», ООО «Удоканская медь», ООО «УК ТОР
5			Реконструкция ВЛ 220 кВ Ульручьи/т — Сковородино со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 2 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия — Ульручьи/т	ПАО «Россети»	220	КМ	2	-	_	_	_	П	I	2	«Южная Якутия», АО «Полюс Алдан», АО «Прииск Соловьевский», АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая Компания»)
6			Реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино — БАМ/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия — БАМ/т	ПАО «Россети»	220	КМ	1,5	-	_	_	-	-	ı	1,5	
7			Реконструкция КВЛ 220 кВ Сковородино — Тында № 1 со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,4 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия — Тында	ПАО «Россети»	220	КМ	1,4	-	_	_	-	-	-	1,4	
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			Строительство ПС 220 кВ Невельская	ПАО «Россети»	220	X	-	-	-	х	-	-	-	X	
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	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного
12	Амурской области	Амурская область	Реконструкция КВЛ 220 кВ Сковородино — Тында № 2 со строительством участка до ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 11,2 км с образованием ВЛ 220 кВ Невельская — Сковородино	ПАО «Россети»	220	КМ	_	-	_	11,2	_	_	-	11,2	развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение выдачи мощности блоков № 4 и № 5 Нерюнгринской ГРЭС
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	Treploin prince on 11 30
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
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	от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Антрацит-ИнвестПроект»
17	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 220 кВ Лопча с установкой одного УШР 220 кВ мощностью 50 Мвар и двух БСК 220 кВ-	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
1 /	This period confacts	This perus outdets	мощностью 52 Мвар каждая	ПАО «Россети»	220	Мвар	2×52	_	_	-	-	-	-	104	от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Удоканская медь», ООО «Антрацит-ИнвестПроект», ООО «Рудник Таборный»)

Mo		Субъект Российской		Ответственная	Класс	Единица			Не	обходимый	год реализа	ции			
п/п	Энергосистема	Федерации	Наименование	организация	напряжения, кВ	измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
			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	ПАО «Россети»	220	MBA	-	_	_	_	2×25	_	_	50	
18	Амурской области	Амурская область	мощностью 40 MBA на два трансформатора 220/38,5/11 кВ мощностью 25 MBA каждый и два трансформатора 220/27,5/11 кВ мощностью 40 MBA каждый с выполнением—	ПАО «Россети»	220	MBA	-	-	_	_	2×40	_	-	80	Реновация основных фондов
			перезавода ВЛ 220 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 2,249 км	ПАО «Россети»	220	КМ	-	-	_	-	2,249	-	-	2,249	
19	Приморского края	Приморский край	Строительство ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг ориентировочной протяженностью 475,2 км	ПАО «Россети»	500	KM	475,2	-	-	-	-	-	-	475,2	
20	Приморского края	Приморский край	Строительство ПС 500 кВ Варяг с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) с резервной фазой—	ПАО «Россети»	500	MBA	3×167+ 167	-	_	_	_	_	-	501+167	 Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. Исключение существующих рисков выхода
			167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180+60	-	-	-	-	-	-	180+60	параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения
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	потребителей (АО «УК ТОР Приморье» (ООО «Приморский металлургический завод»), ООО
22	Приморского края	Приморский край	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Владивосток – Лозовая на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети»	500	КМ	2×2	-		-	-		-	4	«Дальнегорский ГОК», ООО «ДНС СИТИ», АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики, ООО «ФинИнвест»)
23	Приморского края	Приморский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ — Береговая-2 на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 10 км каждый	ПАО «Россети»	220	КМ	2×10	-	_	-	-	-	-	20	
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	MBA	-	-	-	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	IAO «Якутскэнерго»	220	MBA	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	IAO «Якутскэнерго»	220	x	x	_	_	-	_	_	_	x	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
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	электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
	Хабаровского края и врейской 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	MBA	-	-	2×125	-	-	-	-	250	Реновация основных фондов. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
	Хабаровского края и врейской автономной	Еврейская автономная	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	ПАО «Россети»	220	MBA	-	-	-	-	-	-	2×125	250	Реновация основных фондов
	области	область	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	КМ	_	-	_	_	_	_	1,36	1,36	1 спозация основния фондов
	Хабаровского края и врейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция ПС 220 кВ Уктур с установкой второго трансформатора 220/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети»	220	MBA	-	1×10	_	-	-	_	_	10	Реновация основных фондов

Mr.		Субъект Российской		Ornerorna	Класс	E			Не	обходимый :	год реализа	ции			
п/п	Энергосистема	Федерации	Наименование	Ответственная организация	напряжения, кВ	Единица измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
32	Хабаровского края и Еврейской автономной	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 /	ПАО «Россети»	220	км	-	-	433,5	-	-	-	-	433,5	 Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. Обеспечение технологического присоединения
32	области	Autosposoniai span	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	Мвар	-	-	6×25	-	-	-	-	150	потребителей (ООО «Компания Ремсталь», ОАО «РЖД»)
33	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 0,2 км каждый	ПАО «Россети»	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. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
34	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Кузнецовский – Высокогорная/т ориентировочной протяженностью 5,54 км	ПАО «Россети»	220	KM	_	_	2×5,54	-	-	-	-	11,08	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»
35	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	MBA	1×63	_	_	_	_	_	_	63	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных
36	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Березовая – Горин на ПС 220 кВ Полиметалл ориентировочной протяжённостью 5 км каждый	ПАО «Россети»	220	КМ	2×5	_	_	-	_	_	_	10	 постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Ресурсы Албазино»
37	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 1 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	-	-	2×1	-	-	-	-	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. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
38	Хабаровского края и Еврейской автономной области		Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Джигдаси/т ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	-	-	2×0,5	-	-	-	-	1	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 Кун/т ориентировочной протяженностью 1,5 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	-	-	2×1,5	-	-	-	-	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. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
40	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	KM	_	-	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. 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 Ванино/т ориентировочной протяженностью 7,9 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	-	-	2×7,9	-	-	-	-	15,8	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 потребителя ОАО «РЖД»

N		Субъект Российской		Ответственная	Класс	Единица			Не	обходимый :	год реализаг	ции			_
п/	Энергосистема	Федерации	Наименование	организация	напряжения, кВ	измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
42	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		220	x	T	-	х	ı	_	_	-	x	 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. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Компания Ремсталь»)

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

	au.	лица г.т – О	ЭС Северо-за Г	шада		V	1				-					1
Л	<u>б</u> ′п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
-	1 1	охангельской области и Ненецкого автономного округа		Реконструкция ПС 220 кВ Обозерская с заменой ь автотрансформатора 1АТ 220/110/35 кВ мощностью 30 МВА на автотрансформатор 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Северо Запад»	220	MBA	-	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	MBA	-	2×63	_	_	-	-	-	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СК Прагма», ООО «Осиновая роща»
3	г.	Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская област	Строительство ПС 330 кВ Нарва с четырьмя ь автотрансформаторами 330/110 кВ мощностью 400 МВА каждый	ООО «Усть-Лужская Сетевая Компания»	330	MBA	4×400	_	_	_	-	-	-	1600	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «БХК», ООО «РусХимАльянс»
2	г.	Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская област	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Копорская – Кингисеппская ь на ПС 330 кВ Нарва ориентировочной протяженностью 16,9 км каждый	ПАО «Россети»	330	KM	2×16,9	_	-	-	-	-	-	33,8	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 ООО «БХК», ООО «РусХимАльянс»
	г.	Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская област	Строительство второй ВЛ 330 кВ Кингисеппская – Нарва ориентировочной протяженностью 35 км	ПАО «Россети»	330	KM	35	-	-	-	-	-	-	35	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»
	г.	Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская област	Реконструкция ПС 400 кВ Выборгская с установкой третьего автотрансформатора 330/110 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	330	МВА	1×125	_	_	-	I	ı	I	125	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Приморский УПК»
	7 M	1 урманской 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	KM	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»

No		Субъект Российской		Ответственная	Класс	Единица				Го	од				
п/п	Энергосистема	Федерации	Наименование	организация	напряжения, кВ	измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
8	Мурманской области	Мурманская область	Строительство ПС 330 кВ Арктика с шестью автотрансформаторами 330/110/35 кВ мощностью 200 МВА каждый	ПАО «Россети»	330	MBA	I	-	-	5×200	1×200	-	-	1200	
9	Мурманской области	Мурманская область	Строительство двух ВЛ 330 кВ Выходной – Арктика ориентировочной протяженностью 55 км каждая	ПАО «Россети»	330	KM	-	_	-	2×55	_	_	_	110	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «НОВАТЭК-Мурманск»
10	Мурманской области	Мурманская область	Строительство ВЛ 330 кВ Оленегорск – Арктика ориентировочной протяженностью 150 км	ПАО «Россети»	330	KM	-	_	-	150	-	-	_	150	потреонеля ООО «ПОВАТЭК-Мурманск»
11	Мурманской области	Мурманская область	Строительство ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Оленегорск ориентировочной протяженностью 98 км	ПАО «Россети»	330	КМ	I	_	_	-	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	MBA	-	_	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	ı	_	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	MBA	ı	_	2×25	_	-	-	_	50	Обеспечение технологического присоединения
15	Республики Карелия	Республика Карелия	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кондопога — Медвежьегорск на Π C 220 кВ Новый Поселок ориентировочной протяженностью 2,2 км каждый	ПАО «Россети»	220	КМ	-	-	2×2,2	-	-	-	=	4,4	потребителя ОАО «РЖД» (ООО «Энергопромсбыт»)

Таблица Г.2 – ОЭС Центра

1.6	юлица 1 .2 – О	, <u>, , , , , , , , , , , , , , , , , , </u>		0	Класс	F				Го	рд				
№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	напряжения, кВ	Единица измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
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	MBA	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 «Северсталь»	220	KM	0,484	-		-	-	-	-	0,484	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО «Северсталь»)
3	Вологодской области	Вологодская область	Реконструкция ПС 220 кВ ГПП-12 с заменой трансформатора 3T 220/10 кВ мощностью 100 МВА, на трансформатор 220/10 кВ 1Т мощностью 160 МВА	ПАО «Северсталь»	220	MBA	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 «Северсталь»	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	MBA	-	-	-	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 «С «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	 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. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СЗ «Самолет-Марьино 1», ООО «С «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	MBA	-	_	2×100	-	-	-	-	200	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил
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	разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556 2. Обеспечение технологического присоединения
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	потребителей AO «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	KM	-	-	0,14	-	-	-	-	0,14	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»
11	г. Москвы и	г. Москва	Реконструкция ПС 500 кВ Очаково с заменой кабельной ошиновки ячеек 220 кВ и 110 кВ AT-5 220/110/20 кВ с	ПАО «Россети»	220	x	-	_	x	-	-	-	_	x	B соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации
	Московской области		увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	110	х	-	_	х	-	-	-	-	x	от 30.12.2022 № 2556 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей AO «ОЭЗ «Технополис Москва»
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»
		1			1			<u> </u>	1	I .		<u> </u>	<u> </u>	1	

16		C.S. D. V.			Класс	Б				Го	ОД				
№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	напряжения, кВ	Единица измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
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	MBA	-	2×40	-	_	=	_	-	80	Обеспечение технологического присоединения
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 протяжённостью 0,13 км каждая	ПАО «Россети Московский регион»	220	КМ	-	2×0,13		-	-	_	-	0,26	потребителей ОАО «РЖД»
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	MBA	-	2×25	-	_	-	-	-	50	Обеспечение технологического присоединения
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	потребителей ОАО «РЖД»
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	-	-	1	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/НН кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Газпромнефть- МНПЗ»	220	MBA	2×63	-	-	_	-	_	-	126	
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	Обеспечение технологического присоединения (АО
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	MBA	1×125	_	-	_	_	_	-	125	«Газпромнефть-МНПЗ»)
23	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство КЛ 220 кВ Нефтезавод – КГПН ориентировочной протяженностью 3 км	АО «Газпромнефть- МНПЗ»	220	KM	3	-	-	-	ı	-	-	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	MBA	-	2×100	-	-	-	-	-	200	
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	AO «ОЭК»	220	КМ	-	4×5,38	-	-	-	_	-	21,52	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Специализированный застройщик «ЛСР. Недвижимость-М»
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	AO «ОЭК»	220	х	-	-	-	х	-	-	-	х	Обеспечение технологического присоединения
28	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство КЛ 220 кВ Битца – Рязановская № 1, № 2	AO «ОЭК»	220	х	-	_	-	х				х	потребителей ООО "СЗ ФСК Юг"
20	г. Москвы и	Московская область	Реконструкция ПС 220 кВ Луч с заменой автотрансформаторов AT-1 220/110/10 кВ и AT-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью	ПАО «Россети»	220	MBA	_	-	2×200	_	_	-	_	400	1. Реновация основных фондов 2. Обеспечение технологического присоединения
29	Московской области	dibaiwo kandonaoni	200 MBA каждый и установкой двух трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 2×125 MBA каждый	ПАО «Россети»	220	MBA	I	-	2×125	-	I	-	-	250	потребителей ООО «К-ФЛЕКС», ОАО «РЖД», ООО «Компания Промсервис

,,			1		Класс					Γ	Т од				1
№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	напряжения, кВ	Единица измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
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	MBA	-	-	2×200	-	-	-	-	400	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СтройИнвест», ООО «Здравница»,
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	-	_	П	-	2,8	ООО «СЗ «Санино 1», ООО «Комбинат Инновационных Технологий – Монарх», ООО «Внуково Логистик», ООО «Гольф-клуб "Сколково», ОАО «РЖД»
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	MBA	-	_	_	_	2×500	-	-	1000	
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	Обеспечение выдачи мощности Загорской ГАЭС-2
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	KM	-	-	-	-	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	MBA	-	2×63	_	-	-	-	-	126	Обеспечение технологического присоединения
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	потребителей ОАО «РЖД»
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
	г. Москвы и		Строительство ПС 220 кВ Заводская с трансформатором Т-2 220/10 кВ мощностью 95 МВА, трансформатором Т-1 220/10 кВ		220	MBA	1×95	_	-	_	-	_	_	95	Обеспечение схемы выдачи мощности генерирующих
38	Московской области	Московская область	мощностью 95 мод, грансформатором 1-1 220/10 кВ мощностью 16 МВА и трансформатором Т-3 10/10 кВ мошностью 16 МВА	компания-1» (ООО «АГК-1»)	220 10	MBA MBA	1×16 1×16	_	-	_	_	_	_	16	объектов ООО «АГК-1»
39	Калужской области	Калужская область	Реконструкция ПС 220 кВ Метзавод с установкой четвертого трансформатора 220/35 кВ мощностью 180 МВА	ООО «ПромСорт- Калуга»	220	MBA	-	_	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	KM	148,087	-	-	_	-	_	_	148,087	 Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. Обеспечение технологического присоединения потребителя АО СЗ «Дирекция ЮЗР»
41	Курской области	Курская область	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	ПАО «Россети», АО «Концерн Росэнергоатом» АО «Концерн	330	KM	2×1	_	_	_	_	_	_	2	Обеспечение выдачи мощности блока № 1 Курской АЭС- 2
42	Курской области	Курская область	(2 очередь) в ОРУ 330 кВ Курской АЭС (1 очередь)	Росэнергоатом»	х	х	х	-	-	-	-	-	-	Х	
43	Орловской области	Орловская область	Реконструкция ПС 220 кВ Орловская Районная со строительством ОРУ 220 кВ на новой площадке Перезавод из ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Орловская Районная в	ПАО «Россети»	220	x	-	-	x	-	_	-	-	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей
44	Орловской области	Орловская область	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 перемычки 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	AO «Тверьгор- электро»	220	MBA	_	2×25	-	_	_	_	_	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ГКУ «Тверьоблстройзаказчик»)
48	Тверской области	Тверская область	Строительство двух КЛ 220 кВ Конаковская ГРЭС – Конаково ориентировочной протяженностью 0,48 км	AO «Тверьгор- электро» AO «Тверьгор-	220	КМ	-	0,2	-	-	_	_	-	0,48	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ГКУ «Тверьоблстройзаказчик»)
			Реконструкция ПС 220 кВ Тепличная с установкой второго	электро» ООО «Тепличный	220	KM	-	0,28	_	_	_	_	_		Обеспечение технологического присоединения
49	Тульской области	Тульская область	трансформатора 220/10 кВ мощностью 80 МВА	комплекс «Тульский»	220	MBA	1×80	_	_	_	-	-	_	80	потребителей (ООО «Тепличный комплекс «Тульский»)

N		Субъект Российской		Ответственная	Класс	Единица				Го	од				
Π/	Энергосистема	Федерации	Наименование	организация	напряжения, кВ	измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
50	Ярославской области		Строительство ПС 220 кВ ГПП-8 с двумя трансформаторами 22/350/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Центр»	220	MBA	-	_	-	2×63	-	-	1	126	Обеспечение технологического присоединения
5	Ярославской области		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	потребителей (ПАО «Славнефть-ЯНОС»)

Таблица Г.3 – ОЭС Юга

No	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	C5 D		0	Класс	E				Го	од				
ло п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	напряжения, кВ	Единица измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
1	Республики Адыгея и Краснодарского края		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 «Ространсмодернизация»). 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	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Краснодарэнерго». 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	x	_	-	_	-	-	_	x	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 «Энергопромсбыт») 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	x	x	-	-	-	-	-	-	x	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД» к сетям ПАО «Россети Кубань»
5	Республики Адыгея и Краснодарского края		Реконструкция ПС 330 кВ Кропоткин с установкой второго автотрансформатора 330/110/10 кВ мощностью 200 МВА	ПАО «Россети»	330	MBA	1×200	-	-	-	-	-	-	200	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Каспийский трубопроводный Консорциум-Р»
6	Республики Ингушетия		Строительство ПС 330 кВ Тихая с двумя трансформаторами 330/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Агрокомплекс СУНЖА»	330	MBA	_	2×63	-	-	-	-	_	126	Обеспечение технологического присоединения
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	потребителей (АО «Агрокомплекс СУНЖА»)
8	Волгоградской области		Строительство РУ 220 кВ Ольховской ВЭС с двумя трансформаторами 220/35/35 кВ мощностью 160 МВА каждый	ООО «Шестой Ветропарк ФРВ»	220	MBA	-	2×160	_	_	ı	ı	-	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	обеспечение выдачи мощности Ольховской ВЭС
10	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея,	Строительство ПС 220 кВ Елизаветинская (Новая) с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	MBA	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»

Mo		Субъект Российской		Omnomorphowned	Класс	Единица				Го	од				
п/п	Энергосистема	Федерации	Наименование	Ответственная организация	напряжения, кВ	измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
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	MBA	1×125	_	-	-	-	-	ı	125	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Лагонаки»
13	Ростовской области	Ростовская область	Строительство ПС 220 кВ Зверево с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Черномортранс- нефть»	220	MBA	-	2×25	-	-	-	-	-	50	Обеспечение технологического присоединения
14	Ростовской области	Ростовская область	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая на ПС 220 кВ Зверево ориентировочной протяженностью 1,7 км каждый	ПАО «Россети»	220	KM	_	2×1,7	_	-	_	_	-	3,4	потребителей (АО «Черномортранснефть»)
15	Ростовской области	Ростовская область	Строительство ПС 220 кВ Донбиотех с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Донские биотехнологии»	220	MBA	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	MBA	-	2×80	_	-	_	_	-	160	Обеспечение технологического присоединения потребителей
17	Астраханской области	Астраханская область	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нефтепровод – Астрахань на ПС 220 кВ Лотос ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый		220	км	-	2×0,5	-	_	-	-	_	1	потреонтелей (ООО «АЭК-Холдинг»)
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	MBA	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	OOO «PHK»	220	MBA	-	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	MBA	-	1×140	_	-	=	-	-	140	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РНК»
		Волгоградская область	Cracurati caro II 210 vP. Trustuag. Cari, ornatzinorolino	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	MBA	-	-	-	1×125	-	-	-	125	1. Распоряжение Правительства РФ от 24.06.2023 N 1653-
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	KM	-	-	-	2×2	-	-	=	4	р. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ГУП РК «Черноморнефтегаз»
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	MBA	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	KM	2×14	_	_	-	-	-	1	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	MBA	1×16	-	-	-	-	-	-	16	Обеспечение технологического присоединения потребителей КУ РК «Главное управление капитального строительства»

Таблица Г.4 – ОЭС Средней Волги

№		Субъект Российской		Ответственная	Класс	Единица				Γ	од				
п/п	Энергосистема	Федерации	Наименование	организация	напряжения, кВ	измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
1	Самарской области	Самарская область	Строительство РУ 220/35 кВ Гражданской ВЭС с одним трансформатором 220/35 кВ мощностью 160 МВА и одним		i 220	MBA	1×160	-	-	_	-	_	-	160	Обеспечение вылачи мошности Гражданской ВЭС
2	Самарской области	Самарская область	трансформатором 220/35 кВ мощностью 125 MBA трансформатором 220/35 кВ мощностью 125 MBA	ООО «Четырнадцатый ветропарк ФРВ»	i 220	MBA	1×125	-	-	-	-	-	-	125	Оосспечение выдачи мощности г ражданской в ЭС
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»	i 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		220	MBA	2×125	-	-	-	_	-	-	250	
5	Нижегородской области	Нижегородская область	трансформаторами 220/6/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «ЛУКОЙЛ- Нижегороднефте- оргсинтез»	220	MBA	2×63	-	ı	-	-	-	-	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ЛУКОЙЛ- Нижегороднефтеоргсинтез»
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	_	ı	-	-	-	-	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	AO «МЗ Балаково»	220	MBA	-	2×63	-	-	-	=	-	126	
8	Саратовской области	Саратовская область	одного трансформатора 220/35 кВ мощностью 160 МВА	AO «МЗ Балаково»	220	MBA	-	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	x	-	x	-	-	-	-	-	x	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «МЗ Балаково»
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		220	x	-	х	-	-	-	-	-	x	

Таблица Г.5 – ОЭС Урала

16	<u> блица Г.5 – О</u>	1			Класс	1	1			Го	NII.				
№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	напряжения, кВ	Единица измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
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	AO «Россети Тюмень»		MBA	_	_	-	2×125	-	-	-	250	Обеспечение технологического присоединения потребителей
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	AO «Россети Тюмень»	220	КМ	_	_	_	2×79,937	-	-	-	159,9	(ПАО «НК «Роснефть» ООО «КанБайкал»)
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	MBA	_	-	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	MBA	_	-	_	_	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	MBA	-	-	1×125	l	-	l	l	125	
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	OOO «PH-	220	Мвар	=	-	2×25	ı	=	-	l	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	Обеспечение технологического присоединения потребителей
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	ООО «РН- Уватнефтегаз»	220	Мвар	-	-	2×25	-	-	-	-	50	(ООО «РН-Уватнефтегаз»)
10	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	льск 110 кв мощностью 25 Мвар каждая, двух УШР 110 кв мощностью 25 Мвар каждый	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	ООО «РН- Уватнефтегаз»	220	Мвар	-	_	2×25	ı	-	I	I	50	
12	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	25 Мвар каждый	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		220	MBA	_	-	2×250	-	-	-	-	500	Обеспечение технологического присоединения потребителей
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)		220	КМ	-	-	2×69,655	-	-	-	-	139,31	(АО «Тюменнефтегаз»)
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»)

No		Субъект Российской		Ответственная	Класс	Единица				Го,	Д				_
п/г	Энергосистема	Федерации	Наименование	организация	напряжения, кВ	измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
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	AO «Россети Тюмень»	220	MBA	I	I	_	2×6,3	-	_	-	12,6	Обеспечение технологического присоединения потребителей
18	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Ямало-Ненецкий автономный округ	Строительство отпаек от ВЛ 220 кВ Салехард – Надым-№1, №2 до ПС 220 кВ Ярудей ориентировочной протяженностью 0,8135 км и 0,7854 км		220	КМ	-	-	-	1×0,8135 1×0,7854	-	_	_	1,5989	(OOO «CIIIX»)
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	MBA	2×63	-	-	_	-	-	-	126	Обеспечение технологического присоединения
20	Челябинской области	Челябинская область	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Чебаркуль – Шагол на ПС 220 кВ Архангельская ориентировочной протяженностью 40 км каждый		220	КМ	2×40	-	-	_	-	-	-	80	потребителя (АО «Транснефть-Урал»)
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

	ица Г.6 – ОЭ	1			Класс					г	`од				
№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	напряжения, кВ	Единица измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
1 3a	абайкальского края	Забайкальский край	Строительство ПС 220 кВ Култуминская с двумя трансформаторами 220 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «Култуминское»	220	MBA	-	2×63	_	_	_	-	-	126	Обеспечение технологического присоединения
2 3a	абайкальского края	Забайкальский край	Строительство двух ЛЭП 220 кВ Быстринская – ПС 220 кВ Култуминская	ПАО «Россети»	220	KM	-	х	_	_	-	-	-	Х	потребителя ООО «Култуминское»
3 3a	абайкальского края	Забайкальский край	Строительство РУ 220 кВ Ононской СЭС с одним трансформатором 220 кВ мощностью 125 МВА	ООО «Юнигрин Пауэр»	220	MBA		1×125	-			-	-	125	
4 3a	абайкальского края	Забайкальский край	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Харанорская ГРЭС — Шерловогорская на Ононскую СЭС ориентировочной протяженностью 0,1 км	ПАО «Россети Сибирь»	220	KM		0,1	_	-	-	-		0,1	Обеспечение выдачи мощности Ононской СЭС
5 3a	абайкальского края	Забайкальский край	Строительство ВЛ 220 кВ Маккавеево – Чита ориентировочной протяженностью 118,2 км	ПАО «Россети»	220	КМ	118,2	-	-	=	-	_	-	118,2	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. Обеспечение выдачи мощности Ононской СЭС
6 3a	абайкальского края	Забайкальский край	Строительство ПС 220 кВ Семиозерный с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый		220	MBA	-	-	2×40	-	-	-	-	80	
7 3a	абайкальского края	Забайкальский край	Строительство захода ВЛ 220 кВ Семиозерный – Могоча (ВЛ- 225) на ПС 220 кВ Семиозерный ориентировочной протяженностью 1,561 км		220	КМ	-	-	1,561	-	-	-	-	1,561	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
8 3a	абайкальского края	Забайкальский край	Строительство захода ВЛ 220 кВ Семиозерный — Чичатка (ВЛ- 227) на ПС 220 кВ Семиозерный ориентировочной протяженностью 1,566 км		220	КМ			1,566	-	-	-	-	1,566	
9 3a	абайкальского края	Забайкальский край	Реконструкция ПС 220 кВ Бушулей с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	MBA	_	_	1×40	_	_	_	_	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
10 3a	абайкальского края	Забайкальский край	Реконструкция ПС 220 кВ Зилово с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	MBA	-	_	1×40	-	-	-	-	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
11 3a	абайкальского края	Забайкальский край	Реконструкция ПС 220 кВ Тарбагатай с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	MBA	_	-	1×40	-	_	-	-	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
12 3a	абайкальского края	Забайкальский край	Реконструкция ПС 220 кВ Харагун с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	MBA	-	-	1×40	_	-	-	-	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
13 V	Іркутской области	Иркутская область	Строительство ПС 500 кВ Литиевая с двумя автотрансформаторами 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА	ООО «ИНК»	500	MBA	-	-	2×501	-	-	-	-	1002	Обеспечение технологического присоединения
14 V	Іркутской области	Иркутская область	каждый) каждый и четырьмя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 160 МВА каждый	ООО «ИНК»	220	MBA	_	_	4×160	_	_	-	_	640	потребителя ООО «ИНК»
15 И	Іркутской 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	KM			2×0,5	-		-	-	1	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ИНК»
16 V	Іркутской 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»
17 H	Іркутской 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»
	Іркутской области, еспублики Бурятия	Иркутская область, Республика Бурятия	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская — Усть-Кут № 2 ориентировочной протяженностью 463,182 км	ПАО «Россети»	500	КМ	463,182	-	-	_	-	-	-	463,182	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 «Полюс Сухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Газпром», ООО «СГРК» и т. д.
19 V	Тркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Озерная с установкой четвертого автотрансформатора 1АТ 500/220 кВ мощностью 501 МВА	AO «ИЭСК»	500	MBA	_	_	_	_	_	_	1×501	501	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РУСАЛ Тайшетский алюминиевый завод»
20 V	Тркутской 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 «Полюс Сухой Лог»	220	MBA	2×160 2×100	_	_	-	-	_	-	520	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Полюс Сухой Лог»
21 V	Іркутской области	Иркутская область	Строительство двух ВЛ 220 кВ Сухой Лог — Витим ориентировочной протяженностью 4,2 км каждая	ООО «Полюс Сухой Лог»	220	KM	2×4,2	_	_		_	-	_	8,4	
22 H	Іркутской области	Иркутская область	Строительство ПС 220 кВ Речушка с одним автотрансформатором 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА и	ОАО «РЖД»	220	MBA	1×125	_	_	_	-	_	-	125	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного
23 V	Іркутской области	Иркутская область	одним трансформатором 110/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	110	MBA	1×40	_	_	_	_	-	_	40	развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации
24 И	Іркутской 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	AO «ИЭСК»	220	КМ	2×1	_	_	_	_	_	_	2	от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»

					Класс	_	<u> </u>			Γ	од				
№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	напряжения, кВ	Единица измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
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	AO «ГринФилд»	220	MBA	-	3×63	-	_	_	_	-	189	
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	AO «ГринФилд»	220	KM	_	6	_	=	-	-	_	6	05
27	Иркутской области	Иркутская область	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Братская ГЭС $-$ Заводская № 2 до ПС 220 кВ СЭМЗ ориентировочной протяженностью 2 км	AO «ГринФилд»	220	KM	_	2	_	_	-	-	_	2	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «ГринФилд»
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	AO «ИЭСК»	220	KM	_	1	_	_	_	-	_	1	
29	Иркутской области	Иркутская область	Строительство ПС 220 кВ Рассолы с двумя трансформаторами 220/110/35 кВ мощностью 80 МВА каждый	ООО «ИНК»	220	MBA	2×80	-	_	-	_	_	_	160	Обеспечение технологического присоединения
30	Иркутской области	Иркутская область	Строительство заходов ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 I (II) цепь с отпайками на ПС НПС-8 на ПС 220 кВ Рассолы ориентировочной протяженностью 1,803 км и 1,283 км	ПАО «Россети»	220	КМ	1,803 1,283	-	_	-	-	_	_	3,086	потребителя ООО «ИНК»
31	Иркутской области	Иркутская область	Строительство ПС 220 кВ Чертово Корыто с двумя трансформаторами 220/10/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	AO «Тонода»	220	MBA	-	-	2×80	-	-	_	-	160	Обеспечение технологического присоединения
32	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	ПАО «Россети»	220	КМ	-	-	2×6,158	-	_	_	_	12,316	потребителя АО «Тонода»
33	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	AO «ИЭСК»	220	MBA	2×250	_	_	_	_	-	_	500	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Международный Аэропорт Иркутск», ООО «Универсал», ООО СЗ «ФСК Флагман», физ. лица и т. д.
34	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	AO «ИЭСК»	220	MBA	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»
35	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ ГПП с установкой четвертого трансформатора 220/10 кВ мощностью 100 МВА	АО «ИЭСК»	220	MBA	1×100	-	-	-	-	_	_	100	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РУСАЛ Тайшетский алюминиевый завод»
36	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ ТАЗ с установкой кремниевой преобразовательной подстанции № 2 (КПП-2)	АО «ИЭСК»	220	MBA	х	-	-	-	-	-	-	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РУСАЛ Тайшетский алюминиевый завод»
37	Иркутской области		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	MBA	_	1	1×200	-	-	_	-	200	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
38	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	AO «ИЭСК»	220	MBA	2×125	ŀ	-	-	-	_	-	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.
39	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	AO «ИЭСК»	220	MBA	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.

Mo		Субъект Российской		Ответственная	Класс	Единица				Γ	`од				
п/п	Энергосистема	Федерации	Наименование	организация	напряжения, кВ	измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
40	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 80 МВА каждый	AO «ИЭСК»	220	MBA	2×80	-	_	-	-	-	-	160	Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. З. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Инженерно-Строительная Компания»
41	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	AO «ИЭСК»	220	MBA	2×80	-	-	-	-	-	-	160	Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. З. Обеспечение технологического присоединения потребителя физ. лицо
42	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	AO «ИЭСК»	220	MBA	1×200	_	-	_	-	_	_	200	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Саянскхимпласт», ОАО «РЖД»
43	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора AT-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА	AO «ИЭСК»	220	MBA	1×200	-	-	-	_	_	-	200	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Саянскхимпласт», ОАО «РЖД»
44	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Строительство ПС 500 кВ Кварцитная с двумя	ПАО «Россети»	500	MBA	-	2×250	-	-	-	-	-	500	Обеспечение технологического присоединения
45	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	автотрансформаторами 500/110/35 кВ мощностью 250 МВА каждый, установкой трех ШР мощностью 60 Мвар каждая	ПАО «Россети»	500	Мвар	-	3×60	-	_	-	-	-	180	потребителей Администрации муниципального образования «Таштагольского муниципального района»
46	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»
47	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 220 кВ Металлург с установкой двух трансформаторов 220/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Регионстрой»	220	MBA	2×40	_	-	-	_	-	-	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Регионстрой»
48	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 220 кВ Увальная с установкой двух трансформаторов 220/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	AO «УК «Сибирская»	220	MBA	2×40	-	_	_	-	-	-	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «УК «Сибирская»
49	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство ПС 220 кВ Амикан с двумя трансформаторами 220/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО Горнорудная компания «Амикан»	220	MBA	2×40	_	-	_	_	-	_	80	Обеспечение технологического присоединения
50	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Раздолинская – Тайга I цепь на ПС 220 кВ Амикан ориентировочной протяженностью 0,169 км каждый	ПАО «Россети»	220	КМ	2×0,169	-	_	-	_	-	-	0,338	потребителя ООО ГРК «Амикан»
51	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	MBA	-	_	2×40	-	-	_	_	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
52	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	KM	-	-	0,908 0,932	-	-	-	-	1,84	 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. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
53	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	MBA	-	_	7 ×148	-	_	-	_	1036	
54	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	KM	_	-	2×1,6	-	-	-	-	3,2	
55	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	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «РУСАЛ Красноярск»
56	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	

					Класс					Γ	од				
№ п/п Эне	нергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	напряжения, кВ	Единица измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
3/ 1 ^	ноярского края и публики Тыва	Красноярский край	Строительство ПС 220 кВ Панимба с двумя трансформаторами 220 кВ мощностью 25 МВА каждый, установкой УКРМ 220 кВ	ООО «Красноярское ГРП»	220	MBA	_	2×25	_	-	_	_	_	50	
	ноярского края и	Красноярский край	мощностью 50 Мвар	ООО «Красноярское ГРП»	220	Мвар	-	1×50	-	-	-	-	_	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Красноярское ГРП»
	ноярского края и публики 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	
	ноярского края и публики Тыва	Красноярский край	Строительство ПС 220 кВ Сибирский магнезит с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «Группа «Магнезит»	220	MBA	-	-	2×63	-	-	-	-	126	Обеспечение технологического присоединения
1.61.1.^	ноярского края и публики Тыва	Красноярский край	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Раздолинская — Сибирский Магнезит ориентировочной протяженностью 6,216 км	ООО «Группа «Магнезит»	220	KM			2×6,216	-		-	-	12,432	потребителя ООО «Группа «Магнезит»
	ноярского края и публики Тыва	Красноярский край	Строительство четвертой ВЛ 220 кВ Ангара – БоАЗ ориентировочной протяженностью 4,17 км	АО «Богучанский алюминиевый завод»	220	КМ	-	-	-	-	4,17	-	-	4,17	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Богучанский алюминиевый завод»
64 -	ноярского края и глублики Тыва	Красноярский край, Республика Тыва	Строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран ориентировочной протяженностью 238,78 км	ПАО «Россети»	220	КМ	238,78	-	-	ı	-	-	-	238,78	 Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 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. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Голевская ГРК», ООО «Лунсин», ООО «Кара-Бельдир»
	ноярского края и гпублики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 220 кВ Крупская тяговая с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	MBA	-	-	1×40	-	_	-	_	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
65 .	ноярского края и глублики Тыва	Красноярский край	Реконструкция Назаровской ГРЭС с присоединением автотрансформаторов 2AT-A 220/110/18 кВ и 2AT-Б 220/110/18 кВ к РУ 220 кВ и РУ 110 кВ через отдельные выключатели	АО «Назаровская ГРЭС»	220	x	x	_	_	-	_	-	_	x	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. Обеспечение выдачи мощности Назаровской ГРЭС
66 .	ноярского края и глублики 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	MBA	2×125	-	1	ŀ	_	-	-	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. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
	ноярского края и гпублики 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»
	ноярского края и публики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 220 кВ Ачинский НПЗ с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 33 Мвар каждая	AO «АНПЗ ВНК»	110	Мвар	-	-	-	2×33	_	=	_	66	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «АНПЗ ВНК
1 69 1 ^	ноярского края и публики 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	 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. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
1 70 1	овосибирской области	Новосибирская область	трансформаторами 220/35 кВ мощностью 40 МВА каждый	AO «Разрез Колыванский»	220	MBA	-	-	2×40	-	-	-	-	80	Обеспечение технологического присоединения
7/1	овосибирской области	Новосибирская область	Строительство отпаек от ВЛ 220 кВ Заря – Южная І, ІІ цепь с отпайкой на ПС Электродная (249, 250) до ПС 220 кВ Антрацит	AO «Разрез Колыванский»	220	KM	-	-	х	-	-	-	-	x	потребителя АО «Разрез Колыванский»
12.	овосибирской области	Новосибирская область	220/20 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Нэолайн»	220	MBA	-	2×40	-	_	-	-	=	80	Обеспечение технологического присоединения
/ 3	овосибирской 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	потребителя ООО «Нэолайн»

No		Субъект Российской		Ответственная	Класс	Единица				Γ	од				
п/п	Энергосистема	Федерации	Наименование	организация	напряжения, кВ	измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
74	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	MBA	-	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»
75	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Строительство ПС 220 кВ ТК Гусиноозерский с одним трансформатором 220/10 кВ монностью 40 МВА	ООО «Тепличный комплекс «Гусиноозерский»	220	MBA	1×40	-	-	-	-	_	_	40	Обеспечение технологического присоединения
76	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Мухоршибирь (ГМШ-260) до ПС 220 кВ ТК Гусиноозерский	ООО «Тепличный комплекс «Гусиноозерский»	220	КМ	0,748	ı	-	_	_	_	-	0,748	потребителя ООО «Тепличный комплекс «Гусиноозерский»
77	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Строительство ПС 220 кВ Ульги с двумя трансформаторами 220/27,5 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	MBA	-	-	2×25	-	_	_	_	50	Обеспечение технологического присоединения
78	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	потребителя ОАО «РЖД»
79	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Строительство ПС 220 кВ ЦОД с одним трансформатором 220/10 кВ мощностью 125 МВА	ООО «Битривер-Б»	220	MBA	1×125	-	-	-	-	-	-	125	Обеспечение технологического присоединения
80	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	ı	ı	-	-	_	l	0,3	потребителя ООО «Битривер-Б»
81	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Строительство ПС 220 кВ Янчуй с одним трансформатором 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	MBA	-	-	1×40	-	-	-	_	40	Обеспечение технологического присоединения
82	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	потребителя ОАО «РЖД»
83	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	MBA	3×167+ 167	-	-	-	-	-	-	501+167	 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. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полюс Сухой Лог», ОАО «РЖД», ООО «СГРК», ООО «Друза»
84	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 «Полюс Сухой Лог», ОАО «РЖД», ООО «СГРК», ООО «Друза»
85	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 220 кВ Дабан с установкой пятого трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «РЖД»	220	MBA	-	-	1×25	-	_	-	_	25	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
86	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 220 кВ Окусикан с установкой пятого трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	MBA	-	-	1×40	-	_	_	-	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
87	Красноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	Строительство ПС 220 кВ Мерген с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети»	220	MBA	-	-	-	_	2×63	-	-	126	Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил
88	Красноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	каждый, двумя ШР (УШР) 220 кВ мощностью 50 Мвар каждый, БСК 110 кВ мощностью 40 Мвар	ПАО «Россети»	220	Мвар	-	-	-	_	2×50	_	-	100	разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556.
89	Красноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва		ПАО «Россети»	110	Мвар	-	-	-	-	1×40	-	-	40	3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Лунсин», ООО «Кара-Бельдир»

a.c.		Customer Borrow		0	Класс	E				Γ	од				
№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	напряжения, кВ	Единица измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
	асноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Туран – Кызылская № 2 на ПС 220 кВ Мерген ориентировочной протяженностью 50 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	-	-	-	-	2×50	-	-	100	 Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 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. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Лунсин», ООО «Кара-Бельдир»
1911 *	асноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	Строительство ПС 220 кВ Туманная с двумя трансформаторами 220/35/35 кВ мощностью 160 МВА		220	MBA	2×160	-	-	-		-	-	320	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с
9/ ^	асноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	каждый, установкой двух БСК 220 кВ мощностью 70 Мвар каждая и двух ШР (УШР) 220 кВ мощностью 63 Мвар		220	Мвар	2×70	-	=	=	-	=	-	140	Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на
93 P	асноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	каждый	ООО «Голевская ГРК»	220	Мвар	2×63	-	-	-	-	-	-	126	территории Республики Тыва. 2. Обеспечение технологического присоединения
94 P	асноярского 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	потребителя ООО «Голевская ГРК»
1 95 1 -	асноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	Реконструкция ПС 220 кВ Кызылская с заменой трансформатора 1Т-110 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на	ПАО «Россети»	110	MBA	2×40	-	-	-	-	-	-	80	1. Реновация основных фондов.
1 46 1 1	асноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый и установкой двух БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар каждая,	ПАО «Россети»	110	Мвар	2×26	-	-	-	-	-	-	52	2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Лунсин», ООО «Кара-Бельдир»
1 4 / 1 *	асноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	УШР 110 кВ мощностью 25 Мвар	ПАО «Россети»	110	Мвар	1×25	-	-	-	-	-	-	25	
	асноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	Строительство ПС 220 кВ Ырбан с одним автотрансформатором 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети»	220	MBA	_	1×63	_	I	-	ı	_	63	Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на
99 .	асноярского 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		220	КМ	-	0,805	-	-	-	-	_	0,805	территории Республики Тыва. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Голевская ГРК»
	асноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва		ПАО «Россети»	220	MBA	2×25	_	_	_	_	-	_	50	Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва.
11011 ^	асноярского 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	Мвар	1×50	-	_	-	-	-	-	50	2. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных
1 102 1 *	асноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	22 Map	ПАО «Россети»	220	Мвар	1×52	-	_	-	-	-	-	52	постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Голевская ГРК»
103 Pe	спублики 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	MBA	3×267	-	-	-	-	-	-	801	 Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 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. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Голевская ГРК»
104 Pe	спублики Хакасия	Республика Хакасия	Строительство ПС 220 кВ Нанчхул с одним трансформатором 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	MBA	-	-	1×40	_	-	-	-	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
105 Pec	спублики Хакасия	Республика Хакасия	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Степная – Бискамжа на ПС 220 кВ Нанчхул ориентировочной протяженностью 35 км каждый		220	KM	-	-	2×35	-	-	ı	-	70	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»
106 Pe	спублики 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		220	MBA	-	-	1×40	-	_	-	_	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»

No		Субъект Российской		Ответственная	Класс	Единица				Го	од				_
п/п	Энергосистема	Федерации	Наименование	организация	напряжения, кВ	измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
107	Томской области	I Chieften Control	Строительство РУ 220 кВ и РУ 110 кВ АЭС БРЕСТ с одним трансформатором 220/6,3 кВ мощностью 16 МВА и одним	TTO ((CITTO)	220	MBA		ı	1×16	_	-	-	I	16	
108	Томской области		трансформатором 120/6,3 кВ мощностью 16 МВА	AO «CXK»	110	MBA	-	-	1×16	-	-	-	_	16	Обеспечение выдачи мощности электростанции и
109	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		220	КМ	-	-	2×5	-	-	-	-	10	технологического присоединения потребителя АО «СХК»
110	Томской области	Томская область	Строительство ВЛ 220 кВ АЭС БРЕСТ – ГПП-220 ориентировочной протяженностью 17 км	AO «CXK»	220	KM	ı	I	17	-	-	-	l	17	

Таблица Г.7 – ОЭС Востока

1 a	олица Г./ – О	oc boctoka			Класс	1	1			г	од				
№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная	напряжения,	Единица	2024	2025	2026	l	1	2020	2020	2024 2020	Основание
11/11		Федерации		организация	кВ	измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
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 —	ПАО «Россети»	500	КМ	280	-	-	-	-	-	-	280	
			Даурия ориентировочной протяженностью 280 км, установкой на ПП 500 кВ Агорта двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый	ПАО «Россети»	500	Мвар	2×180	-	-	-	_	П	-	360	
			Строительство ПС 500 кВ Даурия с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных	ПАО «Россети»	500	MBA	3×167+ 167	-	-	-	-	-	-	501+167	
2			автотрансформатора мощностью 167 МВА) с резервной фазой- 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180+60	-	-	-	-	-	-	180+60	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р.
3	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино — Уруша/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия — Уруша/т	ПАО «Россети»	220	КМ	1,5	_	-	-	-	-	-	1,5	2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения
4			Строительство ВЛ 220 кВ Даурия — Сковородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 2 км каждая	ПАО «Россети»	220	KM	2×2	_	_	_	_	_	_	4	потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Рудник Таборный», ООО «Антрацит-Инвест-Проект», ООО «Удоканская медь», ООО «УК ТОР
5			Реконструкция ВЛ 220 кВ Ульручьи/т — Сковородино со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 2 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия — Ульручьи/т	ПАО «Россети»	220	км	2	-	-	-	-	-	-	2	«Южная Якутия», АО «Полюс Алдан», АО «Прииск Соловьевский», АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая Компания»)
6			Реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино — БАМ/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия — БАМ/т	ПАО «Россети»	220	КМ	1,5	_	_	-	-	-	-	1,5	
7			Реконструкция КВЛ 220 кВ Сковородино — Тында № 1 со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,4 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия — Тында	ПАО «Россети»	220	КМ	1,4	-	_	-	_	-	-	1,4	
8			Строительство ПС 220 кВ Невельская	ПАО «Россети»	220	X	-	_	-	X	_	-	-	X	
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	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных
11	Амурской области	Амурская область	Реконструкция КВЛ 220 кВ Сковородино — Тында № 2 со строительством участка до ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 11,2 км с образованием ВЛ 220 кВ Невельская — Сковородино	ПАО «Россети»	220	км	-	-	-	11,2	-	-	-	11,2	постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение выдачи мощности блоков № 4 и № 5 Нерюнгринской ГРЭС
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	KM	-	-	-	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	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.
			мощностью 52 Мвар каждая	ПАО «Россети»	220	Мвар	2×52	-	-	-	-	-	-	104	от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Удоканская медь», ООО «Антрацит ИнвестПроект», ООО «Рудник Таборный»)
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
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	от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Антрацит-ИнвестПроект»
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»
18	Амурской области	Амурская область	Строительство ВЛ 220 кВ Призейская — Эльгауголь № 2 ориентировочной протяженностью 279 км	ПАО «Россети»	220	KM	279	-	-	-	-	-	-	279	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Эльгауголь»
19	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	MBA	_	_	_	1×40	_		_	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»

	Cofe and December 2		0	Класс	E	Год								
Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	напряжения,	Единица измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
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	MBA	-	-	-	1×40	-	-	-	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
Амурской области		Реконструкция ПС 220 кВ Талдан/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	MBA	_	-	-	1×40	-	_	_	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
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	MBA	-	-	-	1×40	-	-	_	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
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	MBA	-	-	-	1×40	-	-	-	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
Амурской области		Реконструкция ПС 220 кВ Короли/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	MBA	-	-	-	1×40	-	-	_	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 220 кВ Тарманчукан/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	MBA	-	-	-	1×40	-	-	-	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
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	MBA	-	-	=	1×40	-	-	-	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 220 кВ Сковородино/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	MBA	-	-	-	1×40	-	-	-	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
A		Реконструкция ПС 220 кВ Карьерный/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	MBA	-	-	-	1×40	-	-	_	40	Обеспечение технологического присоединения
Амурскои области	* 1	Строительство шинопровода от ПС 220 кВ Архара до ПС 220 кВ Карьерный/т ориентировочной протяженностью 0,3 км	ОАО «РЖД»	220	КМ	_	-	-	0,3	-	-	_	0,3	потребителя ОАО «РЖД»
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»
Амурской области	Амурская області	Строительство ВЛ 220 кВ Сковородино – Прииск ориентировочной протяженностью 50 км	АО «Прииск Соловьевский»	220	КМ	-	_	-	50	-	-	_	50	Обеспечение технологического присоединения
Амурской области	Амурская область	Строительство ПС 220 кВ Прииск с трансформатором 220/35/6 кВ мощностью 25 МВА	АО «Прииск Соловьевский»	220	MBA	ı	-	-	25	-	ı	ı	25	потребителя АО «Прииск Соловьевский»
Приморского края		Строительство ПС 500 кВ Варяг с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мошностью 167 МВА) с резервной фазой—	ПАО «Россети»	500	MBA	3×167+ 167	-	-	-	_	-	-	501+167	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации
		167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180+60	-	-	_	_	-	-	180+60	от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода
П	П	Реконструкция РУ 500 кВ Приморской ГРЭС с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	-	_	-	-	_	-	180	параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений.
приморского края	Приморскии краи	Строительство ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг ориентировочной протяженностью 475,2 км	ПАО «Россети»	500	КМ	475,2	-	-	-	-	-	-	475,2	3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «УК ТОР Приморье» (ООО «Приморский металлургический завод»), ООО
Приморского края	Приморский край	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Владивосток – Лозовая на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети»	500	КМ	2×2	-	_	_	_	-	_	4	«Дальнегорский ГОК», ООО «ДНС СИТИ», АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики», ООО «ФинИнвест»)
Приморского края	Приморский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая-2 на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 10 км каждый	ПАО «Россети»	220	КМ	2×10	-	-	-	-	-	-	20	ооо «Фингинест»)
Приморского края	Приморский край	Строительство ПС 220 кВ Металлург с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	MBA	I	2×125	-	-	-	-	-	250	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «УК ТОР Приморье» (ООО «Приморский металлургический завод»)
Приморского края	Приморский край	Строительство двух ВЛ 220 кВ Варяг — Металлург ориентировочной протяженностью 25 км каждая	ПАО «Россети»	220	КМ	_	2×25	-	_	-	_	_	50	
Приморского края	Приморский край	Строительство 11С 220 кВ Минеральная с двумя трансформаторами 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ЗАО «Находкинский завод минеральных удобрений»	220	MBA	2×63	-	-	-	_	-	-	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ЗАО «Находкинский завод минеральных удобрений»
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	
	Амурской области Амурской области Приморской области Приморского края Приморского края Приморского края Приморского края Приморского края	Амурской области Амурская область Амурской области Амурская область Приморской области Приморский край Приморского края Приморский край	Амурской области Отротственной области Отротственной области Отротственной области Стротственной области Приморск	Декретскитема Федерации Реконструкция ПС 220 кВ Сулуст с установкой третьего транцеформатора 220/27,5710 кВ моницоством 40 МВА	Виергосистемня Ответственняя объесть Ответственняя организация Ответственняя организация Виергосий объесть Реконструкция ПС 220 кВ Судуст с установкой третьего развородного разородного	Вирисорского края Приморежні краї Приморе	Операциона (Серова общет) Операциона (Серова общет)	Верегородии объект Амурской объект Амурск	Видерского общего Амурского	Вероприятня дена подраждения в подраждени	Separation Comparison Com	При п	Processor Proc	Processor of the Company of the Co

					Класс	Т.	Год								
№ п/п	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	напряжения, кВ	Единица измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
40			Строительство ПС 220 кВ Угловая с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	MBA	-	_	-	1×125	-	-	-	125	
41	Пругуоромого уград	Приморский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Владивосток — Волна с отпайкой на ПС Западная на ПС 220 кВ Угловая ориентировочной протяженностью 1,0 км каждый	ПАО «Россети»	220	КМ	-	_	_	2×1	-	-	-	2	Обеспечение выдачи мощности Шкотовской ТЭЦ
42	Приморского края	приморский край	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	Оосспечение выдачи мощности шкотовской 19ц
43			Строительство заходов ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная на ПС 220 кВ Угловая	ПАО «Россети»	220	КМ	_	_	_	2×1,1	-	-	_	2,2	
44	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	l	-	_	1	Обеспечение выдачи мощности блоков № 4 и № 5 Партизанской ГРЭС
45	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 220 кВ Губерово/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	MBA	-	_	-	1×40	-	-	_	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
46			Строительство ПС 220 кВ Надеждинская с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 160 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	MBA	-	2×160	-	-	ı	I	-	320	Обеспечение технологического присоединения
47	Приморского края	Приморский край	Строительство двух ВЛ 220 кВ Владивосток – Надеждинская ориентировочной протяженностью 10 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	-	2×10	-	-	-	-	-	20	потребителя АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»
48			Реконструкция ПС 220 кВ Надеждинская с установкой третьего трансформатора 220/10 кВ мощностью 160 МВА	ПАО «Россети»	220	MBA	-	-	1×160		-	-	-	160	
49			Строительство ПС 220 кВ Морская с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	MBA	2×25	-	-	-	-	-	-	50	Обеспечение технологического присоединения
50	Приморского края	Приморский край	Строительство ВЛ 220 кВ Звезда — Морская ориентировочной протяженностью 44 км	ПАО «Россети»	220	KM	44	_	-	-	-	-	-	44	потребителя АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»
51			Строительство ВЛ 220 кВ Владивосток – Морская ориентировочной протяженностью 44 км	ПАО «Россети»	220	KM	44	-	-	-	-	-	-	44	
52	Приморского края	Приморский край	Строительство ПС 220 кВ Логистика с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	MBA	2×25	_	-	-	-	-	-	50	Обеспечение технологического присоединения
53	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	I	-	ı	I	I	_	11	потребителя ООО «ФинИнвест»
54	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ПС 220 кВ Эльгауголь с установкой второго автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	MBA	1×125	-	-	-	-	-	-	125	Обеспечение технологического присоединения
55	(жүгия)	(Якугия)	Строительство ВЛ 220 кВ Призейская — Эльгауголь № 2 ориентировочной протяженностью 279 км	ПАО «Россети»	220	KM	279	-	-	-	-	-	-	279	потребителя ООО «Эльгауголь»
56	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	MBA	-	_	_	2×32	_	_	_	64	Обеспечение технологического присоединения
57	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	потребителя ООО «АнтрацитИнвестПроект»
58	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»

	Сыблат Восцийной Класс Бишино Год													
№ п/п Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	напряжения, кВ	Единица измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
59		Строительство ПС 220 кВ Таборная с одним трансформатором 220/35/6 кВ мощностью 25 МВА	ООО «Рудник Таборный»	220	MBA	-	-	_	1×25	-	_	-	25	
60 Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Строительство ВЛ 220 кВ Золотинка – Таборная ориентировочной протяженностью 100 км	ООО «Рудник Таборный»	220	КМ	_	_	-	100	-	-	_	100	Обеспечение технологического присоединения
61		Строительство ПП 220 кВ Золотинка	ПАО «Россети»	220	x	_	_	_	x	_	_	_	x	потребителя ООО «Рудник Таборный»
Амурской области, 62 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	
63		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 18 км каждый	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	220	КМ	-	-	-	-	4×18	-	-	72	
64 Республики Саха	Республика Саха	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Новоленская ТЭС — Пеледуй ориентировочной протяженностью 235 км	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	220	KM	-	-	-	-	2×235	-	-	470	
(Якутия)	(Якутия)	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	X	-	-	-	_	х	_	_	х	Обеспечение выдачи мощности Новоленской ТЭС
66		Строительство ВЛ 220 кВ Пеледуй — Сухой Лог № 3 ориентировочной протяженностью 264,4 км	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	220	КМ	-	_	_	-	264,4	_	-	264,4	
Хабаровского края и		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	ПАО «Россети»	220	КМ	-	_	433,5	-	_	_	-	433,5	 Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Компания Ремсталь», ОАО «РЖД»)
67 Еврейской автономной области	Хабаровский край	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	Мвар	_	-	6×25	_	-	-	_	150	
68 Хабаровского края и Еврейской автономной	V.5	Строительство ПС 220 кВ Полиметалл с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети»	220	MBA	1×63	-	-	-		-	-	63	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных
69 Евреиской автономной	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Березовая – Горин на ПС 220 кВ Полиметалл ориентировочной протяжённостью 5 км каждый	ПАО «Россети»	220	КМ	2×5	_	_	_	-	-	_	10	 постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Ресурсы Албазино»
Хабаровского края и 70 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	MBA	1×40	-	-	=	-	=	=	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
Хабаровского края и 71 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	MBA	-	-	2×40	_	_	-	-	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
Хабаровского края и 72 Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Высокогорная (Кузнецовский) — Ванино (Л-263) на ПС 220 кВ Тумнин/т ориентировочной протяженностью 0,2 км каждый	ПАО «Россети»	220	KM	-	-	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. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
73 Хабаровского края и Еврейской автономной	Хабаровский край	Строительство ПС 220 кВ Литовко/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый Строительство заходов ВЛ 220 кВ НПС-2 – НПС-1 с отпайкой	ОАО «РЖД»	220	MBA	-	_	2×40	_	_	-	-	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
74 области		на ПС Литовко на ПС 220 кВ Литовко/т ориентировочной протяженностью 8 км и 3,5 км	ПАО «Россети»	220	КМ	_	_	8 3,5	_	-	_	_	11,5	погросителя отго м иди

NG.	Custo and December 2		0	Класс	ес Бишино Год									
№ п/п Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Ответственная организация	напряжения, кВ	Единица измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
75 Хабаровского края и Еврейской автономной	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	MBA	_	_	2×25	_	_	_	_	50	Обеспечение технологического присоединения
76 области		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	-	_	-	-	4	потребителя ОАО «РЖД»
77 Хабаровского края и Еврейской автономной	Хабаровский край	Строительство ПС 220 кВ Сельгон/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	MBA	-	-	2×25	-	-	-	-	50	Обеспечение технологического присоединения
78 области	жиопровожим крим	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	-	-	-	-	6	потребителя ОАО «РЖД»
79 Хабаровского края и Еврейской автономной	Хабаровский край	Строительство ПС 220 кВ Эльбан/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	MBA	-	-	2×25	-	-	-	-	50	Обеспечение технологического присоединения
80 области	1 1	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	-	-	-	-	9	потребителя ОАО «РЖД»
81 Хабаровского края и Еврейской автономной	Хабаровский край	Строительство ПС 220 кВ Джелюмкен/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	MBA	-	-	2×40	-	-	-	-	80	Обеспечение технологического присоединения
82 области	1 1 **	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	-	-	-	-	8	потребителя ОАО «РЖД»
Хабаровского края и 83 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	MBA	-	-	2×40	-	-	-	-	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
Хабаровского края и 84 Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Аксака/т ориентировочной протяженностью 1 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	-	-	2×1	-	-	-	-	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. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
Хабаровского края и 85 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	MBA	_	-	3×40	_	_	-	-	120	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
Хабаровского края и 86 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	MBA	_	=	2×40	-	-	-	=	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
Хабаровского края и 87 Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Джигдаси/т ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	_	-	2×0,5	-	-	-	-	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. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
Хабаровского края и 88 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	MBA	_	-	3×40	-	_	_	-	120	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
Хабаровского края и 89 Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Кузнецовский – Высокогорная/т ориентировочной протяженностью 5,54 км	ПАО «Россети»	220	КМ	-	-	2×5,54	-	-	-	-	11,08	 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. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
Уабаровского края и 90 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	MBA	-	-	2×40	-	-	_	-	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
91 Хабаровского края и Еврейской автономной	Хабаровский край	Строительство ПС 220 кВ Эльдиган/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	MBA	_	_	2×40	-	_	-	-	80	Обеспечение технологического присоединения
92 области	1 1	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	потребителя ОАО «РЖД»

36	Субъект Российской Субъект Российской Субъект Российской Единица													
№ п/п Энергосистема	Федерации	Наименование	организация	напряжения, кВ	измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
93 Хабаровского края и	w.s.	Строительство ПС 220 кВ Кумтэ/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	MBA	-	-	2×40	-	-	_	-	80	Обеспечение технологического присоединения
Еврейской автономной области 94	Хабаровский край	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	потребителя ОАО «РЖД»
Хабаровского края и 95 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	MBA	_	_	2×40	_	_	_	_	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
Хабаровского края и 96 Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) — Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Кун/т ориентировочной протяженностью 1,5 км каждый	ПАО «Россети»	220	КМ	-	-	2×1,5	-	-	-	-	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. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
Хабаровского края и 97 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	MBA	_	_	2×40	_	_	-	-	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
Хабаровского края и 98 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	 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. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
Уабаровского 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	MBA	-	-	2×40	-	-	-	I	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
Хабаровского края и 100 Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) — Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Ванино/т ориентировочной протяженностью 7,9 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	-	_	2×7,9	-	-	-	-	15,8	 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. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
Хабаровского края и 101 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	MBA	-	-	2×125	-	-	-	-	250	Реновация основных фондов. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
102 Хабаровского края и Еврейской автономной	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Сулук – Джамку (Л-277) на ПС 220 кВ Богдановка ориентировочной протяженностью 5 км каждый	ПАО «Россети»	220	KM	-	_	-	2×5	-	_	-	10	Обеспечение технологического присоединения
103 области	1 1	Строительство ПС 220 кВ Богдановка с одним автотрансформатором 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети»	220	MBA	_	-	-	1×63	_	-	=	63	потребителя ООО «Правоурмийское»
Хабаровского края и 104 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	-	-	-	ı	x	 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. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Компания Ремсталь»)
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	MBA	1×40	_	-	-	-	-	-	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
Хабаровского края и 106 Еврейской автономной области	Еврейская автономная область	Реконструкция РУ 220 кВ и РУ 110 кВ ПС 220 кВ Биробиджан с изменением схемы присоединения 3АТ 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	x	-	-	x	-	-	-	-	x	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «УК» «Индустриальный парк «Шалом»