

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА ПРИМОРСКОГО КРАЯ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	9
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	9
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	9
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	11
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии(мощности), надежного функционирования ЕЭС России	16
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	16
2.1.1 Энергорайон № 1 «Часть энергосистемы Приморского края, расположенная южнее Приморской ГРЭС»	16
2.1.2 Энергорайон № 2 «Артемовская ТЭЦ – ПС 220 кВ Уссурийск-2 – ПС 110 кВ ХФЗ».....	18
2.1.3 Энергорайон № 3 «Партизанская ГРЭС – Артемовская ТЭЦ».....	20
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций.....	22
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	22
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	32
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	32
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	32
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	32
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 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	33
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы	34
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	34
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	37
3.3	Прогноз потребления мощности	38
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	39
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы	42
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	42
4.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 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 на территории Приморского края	44
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	50
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	52
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети	54
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию	55
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	56
7.1	Основные подходы	56
7.2	Исходные допущения	57
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства	60
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	61
7.4	Оценка чувствительности экономических условий	62
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	65

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	66
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к строительству, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации	68
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии.....	70

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДН	–	аварийно допустимое напряжение
АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АОСН	–	автоматика ограничения снижения напряжения
БСК	–	батарея статических конденсаторов
В	–	выключатель
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИП	–	инвестиционный проект
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
КС	–	контролируемое сечение
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МО	–	муниципальное образование
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
НПС	–	нефтеперекачивающая станция
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
Р	–	разъединитель
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РМ	–	расчетная математическая модель
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы

Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
T	–	трансформатор
TНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТС	–	телесигнал
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
УШР	–	управляемый шунтирующий реактор
ФКУ	–	фильтро-компенсирующее устройство
ШР	–	шинный разъединитель
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность трансформатора
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Приморского края за период 2019–2023 годов. За отчетный принимается 2023 год.

Основной целью подготовки материалов является разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Приморского края на каждый год перспективного периода (2025–2030 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2030 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Приморского края на период до 2030 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети, включая заявленные сетевыми организациями;

- перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, 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;

- мероприятия, направленные на предотвращение рисков ввода ГАО с учетом обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и мощности;

- перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО.

При разработке материалов сформирован перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.

На основании расчета капитальных вложений на реализацию перспективных мероприятий по развитию электрических сетей выполнена оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети.

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Приморского края входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ и обслуживает территорию Приморского края.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Приморского края и владеющие объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и (или) выше:

– филиал ПАО «Россети» – Приморское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Приморского края;

– филиал АО «ДРСК» Приморские электрические сети – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–220 кВ на территории Приморского края.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Приморского края связана с энергосистемой:

– Хабаровского края и Еврейской автономной области (Филиал АО «СО ЕЭС» Тихоокеанское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Приморского края с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год, приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Приморского края

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ОАО «РЖД»	300,0
Более 50 МВт	
АО «Спасскцемент»	59,0
Более 10 МВт	
ТС ВСТО ООО «Транснефтьэнерго» (НПС-38, НПС-40, НПС-41)	35,4
ПАО «ДЭК» (КГУП «Приморский водоканал»)	22,2
ПАО «ДЭК» (ООО «ССК «Звезда»)	21,5
АО «Восточный порт»	20,5
АО «ГМК «Дальполиметалл»	16,8
АО «ДГК» филиал «Приморские тепловые сети»	16,6
АО ААК «Прогресс»	10,2

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Приморского края на 01.01.2024 составила 2759,0 МВт на ТЭС.

В структуре генерирующих мощностей энергосистемы Приморского края доля ТЭС составляет 100 %.

Перечень электростанций с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с указанием фактической установленной мощности представлен в приложении А.

Структура и изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за отчетный год приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Приморского края, МВт

Наименование	На 01.01.2023	Наименование мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	2759,0	–	–	–	–	2759,0
ТЭС	2759,0	–	–	–	–	2759,0

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Приморского края в 2023 году составило 11467,6 млн кВт·ч на ТЭС.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Приморского края за период 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	11323,2	10816,6	11285,7	11810,2	11467,6
ТЭС	11323,2	10816,6	11285,7	11810,2	11467,6

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Приморского края приведена в таблице 4 и на рисунках 1, 2.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Приморского края

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	13346	13536	14067	14529	14747
Годовой темп прироста, %	-0,36	1,42	3,92	3,28	1,50
Максимум потребления мощности, МВт	2314	2411	2692	2603	2743
Годовой темп прироста, %	-5,28	4,19	11,65	-3,31	5,38

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5768	5614	5225	5582	5376
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	31.12 13:00	31.12 04:00	31.12 12:00	13.01 02:00	21.12 12:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-16,7	-18,1	-20,5	-16,6	-21,8

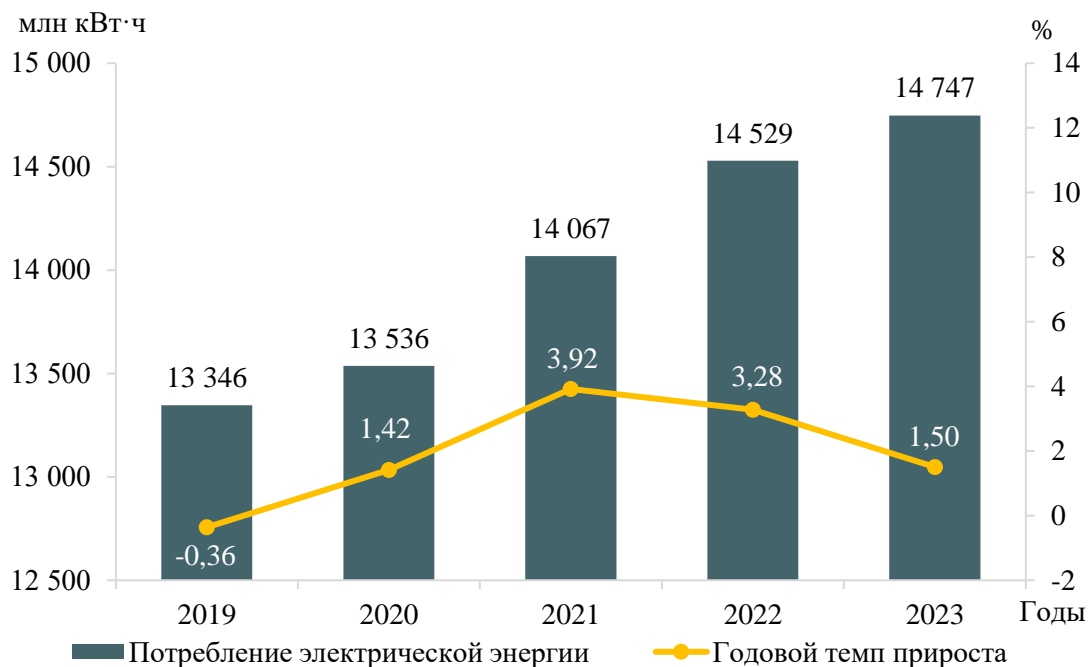


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии энергосистемы Приморского края и годовые темпы прироста

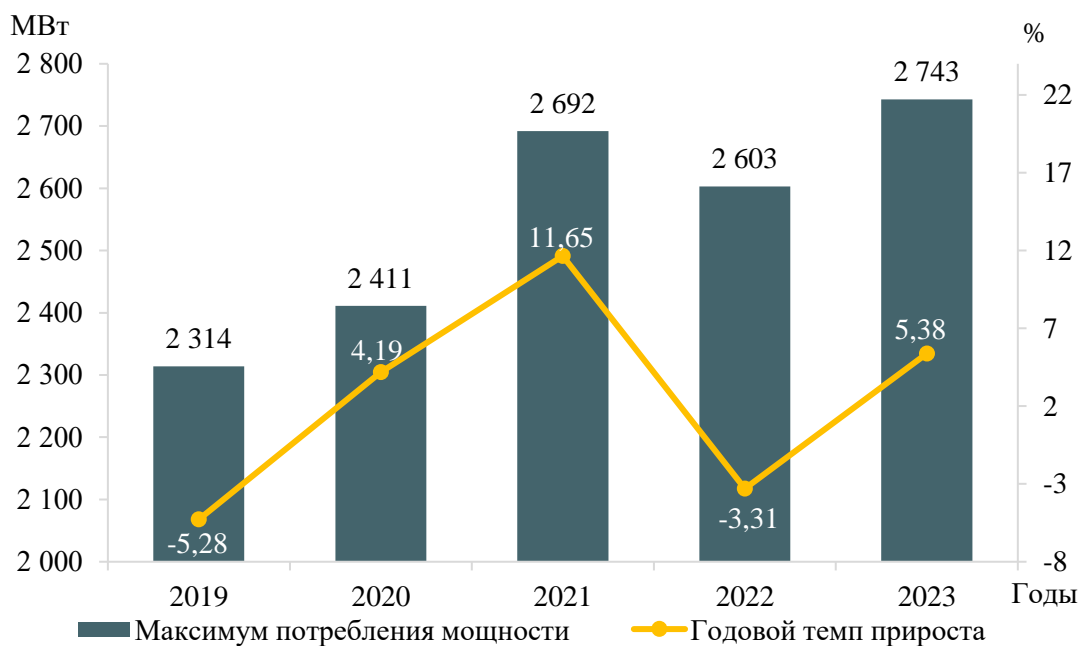


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности энергосистемы Приморского края и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Приморского края увеличилось на 1353 млн кВт·ч и составило в 2023 году 14747 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,94 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 3,92 % в 2021 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2019 году и составило 0,36 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Приморского края вырос на 300 МВт и составил 2743 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,34 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 11,65 % в 2021 году, что обусловлено ростом потребления электрической энергии промышленными предприятиями и послаблением ограничительных эпидемиологических мер; наибольшее снижение мощности составило 5,28 % в 2019 году.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Приморского края был зафиксирован в 2023 году в размере 2743 МВт.

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Приморского края обуславливалась следующими факторами:

- увеличением объемов перекачки нефти в трубопроводной системе ВСТО-2 ПАО «Транснефть»;
- увеличением потребления населением и в сфере услуг;
- разницей среднесуточных температур наружного воздуха в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности.

1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Приморского края приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Приморского края приведен в таблице 6.

Таблица 5 – Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Шахта-7 с заменой провода М-70 на провод АССС 150/28 и заменой провода АСКП-240 на провод АСКП-240/32 суммарной протяженностью 14,5 км	АО «ДРСК»	2019	14,48 км
2	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Горностай – Океан на новую ПС 110 кВ Лазурная протяженностью 2,3 км каждый с образованием ВЛ 110 кВ Горностай – Лазурная и КВЛ 110 кВ Лазурная – Океан	АО «ДРСК»	2019	2×2,34 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
3	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Владивосток – Промпарк I цепь протяженностью 28 км	ПАО «Россети»	2019	27,57 км
4	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Владивосток – Промпарк II цепь протяженностью 28 км	ПАО «Россети»	2019	28,40 км
5	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Береговая-2 – Береговая-1 протяженностью 0,7 км	АО «ДРСК»	2020	0,71 км
6	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая протяженностью 1 км	АО «ДРСК»	2020	1,15 км
7	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Спасск протяженностью 167,7 км	ПАО «Россети»	2020	167,7 км
8	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Дальневосточная – НПС-41 протяженностью 90 км путем выполнения перезавода ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Арсеньев-2 с ПС 500 кВ Дальневосточная в РУ 220 кВ ПС 220 кВ НПС-41 со строительством участка ВЛ 220 кВ до ПС 220 кВ НПС-41	ПАО «Россети»	2021	90,34 км
9	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Владивосток – Зеленый угол на ПС 220 кВ Суходол протяженностью 22 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Владивосток – Суходол и ВЛ 220 кВ Зеленый угол – Суходол	ПАО «Россети»	2021	22,23 км 21,97 км
10	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Спасск – НПС-40 протяженностью 52 км	ПАО «Россети»	2021	52,44 км
11	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Лозовая – Находка протяженностью 28 км	ПАО «Россети»	2021	28,42 км
12	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Широкая – Находка протяженностью 7 км	ПАО «Россети»	2021	6,92 км
13	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Свягино/т с отпайкой на ПС Кировка на ПС 220 кВ Шмаковка/т протяженностью 16,35 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Шмаковка/т с отпайкой на ПС Кировка и ВЛ 220 кВ Свягино/т – Шмаковка/т	ОАО «РЖД»	2022	1×16,38 км 1×16,33 км
14	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна до ПС 220 кВ протяженностью 0,01 км	АО «ДРСК»	2022	0,01 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
15	110 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Находка с выполнением перезавода КВЛ 110 кВ Широкая – Находка с увеличением протяженности на 0,127 км	ПАО «Россети»	2022	0,127 км
16	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Голдобин с отпайками с заменой провода АС-150 протяженностью 2,34 км на кабель 3×АПвПу2г протяженностью на 2,55 км	АО «ДРСК»	2022	2,55 км
17	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Патрокл – Голдобин с отпайкой на ПС Улисс с заменой провода АС-150 протяженностью 2,48 км на кабель 3×АПвПу2г протяженностью на 2,545 км	АО «ДРСК»	2022	2,545 км
18	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т ориентировочной протяженностью 20,81 км	АО «ДРСК»	2023	20,81 км
19	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Смоляниново/т ориентировочной протяженностью 23,922 км	АО «ДРСК»	2023	23,922 км
20	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т с демонтажем участка ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 0,49 км и образованием ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод	АО «ДРСК»	2023	0,49 км

Таблица 6 – Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Лазурная с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «ДРСК»	2019	2×16 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Садовая с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ДРСК»	2019	2×40 МВА
3	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Промпарк с двумя трансформаторами 220/110 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети»	2019	2×63 МВА
4	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Спасск с установкой двух БСК 220 кВ мощностью 52 Мвар каждая и УШР 220 кВ мощностью 63 Мвар	ПАО «Россети»	2019	2×52 Мвар 1×63 Мвар

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
5	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Дальнереченск/т с установкой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2020	1×40 МВА
6	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Ласточка/тс установкой третьего трансформатора 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2020	1×40 МВА
7	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Лесозаводск с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети»	2020	1×40 МВА
8	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Анисимовка/т с установкой третьего трансформатора 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2021	1×40 МВА
9	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Сибирцево/т с заменой трансформатора Т-1 110/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2021	1×40 МВА
10	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Спасск/т с заменой трансформатора Т-1 110/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2021	1×40 МВА
11	110 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Уссурийск-2 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 31,5 МВА каждый на трансформаторы 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети»	2021	1×63 МВА
12	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Лесозаводск с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети»	2021	1×40 МВА
13	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Находка с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети»	2021	2×63 МВА
14	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Свягино/т с заменой трансформаторов Т1 220/27,5/10 кВ и Т-2 220/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	2021	2×40 МВА
15	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Суходол с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Морской порт Суходол»	2021	2×40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
16	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Шмаковка/т с установкой одного трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2022	1×40 МВА
17	220 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Западная с установкой третьего трансформатора 220/35/6 кВ мощностью 63 МВА	АО «ДРСК»	2022	1×63 МВА
18	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Промузел с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ДРСК»	2022	2×25 МВА
19	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Анисимовка/т с заменой трансформатора Т-2 110/27,5/10 кВ мощностью 32 МВА на трансформатор 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2023	1×40 МВА

2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии(мощности), надежного функционирования ЕЭС России

2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

На территории Приморского края к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относятся:

- энергорайон № 1 – «Часть энергосистемы Приморского края, расположенная южнее Приморской ГРЭС»;
- энергорайон № 2 – «Артемовская ТЭЦ – ПС 220 кВ Уссурийск-2 – ПС 110 кВ ХФЗ»;
- энергорайон № 3 – «Партизанская ГРЭС – Артемовская ТЭЦ».

2.1.1 Энергорайон № 1 «Часть энергосистемы Приморского края, расположенная южнее Приморской ГРЭС»

В таблице 7 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия и, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне № 1 «Часть энергосистемы Приморского края, расположенная южнее Приморской ГРЭС».

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий энергорайона № 1 «Часть энергосистемы Приморского края, расположенная южнее Приморской ГРЭС»

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)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Дальневосточная, переток активной мощности в КС «ПримГРЭС – Юг», превышает МДП на величину до 229,5 МВт.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 229,5 МВт</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Строительство ПС 500 кВ Варяг с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар. 2. Строительство ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг ориентировочной протяженностью 455,093 км. 3. Строительство заходов ВЛ 500 кВ Владивосток – Лозовая на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 1,184 км и 1,551 км. 4. Строительство заходов ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая-2 на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 7,204 км и 7,254 км. 	<p style="text-align: center;">Отсутствуют</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Строительство ПС 500 кВ Варяг с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар. 2. Строительство ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг ориентировочной протяженностью 455,093 км. 3. Строительство заходов ВЛ 500 кВ Владивосток – Лозовая на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 1,184 км и 1,551 км. 4. Строительство заходов ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая-2 на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 7,204 км и 7,254 км.

2.1.2 Энергорайон № 2 «Артемовская ТЭЦ – ПС 220 кВ Уссурийск-2 – ПС 110 кВ ХФЗ»

В таблице 8 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне № 2 «Артемовская ТЭЦ – ПС 220 кВ Уссурийск-2 – ПС 110 кВ ХФЗ».

Таблица 8 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий энергорайона № 2 «Артемовская ТЭЦ – ПС 220 кВ Уссурийск-2 – ПС 110 кВ ХФЗ»

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)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Западная – Кипарисово – Раздольное-1, 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 15 МВт</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Создание на ПС 110 кВ Краскино устройства АОСН. 2. Создание на ПС 110 кВ Троица устройства АОСН 	<p>Отсутствуют</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Создание на ПС 110 кВ Краскино устройства АОСН. 2. Создание на ПС 110 кВ Троица устройства АОСН
<p>За период с 01.10.2022 по 01.10.2023 зафиксировано 2482 случая превышения ДДТН КВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т продолжительностью до 16 минут 41 секунды в нормальной схеме, 3 случая превышения ДДТН продолжительностью до 20 секунд в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная, в том числе 63 случая превышения АДТН продолжительностью до 1 минуты 15 секунд в нормальной схеме (вследствие несимметричной тяговой нагрузки). Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 40,1 МВт</p>	<p>Реконструкция ПС 110 кВ Уссурийск/т с заменой ошиновки и шин с увеличением пропускной способности</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Реконструкция ПС 110 кВ Уссурийск/т с заменой ошиновки и шин с увеличением пропускной способности</p>
<p>За период с 01.10.2022 по 01.10.2023 зафиксировано 2482 случая превышения ДДТН КВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т продолжительностью до 16 минут 41 секунды в нормальной схеме, 3 случая превышения ДДТН продолжительностью до 20 секунд в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная, в том числе 63 случая превышения АДТН продолжительностью до 1 минуты 15 секунд в нормальной схеме (вследствие несимметричной тяговой нагрузки). Так как максимальная токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т определена ремонтной схемой ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная (работа транзита 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т – Надеждинская/т в радиальном режиме), в ремонтной схеме КВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т (работа транзита 110 кВ Западная – Надеждинская/т – Уссурийск/т в радиальном режиме) токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная также превышает ДДТН (вследствие несимметричной тяговой нагрузки). Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 40,1 МВт</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная ориентировочной протяженностью 16,96 км с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПС 110 кВ Надеждинская/т с заменой провода шин и ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная с увеличением пропускной способности. 3. Реконструкция ПС 110 кВ Западная с заменой провода шин 110 кВ с увеличением пропускной способности. 4. Реконструкция ПС 110 кВ Западная с заменой ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная с увеличением пропускной способности 	<p>Отсутствуют</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная ориентировочной протяженностью 16,96 км с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПС 110 кВ Надеждинская/т с заменой провода шин и ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная с увеличением пропускной способности. 3. Реконструкция ПС 110 кВ Западная с заменой провода шин 110 кВ с увеличением пропускной способности. 4. Реконструкция ПС 110 кВ Западная с заменой ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная с увеличением пропускной способности

2.1.3 Энергорайон № 3 «Партизанская ГРЭС – Артемовская ТЭЦ»

В таблице 9 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне № 3 «Партизанская ГРЭС – Артемовская ТЭЦ».

Таблица 9 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий энергорайона № 3 «Партизанская ГРЭС – Артемовская ТЭЦ»

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)
<p>За период с 01.10.2022 по 01.10.2023 зафиксировано: 476 случая превышения АДТН ВЛ 110 кВ Садовая – Смоляниново/т и КВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая продолжительностью до 4 минут 45 секунд в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Артёмовской ТЭЦ – Смоляниново/т, в том числе 3 случая превышения АДТН ВЛ 110 кВ Садовая – Смоляниново/т и КВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая продолжительностью до 15 секунд в указанной единичной ремонтной схеме. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 14,1 МВт</p>	<p>1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая ориентировочной протяженностью 1,722 км с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПС 110 кВ Береговая-1 с заменой провода шин и ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая с увеличением пропускной способности</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая ориентировочной протяженностью 1,722 км с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПС 110 кВ Береговая-1 с заменой провода шин и ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая с увеличением пропускной способности</p>

2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

В соответствии с предложениями сетевых организаций рассмотрены ПС 110 кВ, на которых по результатам контрольных измерений потокораспределения в отчетном периоде зафиксировано превышение допустимой загрузки трансформаторного оборудования в нормальной схеме или при отключении одного из трансформаторов в нормальной схеме с учетом реализации схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 10 представлены данные по ТНВ в дни контрольных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 10 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2019	18.12.2019	-9,3
	19.06.2019	16,6
2020	16.12.2020	-17,0
	17.06.2020	14,4
2021	15.12.2021	-4,6
	16.06.2021	13,2
2022	21.12.2022	-9,2
	15.06.2022	12,1
2023	20.12.2023	-20,4
	21.06.2023	17,8

Анализ загрузки центров питания производится с учетом применения схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1], исходя из следующих критериев:

– для однострансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора в нормальной схеме;

– для двух- и более трансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора с учетом отключения одного наиболее мощного трансформатора на подстанции.

2.2.1.1 АО «ДРСК»

Рассмотрены предложения АО «ДРСК» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 11 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 12 приведены данные по допустимой длительной

перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 13 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 11 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Славянка	110	Т-1	115	16	17,34	21,48	17,98	22,05	22,9	9,18	9,4	10,42	11,88	11,95	–
		35		38,5												
		10		11												
		110	Т-2	115	16											
		35		38,5												
		10		11												
2	ПС 110 кВ Троица	110	Т-1	115	6,3	6,38	7,72	7	8,32	9,08	3,64	3,7	5,24	5,62	4,57	–
		35		38,5												
		10		11												
		110	Т-2	115	10											
		35		38,5												
		10		11												
3	ПС 110 кВ Улисс	110	Т-1	115	25	27,06	29,9	25,52	32,74	35,32	16,0	20,1	18,12	20,48	21,05	–
		6		6,3												
		110	Т-2	115	25											
		6		6,3												
		110		115												
		6		6,3												
4	ПС 110 кВ Чайка	110	Т-1	115	16	13,06	27,52	25,02	27,33	31,96	10,26	8,9	10,14	11,98	10,87	8,8
		35		38,5												
		6		6,6												
		110	Т-2	115	16											
		35		38,5												
		6		6,6												
5	ПС 110 кВ Шахта-7	110	Т-1	115	16	21,02	22,00	21,57	21,42	25,71	11,84	11,35	12,76	13,00	11,16	1,0
		6		6,6												
		110	Т-2	115	16											
		6		6,6												
		110		115												
		6		6,6												
6	ПС 110 кВ ЛРЗ	110	Т-1	115	16	17,34	16,6	16,0	22,53	21,51	11,0	9,8	7,0	19,8	11,34	–
		6		6,6												
		110	Т-2	115	16											
		6		6,6												
		110		115												
		6		6,6												
7	ПС 110 кВ Междуречье	110	Т-1	115	10	10,38	11,24	10,44	12,27	10,5	6,26	5,24	6,3	5,72	4,02	–
		6		6,6												
		110	Т-2	115	10											
		6		6,6												
		110		115												
		6		6,6												

Таблица 12 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	-20
1	ПС 110 кВ Славянка	Т-1	ТДТН-16000/110-76У1	1986	50	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110-76У1	1984	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Троица	Т-1	ТМТН-6300/110-66	1981	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-10000/110	1981	50	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Улисс	Т-1	ТРДН-25000/110	1987	88	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН-25000/110	1987	50	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Чайка	Т-1	ТДТН-16000/110	1987	50	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110	1985	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Шахта-7	Т-1	ТДН-16000/110	1993	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110	1982	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
6	ПС 110 кВ ЛРЗ	Т-2	ТДН-16000/110У1	1993	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-1	ТДН-16000/110У1	1992	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
7	ПС 110 кВ Междуречье	Т-1	ТДН-10000/110-70У1	1978	50	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-10000/110-70У1	1978	50	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82

Таблица 13 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА						
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	
1	ПС 110 кВ Славянка	2023 / зима	22,9	ПС 110 кВ Славянка	ТУ для ТП менее 670 кВт (19 шт.)			2025	0,538	0,000	0,22–10	0,054	22,97	22,97	22,97	22,97	22,97	22,97	
				ПС 35 кВ Безверхово															ТУ для ТП менее 670 кВт (4 шт.)
2	ПС 110 кВ Троица	2023 / зима	9,08	ПС 110 кВ Троица	ТУ для ТП менее 670 кВт (45 шт.)			2025	2,405	0,130	0,38–10	0,228	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33
3	ПС 110 кВ Улисс	2023 / зима	35,32	ПС 110 кВ Улисс	ФКУ «УЗКС МО РФ»	17.09.2014	201-14-ТП	2025	3,500	0,000	0,38	1,400	39,58	39,58	39,58	39,58	39,58	39,58	
					ООО «СЗ «Строительные инновации»	07.06.2022	205/3ТП/ПРМ-2022	2024	1,747	0,000	0,38	0,699							
					ООО «Артаяр»	03.10.2023	23-1412	2024	1,500	0,000	0,38	0,600							
					ООО СЗ «Инфинити»	27.11.2023	389/3ТП/ПРМ-2023	2025	1,350	0,000	0,38	0,675							
					ООО «СЗ «ТАЛАН-РЕГИОН-45»	14.12.2023	2929-ТП-23	2025	1,450	0,000	0,38	0,580							
4	ПС 110 кВ Чайка	2023 / зима	31,96	ПС 110 кВ Чайка	ООО «Специализированный застройщик Ренессанс Сити»	17.05.2021	21-639	2024	13,500	0,000	0,38	5,400	40,55	40,55	40,55	40,55	40,55	40,55	
					ООО «СЗ Эдельвейс-3»	12.09.2023	280	2025	3,200	0,000	0,38	1,280							
					ООО «Зелёный Бор-1»	25.04.2014	2530-1	2024	1,300	0,000	6	0,520							
					ПС 35 кВ Сахарный ключ	ООО «Фабрика мороженого»	22.02.2023	14-2023-ТП	2024	3,000	1,450	6							0,775
5	ПС 110 кВ Шахта-7	2023 / зима	25,71	ПС 110 кВ Шахта-7	ОСК СЗ ООО	19.10.2021	21-1249	2024	0,920	0,000	0,22–0,38	0,368	26,54	26,54	26,54	26,54	26,54	26,54	
					ООО «Авиатор»	01.03.2023	02-23/ТП	2024	0,600	0,400	0,38	0,040							
					ООО «Алмикс»	23.12.2021	21-1370	2024	0,800	0,000	0,38	0,160							
					ТУ для ТП менее 670 кВт (73 шт.)			2024	2,015	0,000	0,22–0,38	0,202							
6	ПС 110 кВ ЛРЗ	2022 / зима	22,53	ПС 110 кВ ЛРЗ	ОАО «РЖД»	12.11.2019	291-19	2024	0,840	0,000	0,38	0,42	23,09	23,09	23,09	23,09	23,09	23,09	
					ТУ для ТП менее 670 кВт (30 шт.)			2024	1,156	0,201	0,22–0,38	0,096							
7	ПС 110 кВ Междуречье	2022 / зима	12,27	ПС 110 кВ Междуречье	ООО СЗ «Корал Рэд»	04.02.2021	45-21	2025	0,770	0,000	0,38	0,306	12,68	12,68	12,68	12,68	12,68	12,68	
					ТУ для ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2024	0,743	0,000	0,38	0,074							

ПС 110 кВ Славянка.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 22,9 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 19,3 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-20,4^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки трансформаторов составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,61 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,07 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = S_{\text{макс}}^{\text{факт}} + \sum S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}} + S_{\text{доп}} - S_{\text{срм}}, \quad (1)$$

где $S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}}$ – мощность новых потребителей, подключаемых к ПС в соответствии с ТУ для ТП, с учетом коэффициентов набора;

$S_{\text{доп}}$ – увеличение нагрузки рассматриваемой подстанции в случае перераспределения мощности с других центров питания;

$S_{\text{срм}}$ – объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 22,9 + 0,07 + 0 - 0 = 22,97 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Славянка, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 19,6 % (без ТП превышение до 19,3 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Славянка ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Славянка расчетный объем ГАО составит 3,77 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 22,97 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ДРСК».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Троица.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 9,08 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 20,0 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -20,4 °С и при нормальном режиме нагрузки трансформаторов составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,28 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,25 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 9,08 + 0,25 + 0 - 0 = 9,33 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Троица, оставшегося в работе после отключения Т-2, на величину до 23,4 % (без ТП превышение до 20,1 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Троица ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Троица расчетный объем ГАО составит 1,77 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 9,33 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 1×6,3 МВА на 1×10 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ДРСК».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Улисс.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 35,32 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 17,7 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-20,4^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки трансформаторов составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 9,55 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,26 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 35,32 + 4,26 + 0 - 0 = 39,58 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Улисс, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 31,9 % (без ТП превышение до 17,7 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Улисс ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Улисс расчетный объем ГАО составит 9,58 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 39,58 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ДРСК».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Чайка.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 31,96 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора, с учетом перевода нагрузки, превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 20,6 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-20,4^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки трансформаторов составляет 1,2.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 8,8 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 21 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 8,59 МВА).

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «ДРСК» энергопринимающих устройств ООО «Специализированный застройщик Ренессанс Сити» максимальной мощностью 13,55 МВт от 22.04.2021 № 01-122-10-291 предусматривается строительство ПС 35 кВ Ренессанс и двух заходов КЛ 35 кВ от КВЛ 35 кВ Чайка – Ипподром с отпайкой на ПС Седанка в РУ 35 кВ ПС 35 кВ Ренессанс с образованием КВЛ 35 кВ Чайка – Ренессанс и КВЛ 35 кВ Седанка – Ипподром с отпайкой на ПС Ренессанс, и изменение существующих точек раздела сети 35 кВ с переводом электроснабжения ПС 35 кВ Сахарный ключ и ПС 35 кВ Океанская с ПС 110 кВ Чайка и ПС 110 кВ Спутник на ПС 110 кВ Лазурная.

В результате изменения существующих точек раздела сети 35 кВ с ПС 110 кВ Чайка на ПС 110 кВ Лазурная будет переведена нагрузка в объеме до 13,23 МВА, с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Положение СВ 35 кВ на ПС 35 кВ Ренессанс – нормально отключен. Перспективная расчетная нагрузка ПС 110 кВ Чайка может составить 27,32 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 31,96 + 8,59 + 0 - 13,23 = 27,32 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 13,23 МВА превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Чайка, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 42,3 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Чайка ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Чайка расчетный объем ГАО составит 8,12 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 27,32 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ДРСК».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Шахта-7.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 25,71 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора, с учетом перевода нагрузки, превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 28,7 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-20,4^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,0 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,34 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,83 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 25,71 + 0,83 + 0 - 1,0 = 25,54 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 1,0 МВА превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Шахта-7, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 33,0 % (без ТП превышение до 28,7 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Шахта-7 ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Шахта-7 расчетный объем ГАО составит 6,34 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 25,54 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ДРСК».

Необходимый год реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ ЛРЗ.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 22,53 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 17,7 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-9,2^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки трансформаторов составляет 1,196.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,0 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,56 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 22,53 + 0,56 + 0 - 0 = 23,09 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ ЛРЗ, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 20,6 % (без ТП превышение до 17,7 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ЛРЗ ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ ЛРЗ расчетный объем ГАО составит 3,95 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 23,09 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ДРСК».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Междуречье.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 12,27 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 2,6 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,2 °С и при нормальном режиме нагрузки трансформаторов составляет 1,196.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,51 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,41 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 12,27 + 0,41 + 0 - 0 = 12,68 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2)

ПС 110 кВ Междуречье, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 6,0 % (без ТП превышение до 2,6 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Междуречье ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Междуречье расчетный объем ГАО составит 0,72 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 12,68 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ДРСК».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже

Предложения от сетевых организаций на территории Приморского края по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ отсутствуют.

2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Предложения сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям на территории Приморского края, отсутствуют.

2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Приморского края приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Приморского края

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год реализации	Ответственная организация
1	Реконструкция ПС 220 кВ Кировка с заменой Т-1 35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА	1×25 МВА	2027	ПАО «Россети»

2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 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

Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 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, приведен в 4.2.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы

3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности

В таблице 15 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Приморского края, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 15 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Приморского края

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
1	Промышленная площадка «Западная» и город-спутник ТОР «Надеждинская»	АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»	0,0	294,8	220	2025 с поэтапным набором мощности до 2027	ПС 500 кВ Владивосток
2	Развитие второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	0,0	159,0	220	2027	ПС 220 кВ Губерово/т ПС 220 кВ Ружино/т ПС 220 кВ Свягино/т ПС 220 кВ Шмаковка/т
					110		ПС 110 кВ Ласточка/т ПС 110 кВ Дальнереченск/т ПС 110 кВ Спасск/т ПС 110 кВ Сибирцево/т ПС 110 кВ Уссурийск/т ПС 110 кВ Надеждинская/т ПС 110 кВ Смоляниново/т ПС 110 кВ Анисимовка/т ПС 110 кВ Фридман/т ПС 110 кВ Находка/т ПС 110 кВ –Восточная/т ПС 110 кВ Мыс Астафьева/т (новая)
3	Приморский металлургический завод	ООО «ПМЗ»	0,0	123,3	220	2025	Приморская ГРЭС ПС 500 кВ Владивосток ПС 500 кВ Лозовая Артемовская ТЭЦ ПС 220 кВ Береговая-2

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
4	Находкинский завод минеральных удобрений	АО «НЗМУ»	0,0	40,0	220	2024	ПС 500 кВ Лозовая ПС 220 кВ Находка
5	Жилые комплексы	ООО «ДНС СИТИ»	0,0	38,0	110	2024 с поэтапным набором мощности до 2027	ПС 110 кВ Западная ПС 110 кВ Надеждинская/т
6	ООО «Дальнегорский ГОК»	ООО «Дальнегорский ГОК»	0,0	27,0	110	2024 2026	ПС 220 кВ Горелое
7	Жилые комплексы	АО «КРДВ»	3,7483	22,0117	110	2024	ПС 110 кВ Садовая
8	Судостроительный комплекс «Звезда»	ООО «ССК «Звезда»	0,0	24,6	220	2024	ПС 500 кВ Владивосток ПС 220 кВ Звезда
9	ТЛЦ «Артем»	ООО «ФинИнвест»	0,0	23,1	220	2024 2025	ПС 500 кВ Владивосток ПС 220 кВ Суходол
10	Жилые комплексы	ООО «Специализированный застройщик «Ресурс»»	0,0	22,7	110	2025 2027 2028	ПС 110 кВ Бурун ПС 110 кВ Ипподром
11	Жилые комплексы	ООО «Специализированный застройщик «Ренессанс Сити»	0,0	13,5	35	2024	ПС 110 кВ Чайка ПС 110 кВ Ипподром
12	Угольный комплекс	АО «Находкинский МТП»	0,0	10,0	110	2024	ПС 110 кВ Находка

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Приморского края на период 2025–2030 годов, представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Приморского края

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	15358	15889	17320	18545	19390	19554	19642
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	531	1431	1225	845	164	88
Годовой темп прироста, %	–	3,46	9,01	7,07	4,56	0,85	0,45

Потребление электрической энергии по энергосистеме Приморского края прогнозируется на уровне 19642 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 4,18 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2026 году и составит 1431 млн кВт·ч или 9,01 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2030 году и составит 88 млн кВт·ч или 0,45 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Приморского края учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 15.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Приморского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 3.



Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Приморского края и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии энергосистемы Приморского края обусловлена следующими основными факторами:

- вводом новых промышленных потребителей;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта и портовой инфраструктуры;
- значительными объемами жилищного строительства.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Приморского края на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Приморского края

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности, МВт	2896	3067	3166	3254	3352	3370	3384
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	171	99	88	98	18	14
Годовой темп прироста, %	–	5,90	3,23	2,78	3,01	0,54	0,42
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5303	5181	5471	5699	5785	5802	5804

Максимум потребления мощности энергосистемы Приморского края к 2030 году прогнозируется на уровне 3384 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 3 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 171 МВт, или 5,90 %, что обусловлено вводом объектов промышленного сектора; наименьший прирост мощности прогнозируется в 2030 году и составит 14 МВт или 0,42 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период в целом останется таким же разуплотненным, как и в отчетном периоде. Однако, к 2030 году число часов использования максимума увеличится и прогнозируется на уровне 5804 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Приморского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.

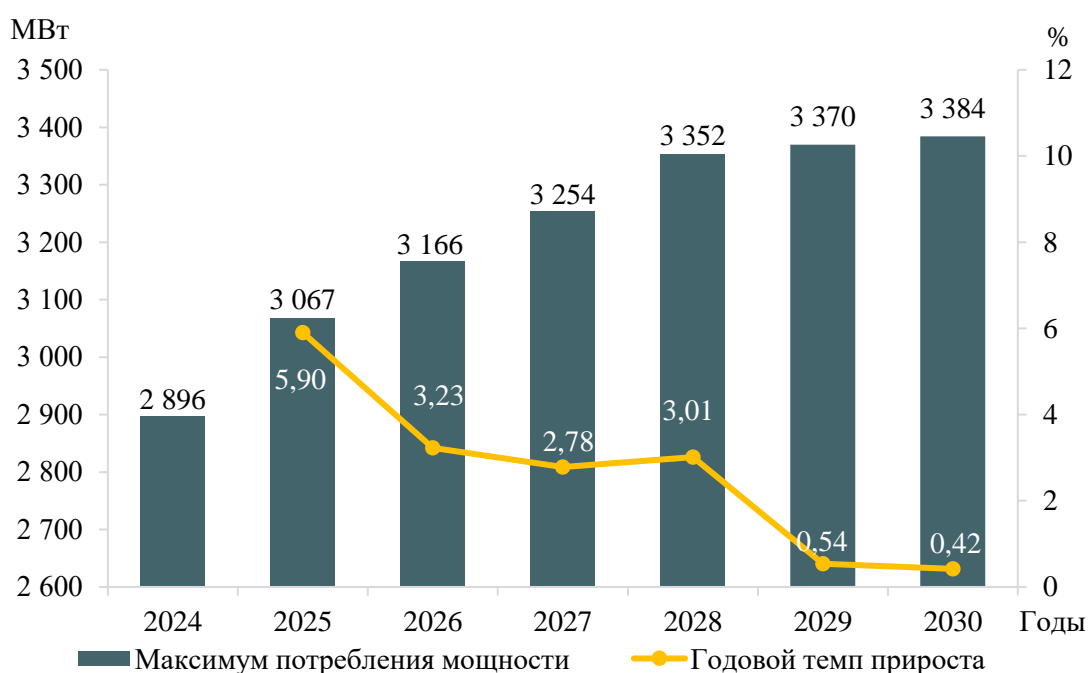


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Приморского края и годовые темпы прироста

3.4 Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Приморского края в период 2025–2030 годов составляют 400 МВт на ТЭС.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей энергосистемы Приморского края в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Приморского края, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	–	–	–	400	–	–	–	400
ТЭС	–	–	–	400	–	–	–	400

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Приморского края в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 750 МВт на ТЭС.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Приморского края в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Приморского края, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	–	30	–	720	–	–	–	750
ТЭС	–	30	–	720	–	–	–	750

В рассматриваемый перспективный период планируется сооружение Артемовской ТЭЦ-2 (Шкотовская ТЭЦ) установленной мощностью 440 МВт в 2027 году для замещения выводимой из эксплуатации Артемовской ТЭЦ.

В рамках реализации развития второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД» в энергосистеме Приморского края на Партизанской ГРЭС планируется сооружение двух паросиловых энергоблоков (2×К–140–12,8) установленной мощностью 140 МВт каждый в 2027 году.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Приморского края в период 2025–2030 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 37 МВт на Владивостокской ТЭЦ-2.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Приморского края в 2030 году составит 3186 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Приморского края не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Приморского края представлена в таблице 20. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Приморского края представлена на рисунке 5.

Таблица 20 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Приморского края, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	2799	2851	2851	3171	3186	3186	3186
ТЭС	2799	2851	2851	3171	3186	3186	3186

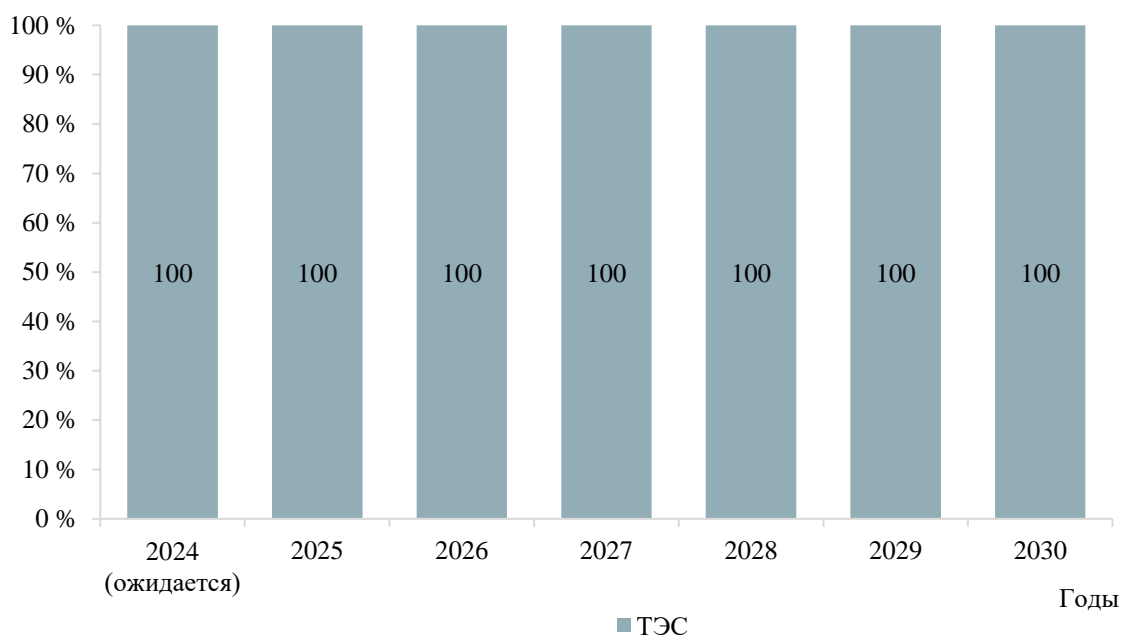


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Приморского края

Перечень действующих электростанций энергосистемы Приморского края с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) приведен в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы

4.1 Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
1	Строительство ПС 500 кВ Варяг с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167+167	–	–	–	–	–	–	–	501+167	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «УК ТОР Приморье» (ООО «Приморский металлургический завод»), ООО «Дальнегорский ГОК» ООО СЗ «ДНС СИТИ», ООО «ФинИнвест», АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»)
		ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180+60	–	–	–	–	–	–	–	180+60	
2	Строительство ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг ориентировочной протяженностью 455,093 км	ПАО «Россети»	500	км	455,093	–	–	–	–	–	–	455,093		
3	Реконструкция РУ 500 кВ Приморской ГРЭС с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	–	–	–	–	–	–	180		
4	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Владивосток – Лозовая на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 1,184 км и 1,551 км	ПАО «Россети»	500	км	1,184 1,551	–	–	–	–	–	–	2,735		
5	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая-2 на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 7,204 км и 7,254 км	ПАО «Россети»	220	км	7,204 7,254	–	–	–	–	–	–	14,458		
6	Реконструкция ПС 110 кВ Уссурийск/т с заменой ошиновки и шин с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО СЗ «ДНС СИТИ»)	
7	Реконструкция ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная ориентировочной протяженностью 16,96 км с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	км	16,96	–	–	–	–	–	–	16,96	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО СЗ «ДНС СИТИ», ОАО «РЖД»)	
8	Реконструкция ПС 110 кВ Надеждинская/т с заменой провода шин и ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х		
9	Реконструкция ПС 110 кВ Западная с заменой провода шин 110 кВ с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х		
10	Реконструкция ПС 110 кВ Западная с заменой ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х		
11	Создание на ПС 110 кВ Краскино устройства АОСН	АО «ДРСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	
12	Создание на ПС 110 кВ Троица устройства АОСН	АО «ДРСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х		
13	Реконструкция ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая ориентировочной протяженностью 1,722 км с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	км	1,722	–	–	–	–	–	–	1,722		
14	Реконструкция ПС 110 кВ Береговая-1 с заменой провода шин и ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х		

4.2 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 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 на территории Приморского края

В таблице 22 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Приморского края.

Таблица 22 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Приморского края

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
1	Строительство ПС 500 кВ Варяг с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167+167	–	–	–	–	–	–	–	501+167	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «УК ТОР Приморье» (ООО «Приморский металлургический завод»)), ООО «Дальнегорский ГОК», ООО СЗ «ДНС СИТИ», ООО «ФинИнвест», АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики)	АО «КРДВ Приморье» (ООО «Приморский металлургический завод»)	–	120
2	Строительство ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг ориентировочной протяженностью 455,093 км	ПАО «Россети»	500	км	455,093	–	–	–	–	–	–	–	455,093	3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «УК ТОР Приморье» (ООО «Приморский металлургический завод»)), ООО «Дальнегорский ГОК», ООО СЗ «ДНС СИТИ», ООО «ФинИнвест», АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики)	ООО «Дальнего рский ГОК»	–	27
3	Реконструкция РУ 500 кВ Приморской ГРЭС с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	–	–	–	–	–	–	–	180	3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «УК ТОР Приморье» (ООО «Приморский металлургический завод»)), ООО «Дальнегорский ГОК», ООО СЗ «ДНС СИТИ», ООО «ФинИнвест», АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики)	ООО СЗ «ДНС СИТИ»	–	38
4	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Владивосток – Лозовая на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 1,184 км и 1,551 км	ПАО «Россети»	500	км	1,184 1,551	–	–	–	–	–	–	–	2,735	3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «УК ТОР Приморье» (ООО «Приморский металлургический завод»)), ООО «Дальнегорский ГОК», ООО СЗ «ДНС СИТИ», ООО «ФинИнвест», АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики)	ООО «ФинИнвест»	–	23,1
5	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая-2 на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 7,204 км и 7,254 км	ПАО «Россети»	220	км	7,204 7,254	–	–	–	–	–	–	–	14,458	3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «УК ТОР Приморье» (ООО «Приморский металлургический завод»)), ООО «Дальнегорский ГОК», ООО СЗ «ДНС СИТИ», ООО «ФинИнвест», АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики)	АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики	–	294,83
6	Строительство ПС 220 кВ Металлург с четырьмя трансформаторами 220/10-10 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	4×80	–	–	–	–	–	–	320	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «КРДВ Приморье» (ООО «Приморский металлургический завод»)	АО «КРДВ Приморье» (ООО «Приморский металлургический завод»)	–	123,3
7	Строительство ВЛ 220 кВ Варяг – Металлург I цепь, ВЛ 220 кВ Варяг – Металлург II цепь, ВЛ 220 кВ Варяг – Металлург № 3 ориентировочной протяженностью 25 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	–	3×25	–	–	–	–	–	–	75	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «КРДВ Приморье» (ООО «Приморский металлургический завод»)	АО «КРДВ Приморье» (ООО «Приморский металлургический завод»)	–	123,3
8	Строительство ПС 220 кВ Минеральная с двумя трансформаторами 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ЗАО «Находкинский завод минеральных удобрений»	220	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ЗАО «Находкинский завод минеральных удобрений»	ЗАО «Находкинский завод минеральных удобрений»	–	40
9	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	Обеспечение технологического присоединения потребителя ЗАО «Находкинский завод минеральных удобрений»	ЗАО «Находкинский завод минеральных удобрений»	–	40
10	Строительство ПС 220 кВ Гродеков с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	1×125	–	–	–	–	125	Обеспечение выдачи мощности Шкотовской ТЭЦ	ПАО «РусГидро»	–	440
11	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна с отпайкой на ПС Западная на ПС 220 кВ Гродеков ориентировочной протяженностью 1,0 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	2×1	–	–	–	–	2	Обеспечение выдачи мощности Шкотовской ТЭЦ	ПАО «РусГидро»	–	440
12	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Зеленый Угол – Суходол на Шкотовскую ТЭЦ ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	2×0,5	–	–	–	–	1,0	Обеспечение выдачи мощности Шкотовской ТЭЦ	ПАО «РусГидро»	–	440

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
13	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта-7 на Шкотовскую ТЭЦ ориентировочной протяженностью 3,5 км каждый	АО «ДРСК»	110	км	–	–	–	2×3,5	–	–	–	7				
14	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Муравейка на Шкотовскую ТЭЦ ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	АО «ДРСК»	110	км	–	–	–	2×0,5	–	–	–	1				
15	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Промузел на Шкотовскую ТЭЦ ориентировочной протяженностью 2,5 км каждый	АО «ДРСК»	110	км	–	–	–	2×2,5	–	–	–	5				
16	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная на ПС 220 кВ Гродеков ориентировочной протяженностью 1,1 км каждый	АО «ДРСК»	110	км	–	–	–	2×1,1	–	–	–	2,2				
17	Строительство двух шинопроводов 220 кВ от блочных трансформаторов ТГ-4, ТГ-5 Партизанской ГРЭС до ПП 220 кВ Партизанск ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	2×0,5	–	–	–	1	Обеспечение выдачи мощности блоков № 4 и № 5 Партизанской ГРЭС	ПАО «РусГидро»	199,7	280
18	Реконструкция ПС 220 кВ Губерова/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	28,2	12,9
19	Реконструкция ПС 110 кВ Уссурийск/т с установкой третьего трансформатора 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	30,214	12,96
20	Строительство ПС 110 кВ Порт с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Находкинский морской торговый порт»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Находкинский морской торговый порт»	АО «Находкинский морской торговый порт»	–	10
21	Строительство двух отпаяк от ВЛ 110 кВ Находка – Учебная № 1 и № 2 на ПС 110 кВ Порт ориентировочной протяженностью 0,1 км каждая	АО «Находкинский морской торговый порт»	110	км	2×0,1	–	–	–	–	–	–	0,2				
22	Реконструкция ПС 220 кВ Волна с расширением РУ 110 кВ на две ячейки для подключения КВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Волна № 1, № 2	ПАО «Россети»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение выдачи мощности модернизированной Владивостокской ТЭЦ-2	ПАО «РусГидро» (Владивостокская ТЭЦ-2)	497	574
23	Строительство двух КВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Волна ориентировочной протяженностью 14,9 км каждая	АО «ДРСК»	110	км	–	2×14,9	–	–	–	–	–	29,8				
24	Реконструкция ПС 110 кВ Муравейка с установкой третьего трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА	АО «ДРСК»	110	МВА	–	1×16	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «КРПК»	АО «КРПК»	–	4,95

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
25	Реконструкция ПС 110 кВ Краскино с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Торговый порт Посьет»	АО «Торговый порт Посьет»	–	7,5
26	Реконструкция ПС 110 кВ Сибирцево/т с установкой третьего трансформатора 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	26,422	19,49
27	Реконструкция ПС 110 кВ Спасск/т с установкой трансформатора 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	9,664	22,63
28	Реконструкция ПС 110 кВ Дальнереченск/т с заменой трансформатора Т-1 110/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	7,192	15,13
29	Строительство ПС 110 кВ Прохладная с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО СЗ «ДНС СИТИ»	ООО СЗ «ДНС СИТИ»	–	38
30	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная на ПС 110 кВ Прохладная ориентировочной протяженностью 1,9 км каждый	АО «ДРСК»	110	км	2×1,9	–	–	–	–	–	–	–	3,8				
31	Реконструкция ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Уссурийск/т ориентировочной протяженностью 1,2 км с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	км	1,2	–	–	–	–	–	–	–	1,2				
32	Реконструкция ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 2,6 км с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	км	2×2,6	–	–	–	–	–	–	–	5,2				
33	Реконструкция ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7 ориентировочной протяженностью 6,21 км с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	км	6,21	–	–	–	–	–	–	–	6,21				
34	Реконструкция ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта-7 ориентировочной протяженностью 13,46 км с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	км	13,46	–	–	–	–	–	–	–	13,46				
35	Реконструкция ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта-7 ориентировочной протяженностью 1,02 км с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	км	–	1,02	–	–	–	–	–	–	1,02				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
36	Реконструкция ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная ориентировочной протяженностью 16,96 км с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	км	16,96	–	–	–	–	–	–	–	16,96	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО СЗ «ДНС СИТИ», ОАО «РЖД»)			
37	Строительство ПС 110 кВ Дальнегорск с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 32 МВА каждый	ООО «Дальнегорский ГОК»	110	МВА	–	–	2×32	–	–	–	–	–	64	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Дальнегорский ГОК»	ООО «Дальнегорский ГОК»	–	27
38	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Горелое – Дальнегорск ориентировочной протяженностью 5 км каждая	ООО «Дальнегорский ГОК»	110	км	–	–	2×5	–	–	–	–	10					
39	Реконструкция ПС 220 кВ Горелое с расширением РУ 110 кВ на две ячейки для подключения двух ЛЭП 110 кВ Горелое – Дальнегорск	ПАО «Россети»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х					
40	Строительство ПС 220 кВ Надеждинская с двумя трансформаторами 220/35 кВ мощностью 160 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	2×160	–	–	–	–	–	–	320	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»	АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»	–	294,83
41	Строительство двух ВЛ 220 кВ Владивосток – Надеждинская ориентировочной протяженностью 10 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	–	2×10	–	–	–	–	–	20					
42	Реконструкция ПС 220 кВ Надеждинская с установкой третьего трансформатора 220/35 кВ мощностью 160 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	1×160	–	–	–	–	160					
43	Строительство ПС 220 кВ Морская с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»	АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»	–	24,64
44	Строительство ВЛ 220 кВ Звезда – Морская ориентировочной протяженностью 44 км	ПАО «Россети»	220	км	44	–	–	–	–	–	–	44					
45	Строительство ВЛ 220 кВ Владивосток – Морская ориентировочной протяженностью 44 км	ПАО «Россети»	220	км	44	–	–	–	–	–	–	44					
46	Реконструкция ПС 35 кВ Ипподром с переводом на класс напряжения 110 кВ	АО «ДРСК»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СЗ «Ресурс»	ООО «СЗ «Ресурс»	–	22,7
47	Строительство ПС 110 кВ Лесная с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	–	50				
48	Строительство КЛ 110 кВ Ипподром – Лесная ориентировочной протяженностью 3,6 км	АО «ДРСК»	110	км	–	3,6	–	–	–	–	–	–	3,6				
49	Строительство КЛ 110 кВ Бурун – Лесная ориентировочной протяженностью 3 км	АО «ДРСК»	110	км	–	3	–	–	–	–	–	–	3				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
50	Строительство ПС 110 кВ Соболев с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	–	–	2×6,3	–	–	–	–	–	12,6	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СЗ «Соболев»	ООО «СЗ «Соболев»	–	6,82
51	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Патрокл с отпайкой на ПС Загородная на ПС 110 кВ Соболев ориентировочной протяженностью 0,3 км каждый	АО «ДРСК»	110	км	–	–	2×0,3	–	–	–	–	–	0,6				
52	Реконструкция ПС 110 кВ Молодежная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей ИП Волков О.В.	ИП Волков О.В.	–	1,5
53	Реконструкция ПС 110 кВ Топаз с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 16 МВА	АО «ДРСК»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «КРДВ», ООО «РМ – Стилл ДВ»)	АО «КРДВ»	–	2,785
															ООО «РМ – Стилл ДВ»	–	4,99
54	Реконструкция ПС 110 кВ Пластун с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 16 МВА	АО «ДРСК»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителя КГУП «Примтеплоэнерго»	КГУП «Примтеплоэнерго»	–	4,0
55	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Находка тяговая – Находка до ПС 110 кВ Перевальная ориентировочной протяженностью 0,1 км	АО «ДРСК»	110	км	–	0,1	–	–	–	–	–	–	0,1	Обеспечение технологического присоединения потребителя МКУ «УКС» Находкинского Городского Округа	МКУ «УКС» Находкинского Городского Округа	–	4,53
56	Строительство ПС 110 кВ Перевальная с одним трансформатором 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА	АО «ДРСК»	110	МВА	–	6,3	–	–	–	–	–	–	6,3				
57	Строительство ПС 220 кВ Логистика с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «ФинИнвест»	220	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ФинИнвест»	ООО «ФинИнвест»	–	23,1
58	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Владивосток – Суходол на ПС 220 кВ Логистика ориентировочной протяженностью 5,5 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	2×5,5	–	–	–	–	–	–	–	11				

4.3 Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Реконструкция ПС 220 кВ Кировка с заменой Т-1 35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	1×25	–	–	–	25	Реновация основных фондов

4.4 Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Междуречье с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	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
2	Реконструкция ПС 110 кВ Шахта-7 с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	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
3	Реконструкция ПС 110 кВ Славянка с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	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
4	Реконструкция ПС 110 кВ Троица с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	АО «ДРСК»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	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
5	Реконструкция ПС 110 кВ Улисс с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	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
6	Реконструкция ПС 110 кВ Чайка с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	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
7	Реконструкция ПС 110 кВ ЛРЗ с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	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

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

В рамках разработки мероприятий для исключения рисков ввода ГАО выполнение технико-экономического сравнения вариантов развития электрической сети не требуется.

6 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети Приморского края, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию мероприятий представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) утвержденных приказом Минэнерго России от 28.12.2023 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу 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) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 22.10.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) утвержденных приказом Минэнерго России от 19.12.2023 № 26@ инвестиционной программы АО «ДРСК» на 2024–2028 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «ДРСК», утвержденную приказом Минэнерго России 06.12.2022 № 34@;

4) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «ДРСК» на 2024–2028 годы. Материалы размещены 24.09.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

5) данных, предоставленных ПАО «РусГидро» в отношении зависимых ТСО в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [3];

6) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [4]).

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

– на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

Капитальные вложения представлены в прогнозных ценах соответствующих лет с учетом НДС (20 %).

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Приморского края по годам представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Приморского края (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	28465	23401	24798	7283	–	–	–	83947

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

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

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

7.1 Основные подходы

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Приморского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

- сравнения на прогнозный период НВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО и ПВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО при существующих механизмах тарифного регулирования;
- сравнения на прогнозный период необходимого среднего единого (котлового) тарифа и среднего единого (котлового) тарифа, рассчитанного при существующих механизмах тарифного регулирования.

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

На текущий 2024 год на территории Приморского края осуществляют свою деятельность 18 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является АО «ДРСК» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 68 % в суммарной НВВ сетевых организаций Приморского края).

Для целей оценки тарифных последствий детально учитывались и прогнозировались затраты на услуги по передаче электрической энергии наиболее крупных ТСО субъекта Российской Федерации и ТСО, на объектах которых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России предлагаются технические решения (далее совокупно – основные ТСО).

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО Приморского края на прогнозный период включает в себя:

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

– прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не

учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Россети»;

- затраты на оплату услуг ПАО «Россети»;
- НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанной на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2023 год в соответствии с:

- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;
- 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 [7].

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов¹, 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 инвестиционных программ, 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 основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;
- нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для

¹ Постановление Агентства по тарифам Приморского края от 25.11.2022 № 65/21.

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

- собственные средства (амортизация и прибыль от оказания услуг по передаче электрической энергии);
- заемные средства;
- государственные субсидии.

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средняя за период 2025–2030 годов процентная ставка по заемным средствам 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 основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 35 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
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	35 %	0 % – 35 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	12 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2024 год постановлением Агентства по тарифам Приморского края от 25.11.2022 № 65/22 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Приморского края» (в редакции от 28.12.2023) (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в Приморском крае, и средневзвешенного темпа

роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³.

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

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2023 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2024 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Приморского края, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Приморского края, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Приморского края, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2024 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозный уровень ПВВ и НВВ определен с учетом показателей соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, заключенных между исполнительным органом субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов и территориальными сетевыми организациями на территории региона (далее – регуляторное соглашение), согласованных ФАС России не позднее даты утверждения последней актуальной (на

³ Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

момент разработки раздела) инвестиционной программы, при наличии такого регуляторного соглашения.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Инфляция (среднегодовая)	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	10 %	9 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Дополнительный рост единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в соответствии с регуляторным соглашением	–	–	–	–	–	–
Рост цен на газ	7 %	6 %	6 %	6 %	6 %	6 %
Рост цен на уголь	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	2,6 %	8,3 %	4,4 %	2,3 %	0,8 %	0,5 %

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

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

– объемы капитальных вложений в реализацию мероприятий утвержденных инвестиционных программ основных ТСО, 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 учитываются мероприятия, полностью соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденные инвестиционные программы основных ТСО, и учитываются отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

За горизонтом периода, на который утверждены инвестиционные программы основных ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы (проекта инвестиционной программы, при наличии предложений ТСО на последующие годы).

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Приморского края представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Приморского края (в млн руб. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	3813	3713	2990	2990	2990	2990
объем капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	1201	723	–	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	2538	7153	7153	7153	7153	7153

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Приморского края 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 29 и на рисунке 6.

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 29 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Приморского края 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.	19,6	23,5	26,0	27,8	29,0	30,2
НВВ	млрд руб.	28,0	30,3	31,2	31,5	31,8	31,8
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	8,4	6,8	5,1	3,7	2,8	1,6
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,87	2,07	2,20	2,29	2,38	2,46
Среднегодовой темп роста	%	–	111	106	104	104	103

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,67	2,67	2,63	2,59	2,60	2,59
Среднегодовой темп роста	%	–	100	98	99	100	100
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,80	0,60	0,43	0,30	0,23	0,13

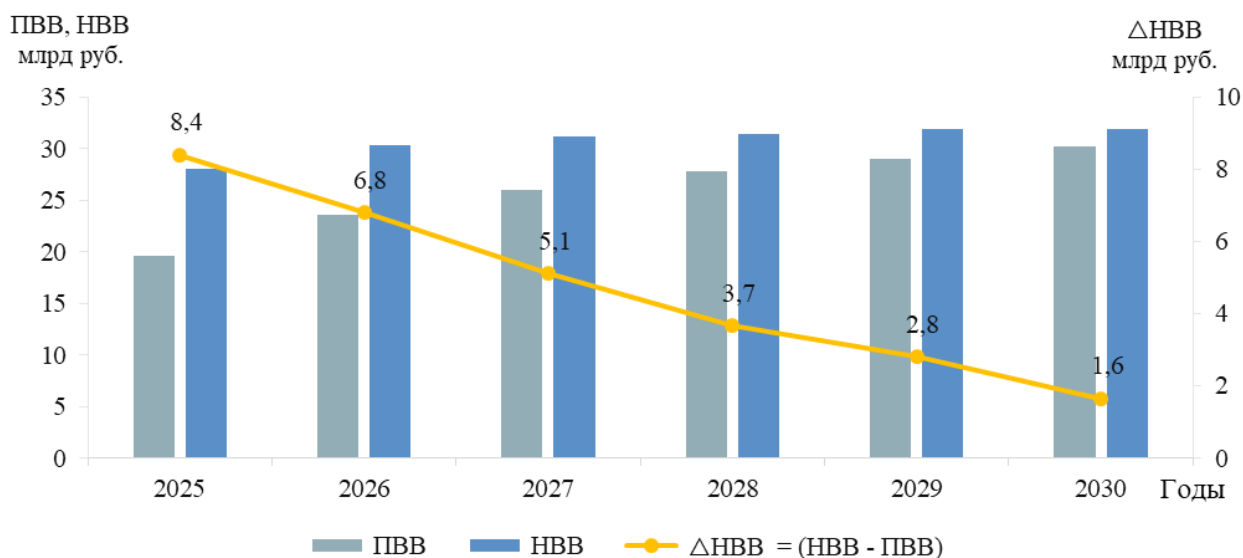


Рисунок 6 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Приморского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 29, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО Приморского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

7.4 Оценка чувствительности экономических условий

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

При оценке чувствительности были рассмотрены следующие сценарии темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии:

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

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

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

В результате проведенной оценки чувствительности определена недостаточность условий тарифного регулирования в период 2025–2027 годов в сценарии 1 и на всем рассматриваемом периоде сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период наличия дефицита составляет 12,0–49,3 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 7.

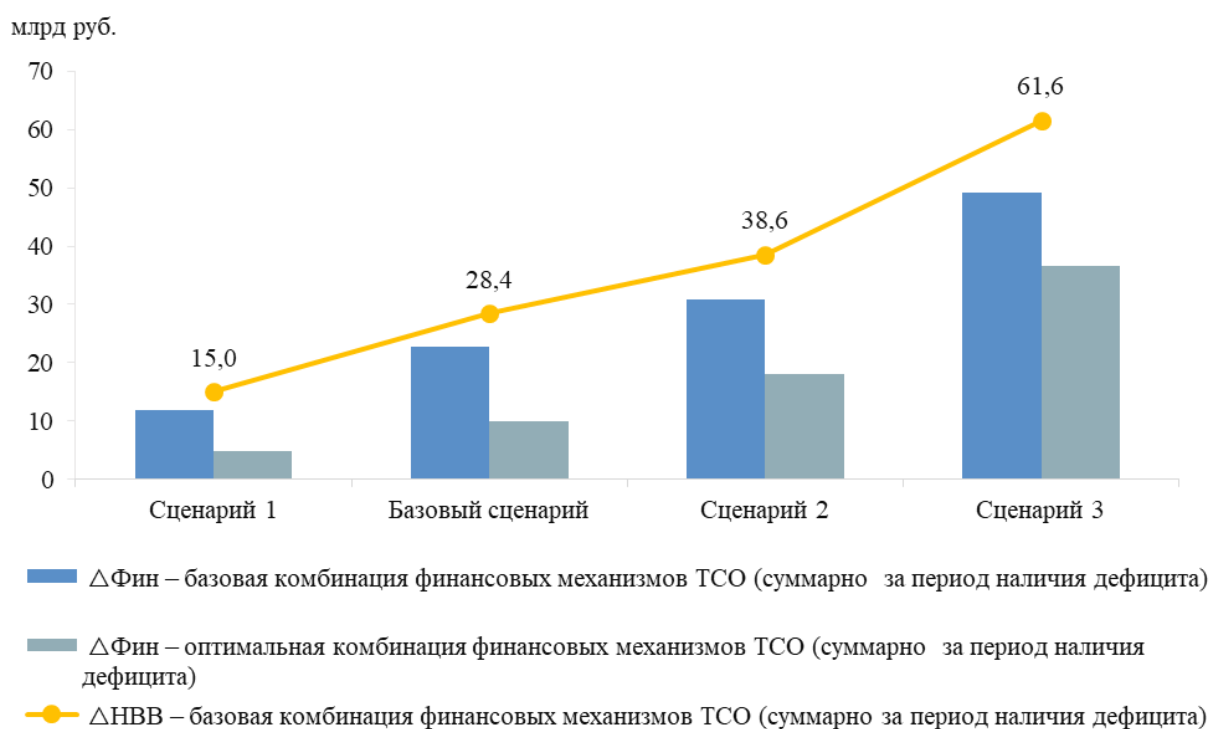


Рисунок 7 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Приморского края

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период 2025–2030 годов)

Наименование	Сценарий 1	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	16 %	28 %	28 %	28 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	40 %	72 %	72 %	72 %
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 7, в прогнозном периоде определена возможность снижения дефицита финансирования инвестиций во всех рассматриваемых сценариях (таблица 30), включая наиболее пессимистичный сценарий 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2024 года) при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Приморского края, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Приморского края в долгосрочной перспективе, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе были решены следующие задачи:

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

- сформирован перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Приморского края оценивается в 2030 году в объеме 19642 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 4,18 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Приморского края к 2030 году увеличится и составит 3384 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 3,05 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Приморского края в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 5181–5804 ч/год.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Приморского края в период 2025–2030 годов составляют 400 МВт на ТЭС.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Приморского края в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 750 МВт на ТЭС.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Приморского края в период 2025–2030 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 37 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Приморского края в 2030 году составит 3186 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Приморского края в рассматриваемый перспективный период, выдачу мощности намеченных к сооружению новых электростанций позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Приморского края.

Всего за период 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 849,358 км, трансформаторной мощности 2633,9 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст: электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/ (дата обращения: 29.11.2024).

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

4. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/ (дата обращения: 29.11.2024).

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

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

7. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/ (дата обращения: 29.11.2024).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки), вводом в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2030 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
					01.01.2024	Установленная мощность (МВт)								
Энергосистема Приморского края														
Приморская ГРЭС	ООО «Приморская ГРЭС»			Уголь, мазут										
		1	К-100-90-7		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		2	К-100-90-7		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		3	Т-96/110-90		96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	
		4	Т-96/110-90		96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	
		5	К-210-130-3		210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	
		6	К-210-130-3		210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	
		7	К-210-130-3		210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	
		8	К-210-130-3		210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	
		9	К-215-130-1	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	1467,0	1467,0	1467,0	1467,0	1467,0	1467,0	1467,0	1467,0		
Артемовская ТЭЦ	АО «ДГК»			Уголь, мазут										
		5	КТ-115-8,8-2		100,0	100,0	100,0	100,0						Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		6	КТ-115-8,8-2		100,0	100,0	100,0	100,0						Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		7	К-100-90-6		100,0	100,0	100,0	100,0						Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		8	К-100-90-6	100,0	100,0	100,0	100,0						Вывод из эксплуатации в 2027 г.	
Установленная мощность, всего		–	–	–	400,0	400,0	400,0	400,0						
Владивостокская ТЭЦ-2	ПАО «РусГидро»			Газ, мазут										
		1	Т-120/130-12,8-NG		80,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	Перемаркировка 19.02.2024
		2	Т-98-115 (Т-120/130-12,8)		98,0	98,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	Модернизация в 2025 г.
		3	Т-105-115 (Т-120/130-12,8)		105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	120,0	120,0	120,0	120,0	Модернизация в 2028 г.
		4	Т-109-115		109,0	109,0	109,0	109,0	109,0	109,0	109,0	109,0	109,0	
		5	ПР-50(60)-115/13/1,2		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		6	ПТ-55-115/13/1,2	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	497,0	537,0	559,0	559,0	559,0	574,0	574,0	574,0		
Партизанская ГРЭС				Уголь, мазут										
	АО «ДГК»	1	Т-97-90		98,7	98,7	98,7	98,7	98,7	98,7	98,7	98,7	98,7	
	АО «ДГК»	2	К-100-90		101,1	101,1	101,1	101,1	101,1	101,1	101,1	101,1	101,1	
	ПАО «РусГидро»	4	К-140-12,8						140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.
	ПАО «РусГидро»	5	К-140-12,8						140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–	199,7	199,7	199,7	199,7	479,7	479,7	479,7	479,7		
Мини-ТЭЦ «Северная»	АО «ДВЭУК – ГенерацияСети»			Газ										
		1	ГТУ OPRA DTG1,8/L		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		2	ГТУ OPRA DTG1,8/L	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8		
Установленная мощность, всего		–	–	–	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6		
Мини-ТЭЦ «Океанариум»	АО «ДВЭУК – ГенерацияСети»			Газ										
		1	ГТУ KAWASAKI GPB70D		6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	
		2	ГТУ KAWASAKI GPB70D	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6		
Установленная мощность, всего		–	–	–	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
					01.01.2024	Установленная мощность (МВт)								
Мини-ТЭЦ «Центральная»	АО «ДВЭУК – ГенерацияСети»			Газ										
		1	ГТУ KAWASAKI GPB70D		6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	
		2	ГТУ KAWASAKI GPB70D		6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	
		3	ГТУ KAWASAKI GPB70D		6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	
		4	ГТУ KAWASAKI GPB70D		6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	
		5	ГТУ KAWASAKI GPB70D		6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	
Установленная мощность, всего		–	–	–	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0		
Восточная ТЭЦ	АО «ДГК»			Газ										
		1	LM 6000 PF Sprint		46,6	46,6	46,6	46,6	46,6	46,6	46,6	46,6	46,6	
		2	LM 6000 PF Sprint		46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	
		3	LM 6000 PF Sprint		46,4	46,4	46,4	46,4	46,4	46,4	46,4	46,4	46,4	
Установленная мощность, всего		–	–	–	139,5	139,5	139,5	139,5	139,5	139,5	139,5	139,5		
Артемовская ТЭЦ-2 (Шкотовская ТЭЦ)	ПАО «РусГидро»			Газ										
		1	ПГУ						220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.
		2	ПГУ						220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–				440,0	440,0	440,0	440,0	440,0		
Мини-ТЭС Тернейлес	ОАО «Тернейлес»			Древесные отходы										
		1	ТГ6,0/10,5Т1,8/0,7/0,1-У4		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
Шепаловская ТЭС	АО «НЗМУ»			Газ										
		1-4	ГТУ				30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–			30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0		

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии

Таблица Б.1 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории Приморского края

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	Приморского края	Приморский край	Строительство ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг ориентировочной протяженностью 455,093 км	ПАО «Россети»	500	км	455,093	–	–	–	–	–	–	455,093	2025	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	80340,00	79354,31
2	Приморского края	Приморский край	Строительство ПС 500 кВ Варяг с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167+167	–	–	–	–	–	–	501+167	2025			
							Мвар	1×180+60	–	–	–	–	–	–	180+60			
3	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	2025			
4	Приморского края	Приморский край	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Владивосток – Лозовая на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 1,184 км и 1,551 км	ПАО «Россети»	500	км	1,184 1,551	–	–	–	–	–	–	2,735	2025			
5	Приморского края	Приморский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая-2 на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 7,204 км и 7,254 км	ПАО «Россети»	220	км	7,204 7,254	–	–	–	–	–	–	14,46	2025			
6	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 220 кВ Кировка с заменой Т-1 35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	1×25	–	–	–	25	–	Реновация основных фондов	1076,59	1070,40

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
7	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная протяженностью 16,96 км с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	км	16,96	–	–	–	–	–	–	16,96	2024	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	913,12	343,19
8	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Западная с заменой провода шин 110 кВ с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	2025				
9	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Западная с заменой ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	2024				
10	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Надеждинская/т с заменой провода шин и ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	–				

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
11	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая ориентировочной протяженностью 1,722 км с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	х	1,722	–	–	–	–	–	–	1,722	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	45,01	5,62
12	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Береговая-1 с заменой провода шин и ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
13	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Уссурийск/т с заменой ошиновки и шин с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	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	–	–

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
14	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Шахта-7 с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	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	572,21	569,00
15	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Междуречье с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	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	384,38	384,38
16	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Славянка с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	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	434,23	434,23

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
17	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Троица с заменой Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	АО «ДРСК»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	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	179,72	179,72
18	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Улисс с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	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	570,49	570,49
19	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Чайка с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	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	524,6	524,6

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
20	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ ЛРЗ с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	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	485,37	485,37
21	Приморского края	Приморский край	Создание на ПС 110 кВ Краскино устройства АОСН	АО «ДРСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	25,27	25,27

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
22	Приморского края	Приморский край	Создание на ПС 110 кВ Троица устройства АОСН	АО «ДРСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки проекта схемы и программы развития электроэнергетических систем России (СиПР ЭЭС России), начиная с которого на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети выявлена необходимость выполнения мероприятия (постановки под напряжение объектов электросетевого хозяйства либо ввода в работу вторичного оборудования, предусмотренных мероприятием), направленного на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), обеспечение надежного и эффективного функционирования электроэнергетической системы, повышение надежности электроснабжения потребителей электрической энергии, исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации. Если такая необходимость выполнения мероприятия была определена в период, предшествующий году разработки СиПР ЭЭС России, но мероприятие не было выполнено, то в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России. В отношении мероприятий, необходимый год реализации которых был предусмотрен в году разработки СиПР ЭЭС России в соответствии с утвержденными Минэнерго России СиПР ЭЭС России предшествующего среднесрочного периода, в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2²⁾ Планируемый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки СиПР ЭЭС России, в котором планируется осуществить комплексное опробование линий электропередачи и (или) основного электротехнического оборудования подстанций с подписанием соответствующего акта комплексного опробования оборудования, определенный в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, а также в решениях, принятых в году разработки СиПР ЭЭС России в рамках согласительных совещаний процедуры рассмотрения и утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации, Министра энергетики Российской Федерации.