

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ПРИМОРСКИЙ КРАЙ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Приморского края	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей.....	9
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет	9
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет.....	11
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики.....	15
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	15
2.1.1 Энергорайон «Артемовская ТЭЦ – ПС 220 кВ Уссурийск-2 – ПС 110 кВ ХФЗ».....	15
2.1.2 Энергорайон «Партизанская ГРЭС – Артемовская ТЭЦ»	18
2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).....	20
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	20
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	23
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	24
2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	26
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше.....	26
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ	27
2.3.3 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных проектов 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 2023–2028 годы.....	34
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в энергосистеме Приморского края и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.....	34
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	38
3.3	Прогноз потребления электрической мощности	39
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	40
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы.....	43
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	43
4.2	Перечень реализуемых и перспективных проектов 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	47
4.3	Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	55
4.4	Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	57
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	58
6	Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	59
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	60
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	61

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	62
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	64

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДН	–	аварийно допустимое напряжение
АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АТ	–	автотрансформатор
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -21 °С	–	зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – минус 21 °С
ОВ	–	обходной выключатель
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
КС	–	контролируемое сечение
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +20 °С	–	летний режим максимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 20 °С
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации

НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОН	–	отключение нагрузки
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПАР	–	послеаварийный режим
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РЗА	–	релейная защита и автоматика
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
СРС	–	схемно-режимная ситуация
СШ	–	система (сборных) шин
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТТ	–	трансформатор тока
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УВ	–	управляющее воздействие
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
УШР	–	управляемый шунтирующий реактор
ШР	–	шунтирующий реактор
ЭЭ	–	электрическая энергия
$S_{\text{ддн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Приморского края за период 2017–2021 годов. За отчетный принимается 2021 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Приморского края на каждый год перспективного периода (2023–2028 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 2028 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Приморского края на период до 2028 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети;

- перечень реализуемых и перспективных проектов 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 перспективного 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 проектов по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Приморского края входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ и функционирует на территории 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 энергосистемы Приморского края

Энергосистема Приморского края связана с энергосистемами:

– Хабаровского края (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Хабаровское 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 2021 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»	284,5
Более 5 МВт	
АО «Спасскцемент»	59
ТС ВСТО ООО «Транснефтьэнерго» (НПС-38, НПС-40, НПС-41)	28
ООО «Дальнегорский ГОК»	18
АО «ГМК «Дальполиметалл»	17
КГУП «Приморский Водоканал»	16
АО «Восточный Порт»	13
АО «Центр Судоремонта «Дальзавод» АО «ДЦСС»	12
ОАО «Дальневосточный завод «Звезда» АО «ДЦСС»	9
ПАО «АКК «Прогресс» им. Н.И. Сазыкина»	9
ООО «Приморскуголь»	6
ООО «Судостроительный комплекс «Звезда»	5

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Приморского края на 01.01.2022 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 2021 год приведены в таблице 2.

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

Наименование	На 01.01.2021	Наименование мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	2759,0	–	–	–	–	2759,0
ТЭС	2759,0	–	–	–	–	2759,0

1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет

Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности энергосистемы Приморского края приведены в таблице 3 и на рисунках 1, 2.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности энергосистемы Приморского края

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	13124	13394	13346	13536	14067
Годовой темп прироста, %	0,11	2,06	-0,36	1,42	3,92
Максимум потребления мощности, МВт	2311	2443	2314	2411	2692
Годовой темп прироста, %	2,67	5,71	-5,28	4,19	11,65
Число часов использования максимума потребления мощности	5679	5483	5768	5614	5225
Дата и время прохождения максимума потребления мощности, дд.мм/чч:мм	27.12 12:00	26.01 04:00	31.12 13:00	31.12 04:00	31.12 12:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-16,6	-20,2	-16,7	-18,1	-20,5

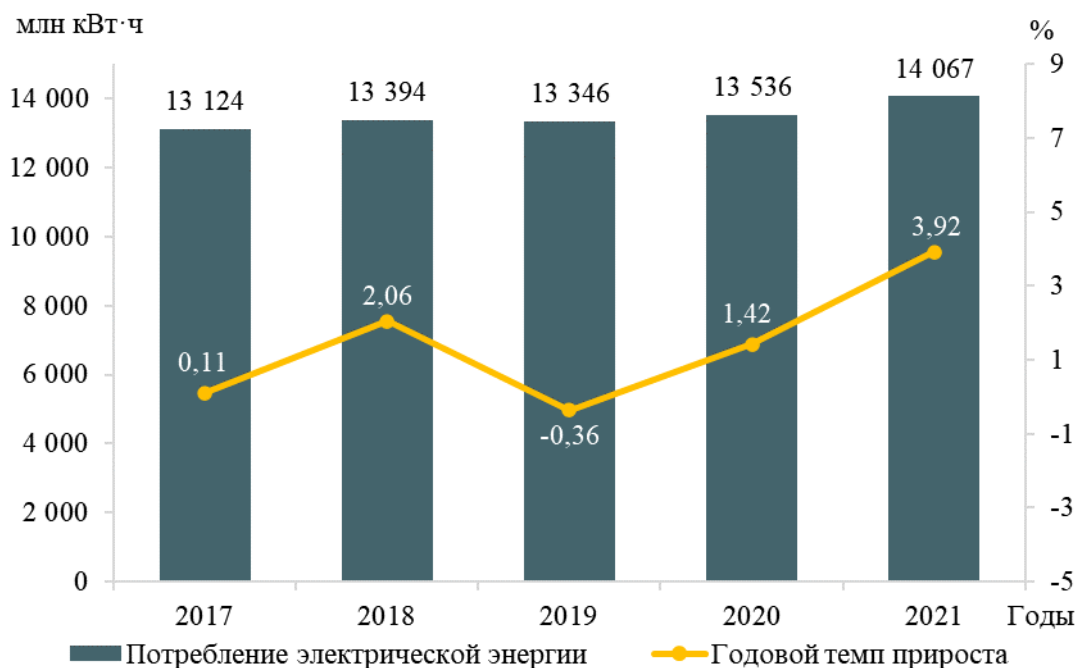


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии энергосистемы Приморского края и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

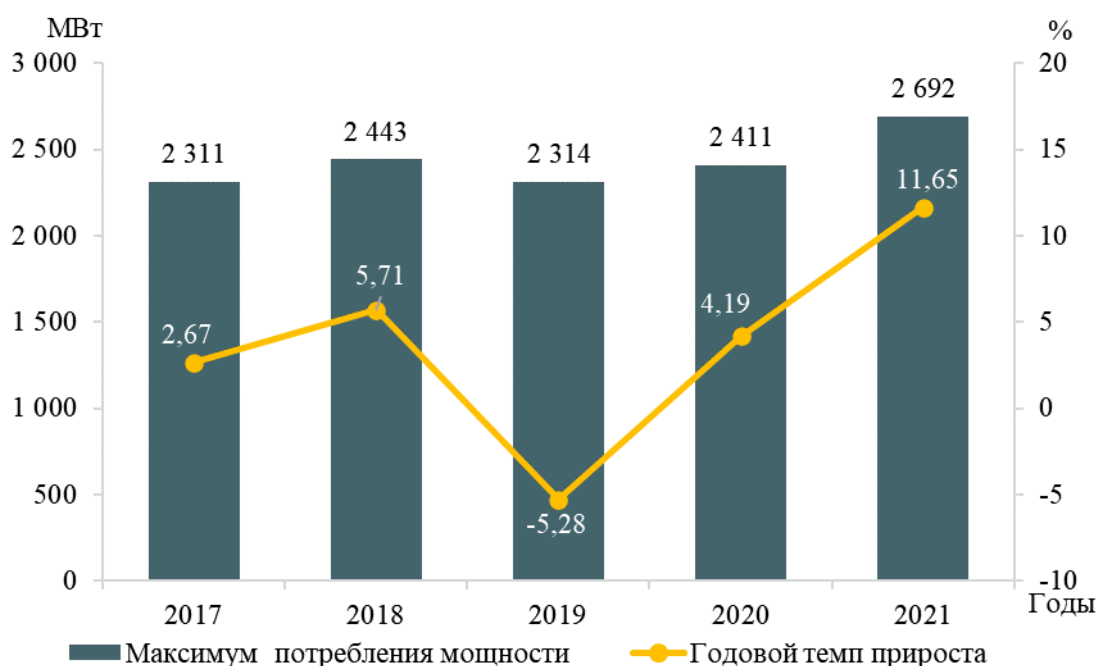


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности энергосистемы Приморского края и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Приморского края увеличилось на 958 млн кВт·ч и составило в 2021 году 14067 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,42 % за период 2017–2021 годов. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 3,92 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2019 году и составило -0,36 % в 2019 году.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Приморского края вырос на 441 МВт и составил 2692 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности за период 2017–2021 годов 3,64 %.

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, что было обусловлено более высокой ТНВ в день прохождения максимального потребления мощности.

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

- увеличением потребления в производстве строительных материалов, в том числе цементного завода АО «Спасскцемент»;
- снижением потребления в машиностроительном производстве;
- ростом потребления объектами железнодорожного транспорта;
- увеличением объемов перекачки нефти в трубопроводной системе ВСТО-2 ПАО «Транснефть»;
- разницей среднесуточных температур наружного воздуха в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- увеличением потребления морским портом АО «Восточный порт».

1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Приморского края приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Приморского края приведен в таблице 5.

Таблица 4 – Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ ЖБИ-130 – Павловка-2 на ПС 110 кВ Агрокомплекс ориентировочной протяженностью 3 км каждый с образованием ВЛ 110 кВ Агрокомплекс – Павловка-2 и ВЛ 110 кВ Агрокомплекс – ЖБИ-130	Филиал АО «ДРСК» – «СП ПЦЭС»	2018	2×2,93 км
2	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Смоляниново/т – Береговая-1 на ПС 110 кВ Садовая ориентировочной протяженностью 0,6 км каждый с образованием КВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая и ВЛ 110 кВ Садовая – Смоляниново/т	Филиал АО «ДРСК» – «СП ПЮЭС»	2018	2×0,6 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
3	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Спасск – Дмитриевка – Черниговка – Ярославка на ПС 110 кВ Ключи ориентировочной протяженностью 3 км каждый с образованием ВЛ 110 кВ Спасск – Ключи и ВЛ 110 кВ Ярославка – Ключи с отпайкой на ПС Дмитриевка	Филиал АО «ДРСК» – «СП ПЦЭС»	2018	2×2,71 км
4	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 ориентировочной протяженностью 14,5 км	Филиал АО «ДРСК» – «СП ПЮЭС»	2019	14,48 км
5	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Горноста́й – Океан на новую ПС 110 кВ Лазурная с образованием ВЛ 110 кВ Горноста́й – Лазурная и КВЛ 110 кВ Лазурная – Океан ориентировочной протяженностью 2,3 км каждый	Филиал АО «ДРСК» – «СП ПЮЭС»	2019	2×2,34 км
6	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Владивосток – Промпарк I цепь ориентировочной протяженностью 28 км	ПАО «Россети»	2019	27,57 км
7	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Владивосток – Промпарк II цепь ориентировочной протяженностью 28 км	ПАО «Россети»	2019	28,40 км
8	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Береговая-2 – Береговая-1 ориентировочной протяженностью 0,7 км	Филиал АО «ДРСК» – «СП ПЮЭС»	2020	0,71 км
9	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая ориентировочной протяженностью 1 км	Филиал АО «ДРСК» – «СП ПЮЭС»	2020	1,15 км
10	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Спасск ориентировочной протяженностью 167,7 км	ПАО «Россети»	2020	167,7 км
11	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Дальневосточная – НПС-14 ориентировочной 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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
12	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Владивосток – Зеленый угол на ПС 220 кВ Суходол ориентировочной 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
13	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Спасск – НПС-40 ориентировочной протяженностью 52 км	ПАО «Россети»	2021	52,44 км
14	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Лозовая – Находка ориентировочной протяженностью 28 км	ПАО «Россети»	2021	28,42 км
15	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Широкая – Находка ориентировочной протяженностью 7 км	ПАО «Россети»	2021	6,92 км

Таблица 5 – 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 Агрокомплекс с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Филиал АО «ДРСК» – «Приморские электрические сети»	2018	2×40 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Ключи с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	Филиал АО «ДРСК» – «Приморские электрические сети»	2018	2×25 МВА
3	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Лазурная с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	Филиал АО «ДРСК» – «Приморские электрические сети»	2019	2×16 МВА
4	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Садовая с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	Филиал АО «ДРСК» – «Приморские электрические сети»	2019	2×40 МВА
5	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Промпарк с двумя трансформаторами 220/110 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети»	2019	2×63 МВА
6	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
7	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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
8	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
9	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
10	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
11	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Сибирцево/т с заменой трансформатора Т-1 110/27,5/10 кВ на трансформатор 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2021	1×40 МВА
2	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Спасск/т с заменой трансформатора Т-1 110/27,5/10 кВ на трансформатор 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2021	1×40 МВА
13	110 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Уссурийск-2 с заменой трансформатора Т-1 110/27,5/10 кВ на трансформатор 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети»	2021	1×63 МВА
14	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Лесозаводск с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети»	2021	1×40 МВА
15	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Находка с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети»	2021	2×63 МВА
16	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
17	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

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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 – «Артемовская ТЭЦ – ПС 220 кВ Уссурийск-2 – ПС 110 кВ ХФЗ»;

– энергорайон № 3 – «Партизанская ГРЭС – Артемовская ТЭЦ».

2.1.1 Энергорайон «Артемовская ТЭЦ – ПС 220 кВ Уссурийск-2 – ПС 110 кВ ХФЗ»

В таблице 6 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых существуют риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне «Артемовская ТЭЦ – ПС 220 кВ Уссурийск-2 – ПС 110 кВ ХФЗ».

В таблице 7 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых существуют риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне «Артемовская ТЭЦ – ПС 220 кВ Уссурийск-2 – ПС 110 кВ ХФЗ», возникающие по причине однофазного характера нагрузки электроподвижного состава ОАО «РЖД».

Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона «Артемовская ТЭЦ – ПС 220 кВ Уссурийск-2 – ПС 110 кВ ХФЗ»

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуация, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -21 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1 (2) в единичной ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта-7 (с учетом применения СРМ – снижение активной мощности генерирующего оборудования Артемовской ТЭЦ в единичной ремонтной схеме) расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 2 (1) превышает АДТН на величину до 34 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 75 МВт	Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме (до 20 мин после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 2 (№ 1) составляет 804 А (134 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 600 А (оборудование ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 2 (№ 1))	Отсутствуют	Установка АОПО на Артемовской ТЭЦ по ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1 и № 2 с реализацией ОН на ПС 110 кВ Западная (включая ПС 110 кВ Казармы) в объеме не менее 75 МВт	Отсутствуют	Да
В летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +20 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т в двойной ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1 (2) и ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта-7 расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 2 (1) превышает АДТН на величину до 27 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 46 МВт (с учетом СРМ – отключение ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка – в объеме до 40 МВт)	Нормативное возмущение в двойной ремонтной схеме, в том числе в схеме после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (до 20 мин после нормативного возмущения) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 2 (1) составляет 696 А (127 % от АДТН). Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 2 (1) (с учетом СРМ – отключение ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка) составляет 680 А (124 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 550 А (АДТН ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 2 (1))	Отсутствуют	Установка устройства АОПО ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1 (2) на Артемовской ТЭЦ с реализацией ОН на ПС 110 кВ Западная в объеме не менее 40 МВт в летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +20 °С	Отсутствуют	Да
В зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -21 °С в случае аварийного отключения АТ-1 (АТ-2, АТ-3) ПС 220 кВ Уссурийск-2 в единичной ремонтной схеме АТ-2 (АТ-1, АТ-3) ПС 220 кВ Уссурийск-2 (с учетом СРМ в ремонтной схеме – отключение ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Междуречье) расчетная токовая нагрузка АТ-3 (АТ-1, АТ-2) ПС 220 кВ Уссурийск-2 превышает АДТН на величину до 13 % (39 %, 13 %). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 121 МВт	Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме (до 20 мин после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка АТ-1 ПС 220 кВ Уссурийск-2 составляет 907 А (113 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 802 А (обмотка СН АТ-1 ПС 220 кВ Уссурийск-2). Расчетная токовая нагрузка АТ-2 ПС 220 кВ Уссурийск-2 составляет 874 А (139 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 630 А (ТТ обмотки СН АТ-2 ПС 220 кВ Уссурийск-2). Расчетная токовая нагрузка АТ-3 ПС 220 кВ Уссурийск-2 составляет 908 А (113 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 802 А (обмотка СН АТ-3 ПС 220 кВ Уссурийск-2)	Отсутствуют	Установка устройства АОПО АТ-1 ПС 220 кВ Уссурийск-2 с реализацией ОН на ПС 220 кВ Уссурийск-2 в объеме не менее 41 МВт в зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -21 °С. Установка устройства АОПО АТ-2 ПС 220 кВ Уссурийск-2 с реализацией ОН на ПС 220 кВ Уссурийск-2 в объеме не менее 121 МВт в зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -21 °С. Установка устройства АОПО АТ-3 ПС 220 кВ Уссурийск-2 с реализацией ОН на ПС 220 кВ Уссурийск-2 в объеме не менее 41 МВт в зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -21 °С	Отсутствуют	Да

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +20 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1 (2) в двойной ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 2 (1) и ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта-7 расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т превышает АДТН на величину до 16 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 21 МВт	Нормативное возмущение в двойной ремонтной схеме, в том числе в схеме после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (до 20 мин после нормативного возмущения) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т составляет 469 А (116 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 405 А (ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т)	Отсутствуют	Установка устройства АОПО ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т на ПС 220 кВ Уссурийск-2 с реализацией ОН на ПС 110 кВ Западная в объеме не менее 21 МВт в летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +20 °С	Отсутствуют	Да

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона «Артемовская ТЭЦ – ПС 220 кВ Уссурийск-2 – ПС 110 кВ ХФЗ», возникающих по причине однофазного характера нагрузки электроподвижного состава ОАО «РЖД»

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
Во всех режимно-балансовых ситуациях в нормальной схеме, а также в случае вывода в ремонт ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная (работа транзита 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т – Надеждинская/т в радиальном режиме) токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т превышает ДДТН на величину до 111 % (превышение возникает по причине несимметричного характера нагрузки электроподвижного состава ОАО «РЖД»). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 40,1 МВт (заданный объем ГВО на ПС 110 кВ Уссурийск/т и ПС 110 кВ Надеждинская/т)	Нормальная схема. Единичная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в нормальной и единичной ремонтной схеме	Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т составляет до 698 А (211 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 330 А (ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т)	Отсутствуют	Строительство новой ЛЭП 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т. Реконструкция ПС 220 кВ Уссурийск-2 с расширением РУ 110 кВ для присоединения ЛЭП 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т ¹ . Реконструкция ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т с демонтажем участка ВЛ 110 кВ от места ответвления ВЛ 110 кВ в сторону ПС 110 кВ Кожзавод до ПС 110 кВ Уссурийск/т с образованием ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод. Замена ошиновки и шин на ПС 110 кВ Уссурийск/т	Отсутствуют	Да (АО «ДРСК», ПАО «Россети».)
Во всех режимно-балансовых ситуациях в случае вывода в ремонт ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т (работа транзита 110 кВ Западная – Надеждинская/т – Уссурийск/т в радиальном режиме) токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная превышает ДДТН на величину до 65 %.	Единичная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в нормальной и единичной ремонтной схеме	Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная составляет до 698 А (165 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 422 А (ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная)	Отсутствуют	Замена провода ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная, ошиновки и шин ПС 110 кВ Надеждинская/т и ПС 110 кВ Западная ² .	Отсутствуют	Да (АО «ДРСК», ПАО «Россети».)

Примечания

1 ¹) До выполнения сетевого строительства в целях исключения рисков ввода ГАО в качестве временного решения необходима установка АОПО ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т на ПС 220 кВ Уссурийск-2 с реализацией УВ на отключение, перегружаемой ВЛ.

2 ²) До выполнения сетевого строительства в целях исключения рисков ввода ГАО в качестве временного решения необходима установка АОПО ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная на ПС 110 кВ Западная с реализацией УВ на отключение перегружаемой ВЛ.

2.1.2 Энергорайон «Партизанская ГРЭС – Артемовская ТЭЦ»

В таблице 8 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых существуют риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне «Партизанская ГРЭС – Артемовская ТЭЦ», возникающие по причине однофазного характера нагрузки электроподвижного состава ОАО «РЖД».

Таблица 8 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона «Партизанская ГРЭС – Артемовская ТЭЦ»

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуация, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
<p>Во всех режимно-балансовых ситуациях в случае вывода в ремонт ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Смоляниново/т (работа транзита 110 кВ Береговая-1 – Садовая – Смоляниново/т в радиальном режиме), токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Садовая – Смоляниново/т, КВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая превышает ДДТН/АДТН на величину до 54 %/38 % (превышение возникает по причине несимметричного характера нагрузки электроподвижного состава ОАО «РЖД»). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 14,1 МВт (заданный объем ГВО на ПС 110 кВ Смоляниново/т)</p>	<p>Единая ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме). / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в нормальной и единичной ремонтной схеме</p>	<p>Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Садовая – Смоляниново/т составляет до 519 А (154 %/138 % от ДДТН/АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 337 А/376 А (ДДТН/АДТН ВЛ 110 кВ Садовая – Смоляниново/т).</p> <p>Токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая составляет до 519 А (154 %/138 % от ДДТН/АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 337 А/376 А (ДДТН/АДТН КВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая)</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Замена провода ВЛ 110 кВ Садовая – Смоляниново/т и ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая, шин и ошиновки ПС 110 кВ Береговая-1 и ПС 110 кВ Садовая на провод с ДДТН (АДТН) не менее 519 А при температуре наружного воздуха +25 °С</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Да</p>
<p>Во всех режимно-балансовых ситуациях в случае вывода в ремонт ВЛ 110 кВ Садовая – Смоляниново/т (работа транзита 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Смоляниново/т в радиальном режиме) токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Смоляниново/т превышает ДДТН/АДТН на величину до 54 %/39 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 14,1 МВт (заданный объем ГВО на ПС 110 кВ Смоляниново/т)</p>	<p>Единая ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме). / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в нормальной и единичной ремонтной схеме</p>	<p>Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Смоляниново/т составляет до 519 А/ (154 %/139 % от ДДТН/АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 337 А/371 А (ДДТН/АДТН ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Смоляниново/т)</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Строительство ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Смоляниново/т</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Да</p>

2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

В соответствии с предложениями территориальных 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 из нормальной схемы 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 9 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 9 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2017	20.12.2017	-14,9
	21.06.2017	14,1
2018	19.12.2018	-5,7
	20.06.2018	16,3
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

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 из взаиморезервируемых трансформаторов на подстанции.

2.2.1.1 Филиал АО «ДРСК» Приморские электрические сети

По данным Филиала АО «ДРСК» Приморские электрические сети рассмотрены предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 10 представлены данные контрольного замера за период 2017–2021 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 11 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 12 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 10 – Фактическая загрузка нагрузочных трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет в энергосистеме Приморского края

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая загрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая загрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	
1	ПС 110 кВ 1Р	110	Т-1	ТДН-16000/110	115	16	1988	78	7,43	7,69	8,4	9,83	7,34	6,24	6,34	4,36	5,32	7,02	2,15
		6			6,6	16			7,43	7,69	8,4	9,83	7,34	6,24	6,34	4,36	5,32	7,02	
		110	Т-2	ТДН-16000/110	115	16	1988	78	9,58	9,17	8,4	8,37	7,43	4,21	6,61	9,45	6,34	5,2	
		6			6,6	16			9,58	9,17	8,4	8,37	7,43	4,21	6,61	9,45	6,34	5,2	

Таблица 11 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ 1Р	Т-1	ТДН-16000/110	1988	78	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110	1988	78	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 12 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная загрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	ПС 110 кВ 1Р	2020	18,2	–	–	–	–	–	–	–	–	–	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2

ПС 110 кВ 1Р.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 18,2 МВА. В ПАР трансформатора Т-1(Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2(Т-1) составит 95 % от $S_{дн}$, что не превышает $S_{дн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки при ТНВ $-17,0$ °С трансформаторов Т-1, Т-2 (без повышенного износа изоляции) составляет 1,2.

Возможен перевод нагрузки на другие центры питания в объеме 2,15 МВА.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение подключение энергопринимающих устройств потребителей не планируется.

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом отсутствия вновь вводимых энергопринимающих устройств потребителей и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 16,05 МВА. Таким образом, в ПАР трансформатора Т-1(Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2(Т-1) составит 83,6 % от $S_{дн}$, что не превышает $S_{дн}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{персп}^{тр} = 18,2 + 0 + 0 - 2,15 = 16,05 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного рекомендации по увеличению трансформаторной мощности на ПС 110 кВ 1Р отсутствуют.

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 Приморского края по строительству и(или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже, отсутствуют.

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

2.2.3.1 ПАО «ФСК ЕЭС»

ПС 220 кВ Кировка.

Собственником ПС представлены показатели надежности и объемы недоотпуска электрической энергии, приведенные в таблице 13. При этом не зафиксирован объем ущерба, вызванный недоотпуском электрической энергии потребителям.

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

Таблица 13 – Показатели надежности и объемы недоотпуска электрической энергии на объектах энергосистемы Приморского края

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущерба от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω , 1/год	T_v , ч	μ , 1/год	$T_{пл}$, ч	n , 1/год	T_{max} , ч	ΔW , кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждающий возмещение ущерба
1	ПС 220 кВ Кировка	Аварийное отключение Т-3 нормальной схеме	8256,6	Т	220	3	–	13	0,2	0,3	–	–	–	–	2477	–	–
2	ПС 220 кВ Кировка	Отключение В 35 Крыловка действием МТО, отключение СВ 35 действием дуговой защиты	477	ВЛ	35	–	–	3	0,6	0,4	–	–	–	–	98	–	–
3	ПС 220 кВ Кировка	Ремонт ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Шмаковка/т с отпайкой на ПС Кировка. Перевод нагрузки с Т-3 на Т-1	7167	Т	10	3	–	6	0,6	0,02	–	–	–	–	119	–	–
4	ПС 220 кВ Кировка	Аварийное отключение Т-1 в ремонтной схеме Т-3	8857	Т	35	3	–	11	0,6	0,12	–	–	–	–	1033	–	–

2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше

Режимно-балансовая ситуация южной части энергосистемы Приморского края

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

Анализ баланса мощности южной части энергосистемы Приморского края показывает, что в случае набора заявленных нагрузок ОАО «РЖД» и иными потребителями Приморского края будет иметь место значительный непокрываемый дефицит мощности для условий температуры наиболее холодной пятидневки в нормальной схеме (156 МВт в 2025 году) и в единичных ремонтных схемах (после наиболее тяжелого нормативного возмущения в нормальной схеме от 210 МВт до 436 МВт) на всем периоде до момента завершения строительства ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг, предусмотренного в конце декабря 2025 года (в балансе мощности учтена с 2026 года). После завершения строительства ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг непокрываемый дефицит мощности в единичных ремонтных схемах (после наиболее тяжелого нормативного возмущения в нормальной схеме) сохранится в 2026 году и будет устранен после ввода в работу новых энергоблоков Артемовской ТЭЦ-2 и Партизанской ГРЭС.

Перспективный баланс мощности для зимнего максимума нагрузок энергорайона на период 2023–2028 годов приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Перспективный баланс мощности энергорайона, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления энергосистемы	2751	2980	3143	3223	3315	3338
Потребление на севере Приморского края	120	120	120	120	120	120
Максимум потребления энергорайона	2631	2860	3023	3103	3195	3218
Установленная мощность электростанций	1332,0	1332,0	1332,0	1612,0	1689,0	1689,0
в т.ч. Артемовская ТЭЦ	400	400	400	400	–	–
Владивостокская ТЭЦ-2	537	537	537	537	574	574
Партизанская ГРЭС	199,7	199,7	199,7	199,7	199,7	199,7

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Партизанская ГРЭС реконструкция	–	–	–	280	280	280
мини ТЭЦ о. Русский	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8
Мини ТЭС Тернейлес	6	6	6	6	6	6
Восточная ТЭЦ	139,5	139,5	139,5	139,5	139,5	139,5
Артемовская ТЭЦ-2	–	–	–	–	440	440
Располагаемая мощность электростанций энергорайона	1326,9	1326,9	1326,9	1326,9	1683,9	1683,9
Артемовская ТЭЦ	400	400	400	400	–	–
Владивостокская ТЭЦ-2	537	537	537	537	574	574
Партизанская ГРЭС	199,7	199,7	199,7	199,7	199,7	199,7
Партизанская ГРЭС реконструкция	–	–	–	–	280	280
мини ТЭЦ о. Русский	46,2	46,2	46,2	46,2	46,2	46,2
Мини ТЭС Тернейлес	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Восточная ТЭЦ	139,5	139,5	139,5	139,5	139,5	139,5
Артемовская ТЭЦ-2	–	–	–	–	440	440
Ремонтное снижение электростанций за КС «ПримГРЭС – Юг»	166,5	–	–	–	240	–
Рабочая мощность электростанций энергорайона	1160,4	1326,9	1326,9	1326,9	1443,9	1683,9
МДП в КС «ПримГРЭС- Юг» в нормальной схеме	1540	1540	1540	2010	2070	2070
МДП в КС «ПримГРЭС - Юг» после наиболее тяжелого нормативного возмущения	1260	1260	1260	1720	1780	1780
ИЗБЫТОК (+)/ДЕФИЦИТ (-)						
В нормальной схеме	69,4	6,9	-156,1	233,9	318,9	535,9
После наиболее тяжелого нормативного возмущения	-210,6	-273,1	-436,1	-56,1	28,9	245,9

До завершения строительства ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг, предусмотренного в конце декабря 2025 года, при возникновении дефицита мощности в южной части энергосистемы Приморского края потребуются задействовать все возможные резервы пропускной способности электрических связей, в том числе с переходом энергосистемы Приморского края на работу с вынужденными перетоками мощности в КС «ПримГРЭС – Юг», а в случае исчерпания данных резервов пропускной способности потребуются ограничение потребителей. Применение вышеуказанных мероприятий с увеличением потенциального объема ограничения потребителей потребуются и в случае более позднего срока завершения строительства ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг.

2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ ПС 110 кВ Шахта-7.

В СиПР Приморского края [3] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Шахта-7 с заменой силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА.

На ПС 110 кВ Шахта-7 установлено два силовых трансформатора: Т-1 и Т-2 номинальной мощностью 16 МВА каждый типа ТДН 16000/110.

Максимальная нагрузка за последние 5 лет в зимний период составила 22,74 МВА, в летний период – 11,87 МВА.

Возможен перевод нагрузки по сетям 6 кВ на смежные ЦП в объеме до 1 МВт.

В послеаварийном режиме, связанном с отключением Т-1 (Т-2), загрузка оставшегося в работе Т-2 (Т-1) с учетом возможного перевода нагрузки на смежные ЦП, составит 21,63 МВА, что превышает $S_{дн}$ (19,2 МВА) трансформатора.

На рассматриваемый перспективный период не ожидается увеличение нагрузки ПС 110 кВ Шахта-7.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 номинальной мощностью 16 МВА на трансформаторы мощностью не менее 25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию проекта – Филиал АО «ДРСК» Приморские электрические сети.

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Молодежная.

В СиПР Приморского края [3] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Молодежная с заменой силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА.

На ПС 110 кВ Молодежная установлено два силовых трансформатора: Т-1 и Т-2 номинальной мощностью 16 МВА каждый типа ТДТН-16000/110/35/6.

Максимальная нагрузка за последние 5 лет в зимний период составила 30,66 МВА, в летний – 16,28 МВА.

Возможен перевод нагрузки по сетям 35 и 6 кВ на смежные ЦП в объеме до 10 МВт.

В послеаварийном режиме, связанном с отключением Т-1 (Т-2), загрузка оставшегося в работе Т-2 (Т-1) с учетом возможного перевода нагрузки на смежные ЦП, составит 19,55 МВА, что превышает $S_{дн}$ (19,2 МВА) трансформатора.

На рассматриваемый перспективный период ожидается увеличение нагрузки ПС 110 кВ Молодежная на 0,036 МВт, в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение энергопринимающих устройств. Перспективная нагрузка ПС 110 кВ Молодежная в зимний период прогнозируется на уровне 30,697 МВА, и в летний период – 16,32 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 номинальной мощностью 16 МВА на трансформаторы мощностью не менее 25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию проекта – Филиал АО «ДРСК» Приморские электрические сети.

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Троица.

В СиПР Приморского края [3] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Троица с заменой силового трансформатора 1×6,3 МВА на 1×10 МВА.

На ПС 110 кВ Троица установлено два силовых трансформатора: Т-1 номинальной мощностью 6,3 МВА типа ТМТН-6300/110-66 и Т-2 номинальной мощностью 10 МВА типа ТДТН-10000/110.

Максимальная нагрузка за последние 5 лет в зимний период составила 7,58 МВА, в летний – 3,86 МВА.

Отсутствует возможность перевода нагрузки на смежные ЦП.

В послеаварийном режиме, связанном с отключением Т-2 нагрузка оставшегося в работе Т-1 составит 7,58 МВА, что превышает $S_{\text{дн}}$ (7,56 МВА) трансформатора.

На рассматриваемый перспективный период ожидается увеличение нагрузки ПС 110 кВ Троица на 1,081 МВт, в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение энергопринимающих устройств. Перспективная нагрузка ПС 110 кВ Троица в зимний период прогнозируется на уровне 8,67 МВА, и в летний период – 4,95 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 номинальной мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью не менее 10 МВА.

Организация, ответственная за реализацию проекта – Филиал АО «ДРСК» Приморские электрические сети.

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Славянка.

В СиПР Приморского края [3] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Славянка с заменой силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА.

На ПС 110 кВ Славянка установлено два силовых трансформатора: Т-1 и Т-2 номинальной мощностью 16 МВА каждый типа ТДТН-16000/110-76У1.

Максимальная нагрузка за последние 5 лет в зимний период составила 19,72 МВА, в летний – 10,92 МВА.

Отсутствует возможность перевода нагрузки на смежные ЦП.

В послеаварийном режиме, связанном с отключением Т-1 (Т-2), нагрузка оставшегося в работе Т-2 (Т-1) составит 19,72 МВА, что превышает $S_{\text{дн}}$ (19,2 МВА) трансформатора.

На рассматриваемый перспективный период ожидается увеличение нагрузки ПС 110 кВ Славянка на 0,255 МВт, в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение энергопринимающих устройств. Перспективная нагрузка ПС 110 кВ Славянка в зимний период прогнозируется на уровне 20 МВА, и в летний период – 11,2 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена трансформаторов Т-1 и Т-2 номинальной мощностью 16 МВА на трансформаторы мощности не менее 25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию проекта – Филиал АО «ДРСК» Приморские электрические сети.

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

Развитие электросетевого комплекса Хасанского муниципального района Приморского края с учетом перспективных нагрузок потребителей региона

В соответствии с пунктом 7 раздела «РЕШИЛИ» Протокола согласительного совещания Министерства энергетики Российской Федерации от 01.09.2022 № 07-1396-пр «О рассмотрении замечаний к доработанному проекту изменений,

вносимых в инвестиционную программу ПАО «ФСК ЕЭС» на 2020–2024 годы» проработан вопрос необходимости дополнительных комплексных решений по развитию электросетевого комплекса Хасанского муниципального района Приморского края с учетом перспективных нагрузок потребителей региона.

В целях исключения выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений при текущих режимно-балансовых условиях, а также в рамках исполнения действующих договоров на технологическое присоединение энергопринимающих устройств предусмотрена реализация следующих мероприятий по развитию электрической сети энергорайона:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Выполнение строительства новых центров питания 220 кВ является экономически нецелесообразным.

2.3.3 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных проектов 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 проектов 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, содержащиеся в СиПР ЕЭС России [4] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ с учетом их актуализации, приведен в 4.2.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы

3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в энергосистеме Приморского края и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности

В энергосистеме Приморского края до 2028 года в соответствии с реестром инвестиционных проектов планируется ввод новых производственных мощностей основных потребителей. В таблице 15 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей, которые учтены в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Приморского края.

Таблица 15 – Перечень планируемых к вводу потребителей в соответствии с реестром инвестиционных проектов

№ 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	ПС 500 кВ Владивосток ПС 220 кВ Надеждинская
2	Проект ОАО «РЖД» «Кузбасс-порты Дальнего Востока»	ОАО «РЖД»	0,0	159,0	220	2024	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 «Приморский металлургический завод»	0,0	120,0	220	2025	Приморская ГРЭС ПС 500 кВ Владивосток ПС 500 кВ Лозовая Артемовская ТЭЦ ПС 220 кВ Береговая-2 ПС 500 кВ Варяг
Более 5 МВт							

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
4	Промышленный парк «Большой Камень»	АО «Корпорация развития Приморского края»	0,0	49,5	220	2023	ПС 500 кВ Владивосток ПС 220 кВ Звезда
5	Жилой микрорайон «Трудовое»	ООО «Трансформация»	0,0	41,5	110	2023	Артемовская ТЭЦ ПС 110 кВ Промузел
6	Находкинский завод минеральных удобрений	АО «НЗМУ»	0,0	40,0	220	2023	ПС 500 кВ Лозовая ПС 220 кВ Находка
7	Комплексная жилая застройка	ООО «ДНС СИТИ»	0,0	38,0	35	2024	ПС 110 кВ Западная ПС 110 кВ Надеждинская/т ПС 35 кВ Надеждинская ПС 35 кВ Шмидтовка
8	ООО «Морской порт «Суходол»	ООО «Морской порт «Суходол»	10,0	24,0	220	2023	ПС 220 кВ Суходол
9	Многоэтажная жилая застройка	ООО «СЗ «Ресурс»	0,0	22,7	110	2025	ПС 110 кВ Бурун ПС 110 кВ Ипподром
10	Жилищное строительство: Микрорайоны Шестой, Парковый, Садовый.	АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»	2,7	23,1	110	2023	ПС 110 кВ Садовая
11	Завод по производству металлопроката	АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»	0,0	18,0	110	2023	ПС 110 кВ Вокзальная/т ПС 110 кВ Фридман
12	Жилой микрорайон	ООО «Строй ДВ»	0,0	16,5	110	2023	ПС 110 кВ Западная
13	Свинокомплекс ООО «Приморский Бекон» (ТОСЭР «Михайловский»)	АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»	4,0	15,1	110	2023	ПС 110 кВ Ключи
14	Комплексная жилая застройка	АО «Солнечная долина Владивостока»	0,0	15,0	110	2023	ПС 110 кВ Западная
15	Промышленный парк «Большой Камень»	ООО «УКПП «Большой Камень»	0,0	14,7	110	2023	ПС 110 кВ Вокзальная/т ПС 110 кВ Фридман ПС 110 кВ Топаз

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
16	Жилой комплекс с бизнес-центром	ООО «СЗ Ренессанс Сити»	0,0	13,5	35	2023	ПС 110 кВ Чайка ПС 35 кВ Ипподром
17	Музейный и театрално-образовательный комплексы в г. Владивостоке	Фонд «Национальное культурное наследие»	0,0	11,0	110	2023	ПС 110 кВ Орлиная
18	Шахта «Центральная» со строительством ПС 35/6 кВ	ООО «Сучан-Уголь»	0,0	9,8	35	2023	Партизанская ГРЭС
19	Производственно-логистический комплекс Вооруженных Сил Российской Федерации	ООО «ПЛК «Владивосток»	0,0	8,0	110	2025	Владивостокская ТЭЦ-2 ПС 220 кВ Патрокл
20	Жилищное строительство (РТП 10/0,4 кВ)	АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»	0,0	9,7	10	2024	ПС 220 кВ Промпарк
21	Многофункциональный комплекс «Акварин»	ООО СП «Строитель»	2,9	7,1	110	2024	ПС 110 кВ Бурная
22	Складские помещения	ООО «Ритейл парк»	0,0	7,0	110	2025	ПС 110 кВ Западная
23	Многэтажная жилая застройка	ООО «СЗ «Соболь»	0,0	6,8	110	2026	Владивостокская ТЭЦ-2 ПС 220 кВ Патрокл
24	ООО «Дальнегорский ГОК»	ООО «Дальнегорский ГОК»	0,0	6,6	110	2028	ПС 220 кВ Горелое
25	Объекты ООО «Морской порт в бухте Троицы»	ООО «МПБТ»	0,0	5,8	110	2023	ПС 110 кВ Славянка ПС 110 кВ Краскино
26	Жилой комплекс	ООО «СЗ «Пик-Приморье»	0,0	5,6	220	2023	ПС 220 кВ Патрокл
27	Многоквартирный жилой дом	ООО «Альтаир-2»	0,0	5,6	110	2024	ПС 110 кВ 2Р

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Приморского края за период 2023–2028 годов, представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Приморского края

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	14866	16269	16858	17736	18583	18934
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч		1403	589	878	847	351
Годовой темп прироста, %		9,44	3,62	5,21	4,78	1,89

Потребление электрической энергии по энергосистеме Приморского края прогнозируется на уровне 18934 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 4,34 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 1403 млн кВт·ч или 9,44 %, наименьший прирост ожидается в 2028 году и составит 351 млн кВт·ч или 1,89 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Приморского края учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенные в таблице 15.

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

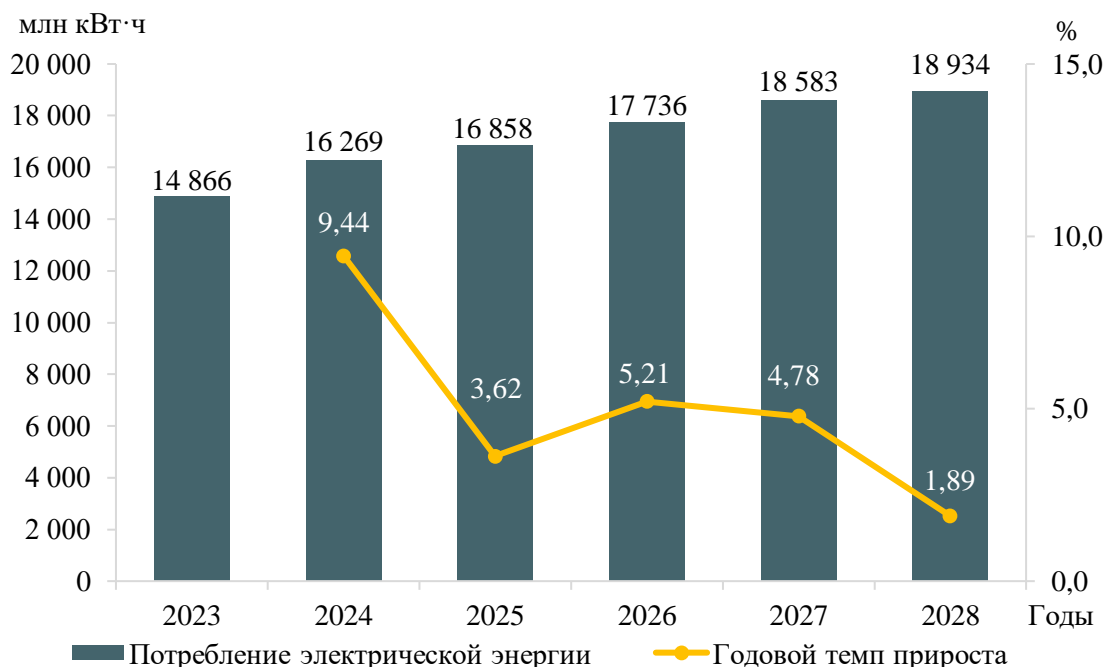


Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Приморского края и годовые темпы прироста за период 2023–2028 годов

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 электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Приморского края за период 2023–2028 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	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	2684	2907	3066	3144	3234	3256
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт		223	159	78	90	22
Годовой темп прироста, %		8,31	5,47	2,54	2,86	0,68
Число часов использования максимума потребления мощности	5539	5596	5498	5641	5746	5815

Максимум потребления мощности энергосистемы Приморского края к 2028 году прогнозируется на уровне 3256 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,75 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 223 МВт или 8,31 %, что обусловлено намечаемой реализацией развития второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД»; наименьший прирост мощности прогнозируется в 2028 году и составит 22 МВт или 0,68 %.

Режим электропотребления энергосистемы в прогнозный период в целом останется таким же разуплотненным, как и в отчетном периоде. Однако, к 2028 году число часов использования максимума увеличится и прогнозируется на уровне 5815 час/год против 5539 час/год в 2023 году. Уплотнение годового режима к 2028 году обусловлено вводом промышленных объектов.

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

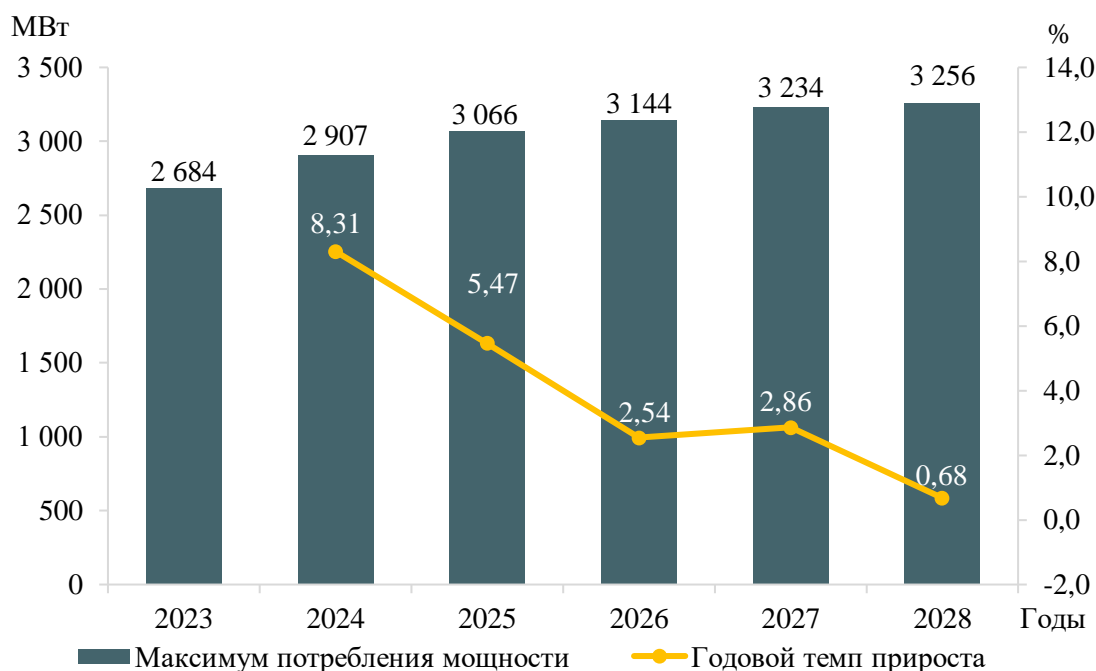


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Приморского края и годовые темпы прироста за период 2023–2028 годов

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 на 2023–2028 годы составляют 400 МВт на ТЭС.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации по энергосистеме Приморского края представлены в таблице 18.

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

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
Энергосистема Приморского края	–	–	–	–	400,0	–	400,0
ТЭС	–	–	–	–	400,0	–	400,0

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Приморского края в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 720 МВт на ТЭС.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Приморского края в период 2023–2028 годов представлены в таблице 19.

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

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
Энергосистема Приморского края	–	–	–	280,0	440,0	–	720,0
ТЭС	–	–	–	280,0	440,0	–	720,0

В рассматриваемый перспективный период планируется сооружение Артемовской ТЭЦ-2 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 2026 году.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Приморского края в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования в период 2023–2028 годов планируется в объеме 77 МВт на Владивостокской ТЭЦ-2 (реконструкция энергетического производственно-технологического комплекса с заменой турбоагрегатов № 1, № 2 и № 3).

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Приморского края в 2028 году составит 3156,0 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Приморского края не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Приморского края в период 2023–2028 годов 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	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Энергосистема Приморского края	2799,0	2799,0	2799,0	3079,0	3156,0	3156,0
ТЭС	2799,0	2799,0	2799,0	3079,0	3156,0	3156,0

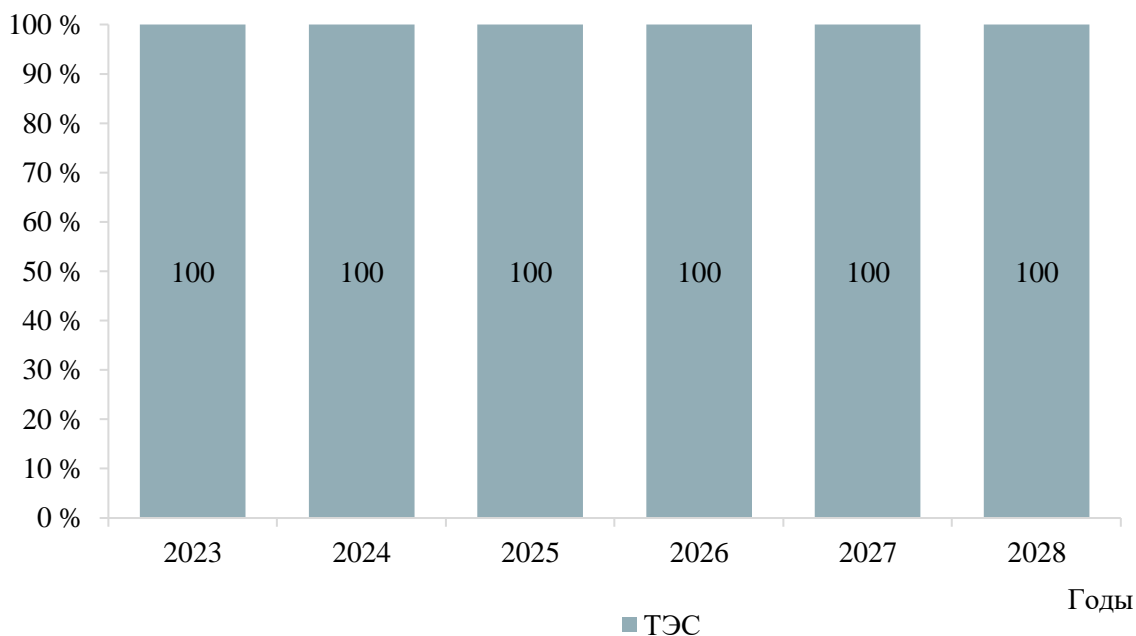


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Приморского края

Перечень действующих электростанций энергосистемы Приморского края с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) в период 2023–2028 годов приведены в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 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 проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта
1	Создание на Артёмовской ТЭЦ устройства АОПО ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1 с действием на ОН	АО «ДГК» АО «ДРСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», АО «Торговый порт Посыет», ООО «Ритейл парк», АО «Солнечная долина Владивостока», АО «Корпорация развития Дальнего Востока», ООО «Управляющая компания Промышленного парка «Большой камень», ООО «Строй ДВ», ООО «Морской порт в бухте Троицы», ООО «ДНС СИТИ»)
2	Создание на Артёмовской ТЭЦ устройства АОПО ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 2 с действием на ОН	АО «ДГК» АО «ДРСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», АО «Торговый порт Посыет», ООО «Ритейл парк», АО «Солнечная долина Владивостока», АО «Корпорация развития Дальнего Востока», ООО «Управляющая компания Промышленного парка «Большой камень», ООО «Строй ДВ», ООО «Морской порт в бухте Троицы», ООО «ДНС СИТИ»)
3	Создание на ПС 220 кВ Уссурийск-2 устройств АОПО АТ-1, АТ-2, АТ-3 с действием на ОН	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «ДНС СИТИ»)
4	Реконструкция ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная с заменой провода ориентировочной протяженностью 16,96 км	АО «ДРСК»	110	км	16,96	–	–	–	–	–	16,96	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «ДНС СИТИ»)
5	Строительство ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т ориентировочной протяженностью 22 км	АО «ДРСК»	110	км	22	–	–	–	–	–	22	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Ритейл парк», ООО «ДНС СИТИ», ООО «Строй ДВ»)
6	Расширение РУ 110 кВ ПС 220 кВ Уссурийск-2 с установкой дополнительной ячейки 110 кВ для присоединения ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Ритейл парк», ООО «ДНС СИТИ», ООО «Строй ДВ»)

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта
7	Реконструкция ПС 110 кВ Уссурийск/т с заменой ошиновки и шин	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Ритейл парк», ООО «ДНС СИТИ», ООО «Строй ДВ»)
8	Реконструкция ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т с демонтажем участка ориентировочной протяженностью 0,49 км от места отпайки ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т в сторону ПС 110 кВ Кожзавод до ПС 110 кВ Уссурийск/т	АО «ДРСК»	110	км	0,49	–	–	–	–	–	0,49	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Ритейл парк», ООО «ДНС СИТИ», ООО «Строй ДВ»)
9	Создание на ПС 220 кВ Уссурийск-2 устройства АОПО ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т с действием на ОН	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
10	Реконструкция ПС 110 кВ Западная с заменой шин и ошиновки ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная на провод с допустимой токовой нагрузкой не менее 698 А при ТНВ +25 °С	АО «ДРСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «ДНС СИТИ»)
11	Реконструкция ПС 110 кВ Надеждинская/т с заменой шин и ошиновки ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная на провод с допустимой токовой нагрузкой не менее 698 А при ТНВ +25 °С	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «ДНС СИТИ»)
12	Создание на ПС 110 кВ Западная устройства АОПО ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная с действием на деление сети	АО «ДРСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
13	Реконструкция ВЛ 110 кВ Садовая – Смоляниново/т с заменой провода на провод с допустимой токовой нагрузкой не менее 519 А при ТНВ +25 °С ориентировочной протяженностью 31,81 км	АО «ДРСК»	110	км	31,81	–	–	–	–	–	31,81	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
14	Реконструкция ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая с заменой провода на провод с допустимой токовой нагрузкой не менее 519 А при ТНВ +25 °С ориентировочной протяженностью 1,722 км	АО «ДРСК»	110	км	1,722	–	–	–	–	–	1,722	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
15	Реконструкция ПС 110 кВ Садовая с заменой шин и ошиновки ВЛ 110 кВ Садовая – Смоляниново/т на провод с допустимой токовой нагрузкой не менее 519 А при ТНВ +25 °С	АО «ДРСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
16	Реконструкция ПС 110 кВ Береговая-1 с заменой шин и ошиновки ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая на провод с допустимой токовой нагрузкой не менее 519 А при ТНВ +25 °С	АО «ДРСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта
17	Строительство ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Смоляниново/г ориентировочной протяженностью 30 км	АО «ДРСК»	110	км	30	–	–	–	–	–	30	<p>1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений.</p> <p>2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Находкинский завод минеральных удобрений»)</p>

4.2 Перечень реализуемых и перспективных проектов 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 проектов 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 проектов 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 проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт				
1	Строительство ПС 500 кВ Варяг с автотрансформаторной группой	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	3×167+167	–	–	–	501+167	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «УК ТОР Приморье» (ООО «Приморский металлургический завод»), ООО «Строй ДВ», ООО «Дальнегорский ГОК», АО «Корпорация развития Приморского края», ООО «Управляющая компания Промышленного парка «Большой камень», ООО «ДНС СИТИ», ООО «Ритейл парк», ООО «Трансформация», АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»))	АО «УК ТОР Приморье» (ООО «Приморский металлургический завод»), ООО «Строй ДВ», ООО «Дальнегорский ГОК», АО «Корпорация развития Приморского края», ООО «Управляющая компания Промышленного парка «Большой камень», ООО «ДНС СИТИ», ООО «Ритейл парк», ООО «Трансформация», АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»)	–/–/–/–/–/–/–/–/–	120/16,5/6,6/49,5/14,7/38/7/41,5/294,83				
2	500/220 кВ мощностью 3×167 МВА с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар		500	Мвар	–	–	1×180+60	–	–	–	180+60								
3	Строительство ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг ориентировочной протяженностью 475,2 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	475,2	–	–	–	475,2								
4	Реконструкция РУ 500 кВ Приморской ГРЭС с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	1×180	–	–	–	180								
5	Строительство двух одноцепных заходов ВЛ 500 кВ Владивосток – Лозовая на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 4 км с образованием ВЛ 500 кВ Владивосток – Варяг и ВЛ 500 кВ Варяг – Лозовая	ПАО «Россети»	500	км	–	–	2×2	–	–	–	4								
6	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая-2 на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 10 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Варяг и ВЛ 220 кВ Варяг – Береговая-2	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×10	–	–	–	20								
7	Строительство ПС 220 кВ Металлург с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	250					Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «УК ТОР Приморье» (ООО «Приморский металлургический завод»))	АО «УК ТОР Приморье» (ООО «Приморский металлургический завод»)	–	120
8	Строительство двух ВЛ 220 кВ Варяг – Металлург ориентировочной протяженностью 25 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×25	–	–	–	50								
9	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 потребителей (ЗАО «Находкинский завод минеральных удобрений»)	ЗАО «Находкинский завод минеральных удобрений»	–	40
10	Строительство двух заходов КВЛ 220 кВ Лозовая – Находка на ПС 220 кВ Минеральная ориентировочной протяженностью 33,5 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Лозовая – Минеральная и КВЛ 220 кВ Находка – Минеральная	ПАО «Россети»	220	км	2×33,5	–	–	–	–	–	67								
11	Строительство ПС 220 кВ Угловая с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 250 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	1×250	–	250					Обеспечение выдачи мощности Артемовской ТЭЦ-2	ПАО «РусГидро»	–	440
12	Строительство двух заходов ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна на ПС 220 кВ Угловая ориентировочной протяженностью 0,2 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Владивосток – Угловая и ВЛ 220 кВ Волна – Угловая	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	2×0,2	–	0,4								

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
13	Строительство шинпровода 220 кВ от ПС 220 кВ Угловая до ПС 220 кВ Западная ориентировочной протяженностью 0,2 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	0,2	–	0,2				
14	Строительство шинпровода 110 кВ от ПС 220 кВ Угловая до ПС 220 кВ Западная ориентировочной протяженностью 0,2 км	АО «ДРСК»	110	км	–	–	–	–	0,2	–	0,2				
15	Строительство двух заходов ВЛ 220 кВ Зеленый Угол – Суходол на Артемовскую ТЭЦ-2 ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ-2 – Суходол и ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ-2 – Зеленый Угол	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	2×0,5	–	1,0				
16	Строительство двух заходов ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Владивостокская ТЭЦ-2 на Артемовскую ТЭЦ-2 ориентировочной протяженностью 0,6 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ-2 – Артемовская ТЭЦ и ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ-2 – Владивостокская ТЭЦ-2	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	2×0,6	–	1,2				
17	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 потребителей (ОАО «РЖД»)	ОАО «РЖД»	28,2	12,9
18	Реконструкция ПС 220 кВ Уссурийск-2 с установкой дополнительной ячейки 110 кВ для присоединения ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Ритейл парк», ООО «ДНС СИТИ», ООО «Строй ДВ»)	ОАО «РЖД», ООО «Ритейл парк», ООО «ДНС СИТИ», ООО «Строй ДВ»	30,214/ –/ –	12,96/ /7 /38 16,5
19	Строительство ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т ориентировочной протяженностью 22 км	АО «ДРСК»	110	км	22	–	–	–	–	–	22				
20	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 потребителей (ОАО «РЖД»)	ОАО «РЖД»	30,214	12,96
21	Строительство ПС 110 кВ Контейнерная с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ООО «Восточная Стивидорная Компания»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	32				
22	Строительство двух ответвительных ЛЭП от ВЛ 110 кВ Восточная/т – Голубовка и ВЛ 110 кВ Екатериновка – Угольная до ПС 110 кВ Контейнерная ориентировочной протяженностью 2,7 км и 3,5 км с образованием ВЛ 110 кВ Восточная/т – Голубовка с отпайкой на ПС 110 кВ Конверторная и ВЛ 110 кВ Екатериновка – Угольная с отпайкой на ПС 110 кВ Конверторная	ООО «Восточная Стивидорная Компания»	110	км	–	2,7 3,5	–	–	–	–	6,2	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Восточная Стивидорная Компания»)	ООО «Восточная Стивидорная Компания»	–	12
23	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 потребителей (АО «Находкинский морской торговый порт»)	АО «Находкинский морской торговый порт»	–	10

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
24	Строительство двух ответвительных ЛЭП от ВЛ 110 кВ Находка – Учебная № 1 и № 2 на ПС 110 кВ Порт ориентировочной протяжённостью 0,1 км каждая с образованием ВЛ 110 кВ Находка – Учебная № 1 и № 2 с отпайкой на ПС 110 кВ Порт	АО «Находкинский морской торговый порт»	110	км	–	2×0,1	–	–	–	–	0,2				
25	Строительство ПС 110 кВ Литейная с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Корпорация развития Дальнего Востока»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Корпорация развития Дальнего Востока»)	АО «Корпорация развития Дальнего Востока»	–	18
26	Строительство двух заходов ВЛ 110 кВ Вокзальная/т – Фридман/т – Штыково на ПС 110 кВ Литейная ориентировочной протяжённостью 23 км каждый с образованием ВЛ 110 кВ Вокзальная/т – Литейная с отпайкой на ПС Фридман/т и ВЛ 110 кВ Литейная – Штыково	АО «ДРСК»	110	км	2×23	–	–	–	–	–	46				
27	Реконструкция РУ 110 кВ ПС 220 кВ Волна с расширением на две линейные ячейки для присоединения КВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Волна № 1, № 2	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения модернизированной Владивостокской ТЭЦ-2	ПАО «РусГидро» (Владивостокская ТЭЦ-2)	497	574
28	Строительство двух КЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Волна ориентировочной протяженностью 14,9 км каждая	АО «ДРСК»	110	км	2×14,9	–	–	–	–	–	29,8				
29	Реконструкция ВЛ 110 кВ Волна – Чайка с заменой провода ориентировочной протяженностью 4,034 км	АО «ДРСК»	110	км	4,034	–	–	–	–	–	4,034				
30	Реконструкция ВЛ 110 кВ Чайка – Спутник с заменой провода ориентировочной протяженностью 6,36 км	АО «ДРСК»	110	км	6,36	–	–	–	–	–	6,36				
31	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 потребителей (АО «КРПК»)	АО «КРПК»	–	4,95
32	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 потребителей (АО «Торговый порт Посыет»)	АО «Торговый порт Посыет»	–	7,5
33	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 потребителей (ОАО «РЖД»)	ОАО «РЖД»	26,422	19,49
34	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 потребителей (ОАО «РЖД»)	ОАО «РЖД»	9,664	22,63
35	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 потребителей (ОАО «РЖД»)	ОАО «РЖД»	7,192	15,13
36	Строительство ПС 110 кВ Парковая с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Строй ДВ»)	ООО «Строй ДВ»	–	16,5321

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
37	Строительство двух ответвительных ЛЭП от ВЛ 110 кВ Западная – Казармы № 1 с отпайкой на ПС Де-Фриз и ВЛ 110 кВ Западная – Казармы № 2 с отпайкой на ПС Де-Фриз до ПС 110 кВ Парковая ориентировочной протяженностью 0,05 км каждая с образованием ВЛ 110 кВ Западная – Казармы № 1 с отпайками и ВЛ 110 кВ Западная – Казармы № 2 с отпайками	АО «ДРСК»	110	км	2×0,05	–	–	–	–	–	0,1				
38	Реконструкция ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1 и № 2 с заменой провода на провод с допустимой токовой нагрузкой не менее 823 А при ТНВ +20°С ориентировочной протяженностью 2,6 км	АО «ДРСК»	110	км	2×2,6	–	–	–	–	–	5,2				
39	Реконструкция ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7 с заменой провода на провод с допустимой токовой нагрузкой не менее 655 А при ТНВ +20°С ориентировочной протяженностью 6,21 км	АО «ДРСК»	110	км	6,21	–	–	–	–	–	6,21				
40	Реконструкция ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта-7 с заменой провода марки АССС-150 на провод с допустимой токовой нагрузкой не менее 820/734 А при ТНВ -20°С/+20°С ориентировочной протяженностью 13,46 км	АО «ДРСК»	110	км	13,46	–	–	–	–	–	13,46				
41	Реконструкция ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта-7 с заменой провода марки АСКП-240 на провод с допустимой токовой нагрузкой не менее 734 А при ТНВ +20°С ориентировочной протяженностью 1,02 км	АО «ДРСК»	110	км	–	1,02	–	–	–	–	1,02				
42	Строительство ПП 220 кВ Судостроительный	ПАО «Россети»	220	х	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «КРПК» (Промышленный парк «Большой камень»))	АО «КРПК» (Промышленный парк «Большой камень»)	–	49,5
43	Строительство ЛЭП 220 кВ Владивосток – Судостроительный и ЛЭП 220 кВ Звезда – Судостроительный ориентировочной протяженностью 44 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	2×44	–	–	–	–	–	88				
44	Строительство ПС 220 кВ Пригородная с двумя трансформаторами 220/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ДРСК»	220	МВА	2×63	–	–	–	–	–	126				
45	Строительство двух шинопроводов 220 кВ от ПП 220 кВ Судостроительный до ПС 220 кВ Пригородная ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	АО «ДРСК»	220	км	2×0,5	–	–	–	–	–	1				
46	Строительство ПС 110 кВ Ворошилова с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый и установкой СКРМ мощностью не менее 38 Мвар	АО «ДРСК»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «УК Промышленного парка «Большой Камень»))	ООО «УК Промышленного парка «Большой Камень»	–	14,7
47		АО «ДРСК»	110	Мвар	–	–	1×38	–	–	–	38				
48	Строительство двух заходов ВЛ 110 кВ Вокзальная/т – Фридман/т – Штыково до ПС 110 кВ Ворошилова ориентировочной протяженностью 22,5 км каждый с образованием ВЛ 110 кВ Вокзальная/т – Ворошилова и ВЛ 110 кВ Ворошилова – Штыково	АО «ДРСК»	110	км	–	–	2×22,5	–	–	–	45				

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
49	Строительство ПС 110 кВ Прохладная с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «ДНС СИТИ»)	ООО «ДНС СИТИ»	–	38
50	Строительство двух заходов ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная на ПС 110 кВ Прохладная ориентировочной протяженностью 1,9 км каждый с образованием КВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Прохладная и КВЛ 110 кВ Западная – Прохладная	АО «ДРСК»	110	–	–	2×1,9	–	–	–	–	3,8				
51	Реконструкция ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Уссурийск/т с заменой провода ориентировочной протяженностью 1,2 км	АО «ДРСК»	110	–	–	1,2	–	–	–	–	1,2				
52	Реконструкция ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная с заменой провода ориентировочной протяженностью 16,96 км	АО «ДРСК»	110	км	–	16,96	–	–	–	–	16,96				
53	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 потребителей (ООО «Дальнегорский ГОК»)	ООО «Дальнегорский ГОК»	–	27
54	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Горелое – Дальнегорск ориентировочной протяженностью 5 км каждая	ООО «Дальнегорский ГОК»	110	км	–	2×5	–	–	–	–	10				
55	Реконструкция ПС 220 кВ Горелое с расширением РУ 110 кВ на две линейные ячейки для присоединения двух ЛЭП 110 кВ Горелое – Дальнегорск	ПАО «Россети»	110	х	–	х	–	–	–	–	х				
56	Строительство ПС 220 кВ Надеждинская с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 160 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	2×160	–	–	–	320	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»)	АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»	–	294,83
57	Строительство двух ВЛ 220 кВ Владивосток – Надеждинская ориентировочной протяженностью 10 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×10	–	–	–	20				
58	Реконструкция ПС 220 кВ Надеждинская с установкой третьего трансформатора 220/10 кВ мощностью 160 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	1×160	–	–	160				
59	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 потребителей (АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»)	АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»	–	24,64
60	Строительство ВЛ 220 кВ Звезда – Морская ориентировочной протяженностью 44 км	ПАО «Россети»	220	км	44	–	–	–	–	–	44				
61	Строительство ВЛ 220 кВ Владивосток – Морская ориентировочной протяженностью 44 км	ПАО «Россети»	220	км	44	–	–	–	–	–	44				
62	Реконструкция ПС 35 кВ Ипподром с переводом на класс напряжения 110 кВ	АО «ДРСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «СЗ «Ресурс»)	ООО «СЗ «Ресурс»	–	22,7
63	Строительство ПС 110 кВ Лесная с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	50				
64	Строительство КЛ 110 кВ Ипподром – Лесная ориентировочной протяженностью 3,6 км	АО «ДРСК»	110	км	–	–	3,6	–	–	–	3,6				
65	Строительство КЛ 110 кВ Бурун – Лесная ориентировочной протяженностью 3 км	АО «ДРСК»	110	км	–	–	3	–	–	–	3				

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
66	Строительство ПС 110 кВ Зарубино с трансформатором 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА	АО «ДРСК»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	6,3	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Морской порт в бухте Троицы»)	ООО «Морской порт в бухте Троицы»	2,2	5,8
67	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Славянка – Краскино с отпайкой на ПС Троица до РУ 110 кВ ПС 110 кВ Зарубино ориентировочной протяженностью 0,5 км	АО «ДРСК»	110	км	0,5	–	–	–	–	–	0,5				
68	Строительство ПС 110 кВ Золоотвал с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	–	2×10	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «ПЛК Владивосток»)	ООО «ПЛК Владивосток»	–	8
69	Строительство двух заходов ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Патрокл с отпайкой на ПС Загородная до ПС 110 кВ Золоотвал ориентировочной протяженностью 0,3 км каждая с образованием ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Золоотвал и ВЛ 110 кВ Патрокл – Золоотвал с отпайкой на ПС Загородная	АО «ДРСК»	110	км	–	2×0,3	–	–	–	–	0,6				
70	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 потребителей (ООО «СЗ «Соболев»)	ООО «СЗ «Соболев»	–	6,82
71	Строительство двух заходов ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Патрокл с отпайкой на ПС Загородная до ПС 110 кВ Соболев ориентировочной протяженностью 0,3 км каждая с образованием ЛЭП 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Соболев и ЛЭП 110 кВ Патрокл – Соболев с отпайкой на ПС Загородная	АО «ДРСК»	110	км	–	–	–	2×0,3	–	–	0,6				
72	Строительство ПС 110 кВ Гагарина с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	–	–	2×10	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Ритейл парк»)	ООО «Ритейл парк»	–	7
73	Строительство двух ответвительных ЛЭП от ВЛ 110 кВ Западная – Казармы № 1 с отпайкой на ПС Де-Фриз и ВЛ 110 кВ Западная – Казармы № 2 с отпайкой на ПС Де-Фриз до ПС 110 кВ Гагарина ориентировочной протяженностью 0,05 км каждая с образованием ВЛ 110 кВ Западная – Казармы № 1 с отпайками и ВЛ 110 кВ Западная – Казармы № 2 с отпайками	АО «ДРСК»	110	км	–	–	2×0,05	–	–	–	0,1				
74	Строительство ПС 110 кВ Солнечная с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Трансформация»)	ООО «Трансформация»	–	41,5
75	Строительство двух заходов ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Промузел на ПС 110 кВ Солнечная ориентировочной протяженностью 2,5 км каждый с образованием ЛЭП 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Солнечная и ЛЭП 110 кВ Промузел – Солнечная	АО «ДРСК»	110	км	2×2,5	–	–	–	–	–	5				
76	Реконструкция ВЛ 110 кВ Волна – Чайка с заменой провода АС-120 на провод с допустимой токовой нагрузкой не менее 675 А при ТНВ -21°С ориентировочной протяженностью 0,47 км	АО «ДРСК»	110	км	0,47	–	–	–	–	–	0,47				

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
77	Реконструкция ЛЭП 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Солнечная с заменой провода М-70 на провод с допустимой токовой нагрузкой не менее 665 А при ТНВ -21°С ориентировочной протяженностью 23,4 км	АО «ДРСК»	110	км	23,4	–	–	–	–	–	23,4				
78	Реконструкция ЛЭП 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Солнечная с заменой провода АС-120 на провод с допустимой токовой нагрузкой не менее 665 А при ТНВ -21°С ориентировочной протяженностью 1,6 км	АО «ДРСК»	110	км	–	1,585	–	–	–	–	1,585				
79	Реконструкция ВЛ 110 кВ Чайка – Спутник с заменой провода М-70 на провод с допустимой токовой нагрузкой не менее 526 А при ТНВ -21°С ориентировочной протяженностью 4,5 км	АО «ДРСК»	110	км	–	4,5	–	–	–	–	4,5				
80	Реконструкция ВЛ 110 кВ Волна – Чайка с заменой провода АС-150 на провод с допустимой токовой нагрузкой не менее 675 А при ТНВ -21°С ориентировочной протяженностью 3,62 км	АО «ДРСК»	110	км	–	–	–	3,62	–	–	3,62				

4.3 Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

Сводный перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России [4] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия, приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта
1	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 25 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей
2	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	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей
3	Реконструкция ПС 110 кВ Троица с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	АО «ДРСК»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей
4	Реконструкция ПС 110 кВ Славянка 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	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей

4.4 Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

На основании проведенного анализа перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), отсутствует.

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

Проведение технико-экономического сравнения вариантов развития электрической сети на территории Приморского края не требуется.

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

Перечень реализуемых и перспективных проектов 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 проектов, представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию проектов определены на основании:

– итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 16.12.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

– итогового проекта инвестиционной программы АО «Дальневосточная генерирующая компания» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу на 2020–2024 годы. Материалы размещены 27.10.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

– итогового проекта инвестиционной программы АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу на 2019–2023 годы. Материалы размещены 24.11.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

– утвержденных приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 34@ инвестиционной программы АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу, утвержденную приказом Минэнерго России от 28.12.2018 № 33@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 16.12.2021 № 20@;

– УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [5]).

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

– на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов (опубликован 28.09.2022 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

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

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

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 проектов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Приморского края оценивается в 2028 году в объеме 18934 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 4,34 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Приморского края к 2028 году увеличится и составит 3256 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,75 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Приморского края в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 5539–5815 час/год.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Приморского края в период 2023–2028 годов составляют 400 МВт на ТЭС.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Приморского края в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 720 МВт на ТЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Приморского края в 2028 году составит 3156 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети и установке (модернизации) устройств и комплексов РЗА 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 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 1184,051 км, трансформаторной мощности 2868,9 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем: утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации от _____ г. № _____ «Об утверждении», зарегистрирован Министерством юстиции _____ г., регистрационный № _____. – Текст: электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: __.__.____).

2. Российская Федерация. Министерство 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 Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 (ред. от 28.12.2020) : зарегистрирован Министерством юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст: электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

3. Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 2022–2026 годы : утверждены Распоряжением Губернатора Приморского края от 2 марта 2022 г. № 44-рг «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Приморского края на 2022–2026 годы». – Текст: электронный. – URL: <https://primorsky.ru/authorities/executive-agencies/departments/energy/structure/sipr.php> (дата обращения: 28.09.2022).

4. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы : утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 28 февраля 2022 г. № 146 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы». – Текст: электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 28.09.2022).

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

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 2028 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					01.01.2022							
					установленная мощность (МВт)							
Энергосистема Приморского края												
Приморская ГРЭС	ООО «Приморская ГРЭС»			Уголь, мазут								
		1	К-100-90-7		110	110	110	110	110	110	110	
		2	К-100-90-7		110	110	110	110	110	110	110	
		3	Т-96/110-90		96	96	96	96	96	96	96	
		4	Т-96/110-90		96	96	96	96	96	96	96	
		5	К-210-130-3		210	210	210	210	210	210	210	
		6	К-210-130-3		210	210	210	210	210	210	210	
		7	К-210-130-3		210	210	210	210	210	210	210	
		8	К-210-130-3		210	210	210	210	210	210	210	
		9	К-215-130-1	215	215	215	215	215	215	215		
Установленная мощность, всего		–	–	–	1467	1467	1467	1467	1467	1467	1467	
Артемовская ТЭЦ	АО «ДГК»			Уголь, мазут								
		5	КТ-115-8,8-2		100	100	100	100	100	0	0	Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		6	КТ-115-8,8-2		100	100	100	100	100	0	0	Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		7	К-100-90-6		100	100	100	100	100	0	0	Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		8	К-100-90-6	100	100	100	100	100	100	0	0	Вывод из эксплуатации в 2027 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–	400	400	400	400	400	0	0	
Владивостокская ТЭЦ-2	ПАО «РусГидро»			Газ, уголь, мазут								
		1	Р-80-115		80	120	120	120	120	120	120	Модернизация в 2023 г.
		2	Т-98-115		98	98	98	98	98	120	120	Модернизация в 2027 г.
		3	Т-105-115		105	105	105	105	105	120	120	Модернизация в 2027 г.
		4	Т-109-115		109	109	109	109	109	109	109	
		5	ПР-50(60)-115/13/1,2		50	50	50	50	50	50	50	
		6	ПТ-55-115/13/1,2	55	55	55	55	55	55	55		
Установленная мощность, всего		–	–	–	497	537	537	537	537	574	574	
Партизанская ГРЭС	АО «ДГК»			Уголь, мазут								
		1	Т-97-90		98,68	98,68	98,68	98,68	98,68	98,68	98,68	
		2	К-100-90		101,064	101,064	101,064	101,064	101,064	101,064	101,064	
		4	К-140-12,8		0	0	0	0	140	140	140	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
		5	К-140-12,8	0	0	0	0	140	140	140	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.	
Установленная мощность, всего		–	–	–	199,744	199,744	199,744	199,744	479,744	479,744	479,744	
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
		2	ГТУ OPRA DTG1,8/L	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	
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
		2	ГТУ KAWASAKI GPB70D	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	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание	
					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		
		2	ГТУ KAWASAKI GPB70D		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		
		4	ГТУ KAWASAKI GPB70D		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		
Установленная мощность, всего		–	–	–	33	33	33	33	33	33	33		
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	
		2	LM 6000 PF Sprint		46,51	46,51	46,51	46,51	46,51	46,51	46,51	46,51	
		3	LM 6000 PF Sprint		46,35	46,35	46,35	46,35	46,35	46,35	46,35	46,35	
Установленная мощность, всего		–	–	–	139,46	139,46	139,46	139,46	139,46	139,46	139,46		
Артемовская ТЭЦ-2	АО «ДГК»			Газ									
		1	ПГУ		0	0	0	0		220	220	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.	
		2	ПГУ		0	0	0	0		220	220	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.	
Установленная мощность, всего		–	–	–	0	0	0	0	0	440	440		
Мини-ТЭС Тернейлес	ОАО «Тернейлес»			Древесные отходы									
		1	ТГ6,0/10,5Т1,8/0,7/0,1-У4		6	6	6	6	6	6	6	6	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6	6	6	6	6	6	6		

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

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

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание для выполнения мероприятия	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
1	Приморского края	Приморский край	Строительство ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг ориентировочной протяженностью 475,2 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	475,2	–	–	–	475,2	2025	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «УК ТОР Приморье» (ООО «Приморский металлургический завод»), ООО «Строй ДВ», ООО «Дальнегорский ГОК», АО «Корпорация развития Приморского края», ООО «Управляющая компания Промышленного парка «Большой камень», ООО «ДНС СИТИ», ООО «Ритейл парк», ООО «Трансформация», АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»)	45326,99	44829,09
2	Приморского края	Приморский край	Строительство ПС 500 кВ Варяг с автотрансформаторной группой 500/220 кВ мощностью 3×167 МВА с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	3×167+167	–	–	–	501+167	2025			
						Мвар	–	–	1×180+60	–	–	–	180+60	2025			
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 двух одноцепных заходов ВЛ 500 кВ Владивосток – Лозовая на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 4 км с образованием ВЛ 500 кВ Владивосток – Варяг и ВЛ 500 кВ Варяг – Лозовая	ПАО «Россети»	500	км	–	–	2×2	–	–	–	4	2025			
5	Приморского края	Приморский край	Строительство двух заходов ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая-2 на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 10 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Варяг и ВЛ 220 кВ Варяг – Береговая-2	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×10	–	–	–	20	2025			

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание для выполнения мероприятия	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
6	Приморского края	Приморский край	Расширение РУ 110 кВ ПС 220 кВ Уссурийск-2 с установкой дополнительной ячейки 110 кВ для присоединения ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Ритейл парк», ООО «ДНС СИТИ», ООО «Строй ДВ»)	230,38	226,05
7	Приморского края	Приморский край	Строительство ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т ориентировочной протяженностью 22 км	АО «ДРСК»	110	км	22	–	–	–	–	–	22	2023	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Ритейл парк», ООО «ДНС СИТИ», ООО «Строй ДВ»)	426,72	396,52
8	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т с демонтажем участка ориентировочной протяженностью 0,49 км от места отпайки ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т в сторону ПС 110 кВ Кожзавод до ПС 110 кВ Уссурийск/т	АО «ДРСК»	110	км	0,49	–	–	–	–	–	0,49	2023			
9	Приморского края	Приморский край	Строительство ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Смоляниново/т ориентировочной протяженностью 30 км	АО «ДРСК»	110	км	30	–	–	–	–	–	30	2023	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Находкинский завод минеральных удобрений»)	498,01	453,94

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾						Планируемый год реализации ²⁾	Основание для выполнения мероприятия	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028					2023–2028
10	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная с заменой провода ориентировочной протяженностью 16,96 км	АО «ДРСК»	110	км	16,96	–	–	–	–	–	16,96	2023	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «ДНС СИТИ»)	977,57	948,04
11	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Западная с заменой шин и ошиновки ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная на провод с допустимой токовой нагрузкой не менее 698 А при ТНВ +25 °С	АО «ДРСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	2023			
12	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Надеждинская/т с заменой шин и ошиновки ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная на провод с допустимой токовой нагрузкой не менее 698 А при ТНВ +25 °С	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «ДНС СИТИ»)	–	–
13	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Садовая – Смоляниново/т с заменой провода на провод с допустимой токовой нагрузкой не менее 519 А при ТНВ +25 °С ориентировочной протяженностью 31,81 км.	АО «ДРСК»	110	км	31,81	–	–	–	–	–	31,81	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы	74,71	21,06
14	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая с заменой провода на провод с допустимой токовой нагрузкой не менее 519 А при ТНВ +25 °С ориентировочной протяженностью 1,722 км	АО «ДРСК»	110	х	1,722	–	–	–	–	–	1,722	2023			

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание для выполнения мероприятия	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
15	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Садовая с заменой шин и ошиновки ВЛ 110 кВ Садовая – Смоляниново/т на провод с допустимой токовой нагрузкой не менее 519 А при ТНВ +25 °С	АО «ДРСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	допустимых значений		
16	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Береговая-1 с заменой шин и ошиновки ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая на провод с допустимой токовой нагрузкой не менее 519 А при ТНВ +25 °С	АО «ДРСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	2023			
17	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Уссурийск/т с заменой ошиновки и шин	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Ритейл парк», ООО «ДНС СИТИ», ООО «Строй ДВ»)	–	–
18	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 25 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	2024	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей	199,99	197,82
19	Приморского края	Приморский край	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	2023	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей	391,74	92,76

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾						Планируемый год реализации ²⁾	Основание для выполнения мероприятия	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028					2023–2028
20	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Троица с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	АО «ДРСК»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	2025	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей	61,78	61,78
21	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Славянка 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	2025	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей	203,94	203,94

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание для выполнения мероприятия	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
22	Приморского края	Приморский край	Создание на Артемовской ТЭЦ устройства АОПО ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1 с действием на ОН	АО «ДГК» АО «ДРСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД»), АО «Торговый порт Посьет», ООО «Ритейл парк», АО «Солнечная долина Владивостока», АО «Корпорация развития Дальнего Востока», ООО «Управляющая компания Промышленного парка «Большой камень», ООО «Строй ДВ», ООО «Морской порт в бухте Троицы», ООО «ДНС СИТИ»)	69,71	0,91
23	Приморского края	Приморский край	Создание на Артёмовской ТЭЦ устройства АОПО ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 2 с действием на ОН	АО «ДГК» АО «ДРСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	2023			
24	Приморского края	Приморский край	Создание на ПС 110 кВ Западная устройства АОПО ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная с действием на деление сети	АО «ДРСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3,31	3,31
25	Приморского края	Приморский край	Создание на ПС 220 кВ Уссурийск-2 устройств АОПО АТ-1, АТ-2, АТ-3 с действием на ОН	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД»), ООО «ДНС СИТИ»)	69,27	69,27

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание для выполнения мероприятия	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
26	Приморского края	Приморский край	Создание на ПС 220 кВ Уссурийск-2 устройства АОПО ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т с действием на ОН	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		

Примечания

1 ¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода, в котором на основании анализа существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на исключение (предотвращение) необходимости применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), обеспечение нормативного уровня балансовой надежности и обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима.

2 ²⁾ Планируемый год реализации – год среднесрочного периода, определенный с учетом планов и решений по перспективному развитию энергосистемы, строительству, реконструкции, модернизации, техническому перевооружению, вводу в эксплуатацию и выводу из эксплуатации объектов по производству электрической энергии (мощности) и объектов электросетевого хозяйства, технологическому присоединению к электрическим сетям, учтенных в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами.