

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА ХАБАРОВСКОГО КРАЯ И ЕВРЕЙСКОЙ  
АВТОНОМНОЙ ОБЛАСТИ

КНИГА 1

ХАБАРОВСКИЙ КРАЙ

# СОДЕРЖАНИЕ

## Книга 1

ВВЕДЕНИЕ .....	7
1 Описание энергосистемы .....	8
1.1 Основные внешние электрические связи .....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии .....	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей .....	9
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период .....	9
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период .....	10
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде .....	13
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России .....	16
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	16
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций .....	16
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ .....	16
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 .....	21
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	21
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	21
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше .....	21
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства,	

	принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям .....	23
2.4	Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности .....	23
2.4.1	ОЭС Востока .....	23
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы .....	29
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	29
3.2	Прогноз потребления электрической энергии .....	33
3.3	Прогноз потребления мощности .....	34
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	36
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы .....	39
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше .....	39
4.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Хабаровского края .....	39
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	47
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	50
4.5	Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют .....	52
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети .....	58
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию .....	59
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	61
7.1	Основные подходы .....	61
7.2	Исходные допущения .....	62

7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	65
7.3	Результаты оценки тарифных последствий .....	66
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	68
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	70
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ</b> .....	71
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А</b> Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации .....	73
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б</b> 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.....	74

Книга 2

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АТ	–	автотрансформатор
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ЗРУ	–	закрытое распределительное устройство
ИП	–	инвестиционный проект
ИПР	–	инвестиционная программа развития
ИРМ	–	источник реактивной мощности
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КРУ	–	комплектное распределительное устройство
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НПЗ	–	нефтеперерабатывающий завод
НПС	–	нефтеперекачивающая станция
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
СКРМ	–	средство компенсации реактивной мощности
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы

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

## ВВЕДЕНИЕ

«Схема и программа развития энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области на 2025–2030 годы» состоит из двух книг:

- книга 1 «Хабаровский край»;
- книга 2 «Еврейская автономная область».

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области за период 2019–2023 годов. За отчетный принимается 2023 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области с выделением данных по Хабаровскому краю на каждый год перспективного периода (2025–2030 годов).

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

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

- мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети, включая заявленные сетевыми организациями;
- перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям;
- мероприятия, направленные на предотвращение рисков ввода ГАО с учетом обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и мощности;
- перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО.

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

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

## 1 Описание энергосистемы

Энергосистема Хабаровского края и Еврейской автономной области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Тихоокеанское РДУ и обслуживает территорию двух субъектов Российской Федерации – Хабаровского края и Еврейской автономной области.

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

– филиал ПАО «Россети» – Хабаровское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления ЕНЭС на территории Хабаровского края и Еврейской автономной области;

– филиал АО «ДРСК» Хабаровские электрические сети – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Хабаровского края;

– филиал АО «ДРСК» Электрические сети Еврейской автономной области – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Еврейской автономной области.

### 1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Хабаровского края и Еврейской автономной области связана с энергосистемами:

– Приморского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Амурской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 3 шт.

### 1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии, расположенных на территории Хабаровского края, с указанием максимального потребления мощности за отчетный год, приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей, расположенных на территории Хабаровского края

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ОАО «РЖД»	146,9
ООО «Амурсталь» (завод «Амурметалл»)	156,5
Более 50 МВт	
ТС ВСТО ПАО «Транснефть» (НПС-1, НПС-2, НПС-3, НПС-34, НПС-36)	47,4
Более 10 МВт	
АО «ННК-Хабаровский НПЗ»	37,0



Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
ООО «РН-Комсомольский НПЗ»	31,1
АО «Ургалуголь»	30,8
ООО «ВТУ»	27,5
Филиал ПАО «ОАК» – «КнААЗ им. Ю.А. Гагарина»	24,6
ООО «АГМК»	14,0
ПАО «АСЗ»	10,3

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

Установленная мощность электростанций энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, расположенных на территории Хабаровского края, на 01.01.2024 составила 2138,5 МВт на ТЭС.

В структуре генерирующих мощностей доля ТЭС составляет 100 %.

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

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

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, расположенных на территории Хабаровского края, МВт

Наименование	На 01.01.2023	Наименование мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	2144,5	–	6,0	–	–	2138,5
ТЭС	2144,5	–	6,0	–	–	2138,5

### 1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, расположенных на территории Хабаровского края, в 2023 году составило 9966,0 млн кВт·ч на ТЭС.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях, расположенных на территории Хабаровского края за период 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	8347,4	8309,1	8378,9	9419,5	9966,0
ТЭС	8347,4	8309,1	8378,9	9419,5	9966,0

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области с выделением данных по Хабаровскому краю приведена в таблице 4 и на рисунках 1, 2.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области с выделением данных по Хабаровскому краю

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
<i>Энергосистема Хабаровского края и Еврейской автономной области</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	10487	10541	11067	11357	11642
Годовой темп прироста, %	3,02	0,51	4,99	2,62	2,51
Максимум потребления мощности, МВт	1759	1816	1954	1980	2086
Годовой темп прироста, %	3,35	3,24	7,58	1,35	5,35
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5964	5804	5665	5736	5581
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	28.12 11:00	30.12 04:00	30.12 11:00	11.01 03:00	22.12 04:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-26,4	-26,8	-30,1	-27,2	-31,9
<i>Хабаровский край</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	8775	8777	9237	9453	9680
Годовой темп прироста, %	2,90	0,02	5,24	2,34	2,40
Доля потребления электрической энергии Хабаровского края в энергосистеме Хабаровского края и Еврейской автономной области, %	83,7	83,3	83,5	83,2	83,1
Максимум потребления мощности, МВт	1488	1564	1668	1681	1756
Годовой темп прироста, %	1,85	5,11	6,65	0,78	4,46
Доля потребления мощности Хабаровского края в энергосистеме Хабаровского края и Еврейской автономной области, %	84,6	86,1	85,4	84,9	84,2
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5897	5613	5538	5623	5512

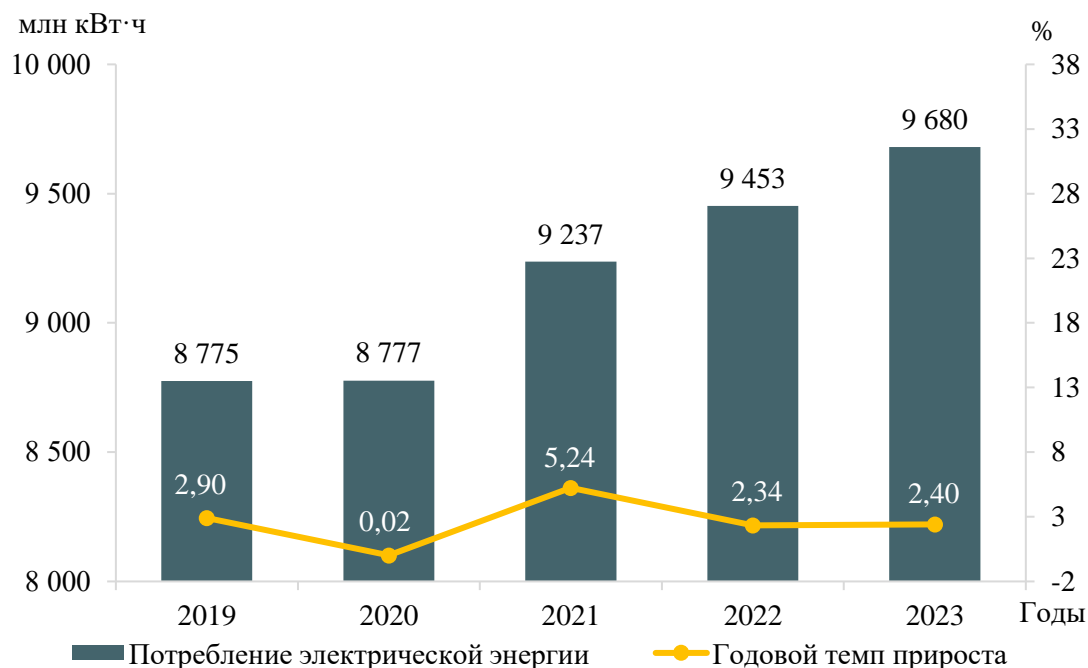


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии по территории Хабаровского края и годовые темпы прироста

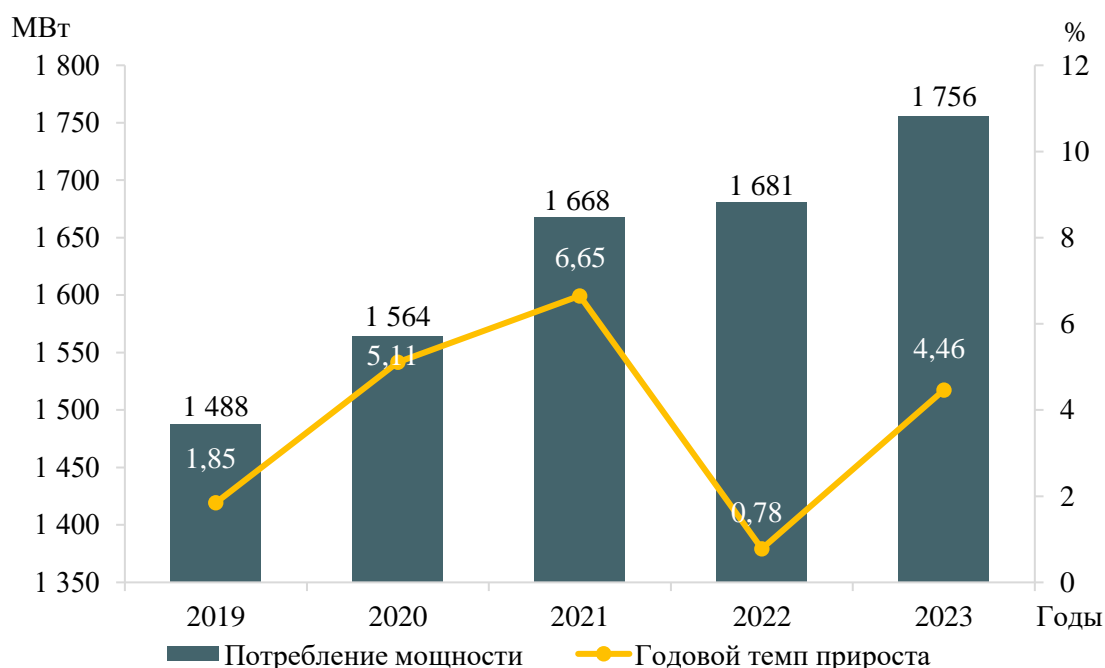


Рисунок 2 – Максимум потребление мощности Хабаровского края и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области увеличилось на 1462 млн кВт·ч и составило в 2023 году 11642 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,72 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 4,99 % в 2021 году. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии зафиксирован в 2020 году и составил 0,51 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области вырос на 384 МВт и составил 2086 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 4,15 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 7,58 % в 2021 году, что обусловлено увеличением потребления мощности железнодорожным транспортом и низкими ТНВ в период прохождения годовых максимумов; наименьший годовой прирост мощности зафиксирован в 2022 году и составил 1,35 %.

Максимальные значения потребления мощности энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области и отдельно Хабаровского края совпадают по часу и дате прохождения ввиду значительной доли последнего в составе энергосистемы.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области был зафиксирован в 2023 году в размере 2086 МВт.

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии по территории Хабаровского края увеличилось на 1152 млн кВт·ч и составило 9680 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,57 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 5,24 % в 2021 году. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии зафиксирован в 2020 году и составил 0,02 %.

Доля Хабаровского края в суммарном потреблении электрической энергии энергосистемы незначительно снизилась с 83,7 % в 2019 году до 83,1 % в 2023 году (или на 0,6 процентных пункта).

За период 2019–2023 годов потребление мощности Хабаровского края выросло на 295 МВт и составило 1756 МВт. Прирост мощности соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,75 %. Наибольший годовой прирост мощности составил 6,65 % в 2021 году; наименьший прирост зафиксирован в 2022 году и составил 0,78 %.

Доля Хабаровского края в максимальном потреблении мощности энергосистемы за ретроспективный период незначительно снизилась с 84,6 % до 84,2 % (или на 0,4 процентных пункта).

Годовой режим Хабаровского края является разуплотненным из-за значительной доли в структуре потребления электрической энергии домашних хозяйств и сферы услуг. Число часов использования потребления мощности в рассматриваемый отчетный период изменялось в диапазоне 5512–5897 ч/год.

Исторический максимум потребления мощности Хабаровского края был зафиксирован в 2023 году в размере 1756 МВт.

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

- разнонаправленными тенденциями потребления в металлургическом производстве;
- ростом добычи полезных ископаемых;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- ростом объемов перекачки нефти по трубопроводу ВСТО-2.

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

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

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ – Ванино I цепь протяженностью 37,41 км	АО «ДРСК»	2019	37,41 км
2	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ – Ванино II цепь протяженностью 37,41 км	АО «ДРСК»	2019	37,41 км
3	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ – Окоча I цепь протяженностью 14,17 км	АО «ДРСК»	2019	14,17 км
4	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ – Окоча II цепь протяженностью 14,17 км	АО «ДРСК»	2019	14,17 км
5	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ – Эгге протяженностью 2,45 км	АО «ДРСК»	2019	2,45 км
6	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 1 (Л-255) протяженностью 58,58 км	ПАО «Россети»	2019	58,58 км
7	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Вознесенская – Иннокентьевка (С-106) до ПС 110 кВ Малмыж – Стройка протяженностью 9,24 км	АО «ДРСК»	2021	9,24 км
8	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Высокогорная – Ванино до ПС 110 кВ Тумнин протяженностью 0,088 км	ОАО «РЖД»	2022	0,088 км
9	500 кВ	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская (Л-512) на ПП 500 кВ Нерген протяженностью 0,305 км и 0,531 км	ПАО «Россети»	2023	0,836 км
10	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Комсомольская – ГПП-4 (Л-251) со строительством участка ВЛ 220 кВ от ПС 220 кВ Старт до ПС 220 кВ ГПП-4 протяженностью 13,137 км с образованием ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт № 1 с отпайкой на ПС ГПП-4	ПАО «Россети»	2023	13,137 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
11	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт № 3 протяженностью 5,049 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	2023	5,049 км
12	110 кВ	Строительство отпаек от ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 – Эльбан и ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 – Эльбан с отпайкой на ПС Падали до ПС 110 кВ Комбинат протяженностью 0,122 км каждая	ООО «АГМК», АО «ДРСК»	2023	0,244 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Окоча с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ДРСК»	2019	2×25 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Эгге с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ДРСК»	2019	2×25 МВА
3	35 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Березовая с заменой ШР 35 кВ мощностью 19,8 Мвар на ШР 35 кВ мощностью 19,8 Мвар	ПАО «Россети»	2019	19,8 Мвар
4	35 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Высокогорная с заменой двух ШР 35 кВ мощностью 19,8 Мвар каждый на два ШР мощностью 19,8 Мвар каждый	ПАО «Россети»	2019	2×19,8 Мвар
5	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Тырма с заменой трансформатора Т-1 220/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 220/10 кВ мощностью 10 МВА	ОАО «РЖД»	2020	10 МВА
6	35 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Князе-Волконка с заменой ШР 35 кВ мощностью 19,8 Мвар на ШР 35 кВ мощностью 19,8 Мвар	ПАО «Россети»	2020	19,8 Мвар
7	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Малмыж – Стройка с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА	ООО «Амур Минералс»	2021	6,3 МВА
8	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Осиновая речка с заменой трансформаторов 110/35/10 кВ Т-1, Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформаторы 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	АО «ДРСК»	2021	2×10 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
9	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Тумнин с одним трансформатором 220/10 кВ мощностью 10 МВА	ОАО «РЖД»	2022	10 МВА
10	500 кВ	Строительство ПП 500 кВ Нерген с установкой одного УШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ПАО «Россети»	2023	180 Мвар
11	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Дормидонтовка/т с установкой трансформатора Т1 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2023	1×40 МВА
12	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Комбинат с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «АГМК»	2023	2×40 МВА

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

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

На территории Хабаровского края отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

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

#### **2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ**

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2019	18.12.2019	-16,1
	19.06.2019	15,1
2020	16.12.2020	-19,2
	17.06.2020	12,1
2021	15.12.2021	-19,9
	16.06.2021	21,3
2022	21.12.2022	-20,9
	15.06.2022	20,9
2023	20.12.2023	-31,5
	21.06.2023	19,1

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

– для однотрансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного



трансформатора ( $S_{персп}$ ) над длительно допустимой нагрузкой ( $S_{длн}$ ) нагрузочного трансформатора в нормальной схеме;

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

#### 2.2.1.1 АО «ДРСК»

Рассмотрены предложения АО «ДРСК» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 8 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 9 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 10 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 8 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ АК	110	1Т	115	25	30,9	30,8	30,9	33	38,49	18,2	16,7	17,7	16,3	16,7	7,1
		35		38,5												
		6		6,6												
		110	2Т	115	25											
		35		38,5												
		6		6,6												
2	ПС 110 кВ Корфовская	110	1Т	115	10	20,8	21,96	19,08	16,9	19,34	9,26	10,79	8,2	8,18	6,6	8,15
		35		38,5												
		10		11												
		110	2Т	115	16											
		35		38,5												
		10		11												

Таблица 9 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при T <sub>НВ</sub> , °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ АК	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	1969	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		2Т	ТДТН-25000/110/35/6	1993	88	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Корфовская	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	1990	50	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	1997	75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08

Таблица 10 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА							
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.		
1	ПС 110 кВ АК	2023 / зима	38,49	ПС 35 кВ Горка	ИП Бенда Владимир Андреевич	28.12.2021	1603-Иг-Горка-23	2024	0,707	0	6	0,354	39,42	39,42	39,42	39,42	39,42	39,42		
								2024	1,2	0	6	0,48								
								ТУ для ТП менее 670 кВт (22 шт.)		2024	0,218	0							0,22–0,38	0,022
2	ПС 110 кВ Корфовская	2020 / зима	21,96	ПС 110 кВ Корфовская	ТУ для ТП менее 670 кВт (10 шт.)			2024	0,246	0,015	0,22–0,38	0,023	22,13	22,13	22,13	22,13	22,13	22,13		
								2025	0,03	0	0,38	0,003								
								2024	0,165	0	0,38–10	0,017								
								ПС 35 кВ Краснореченская		2024	0,501	0,093							0,22–0,38	0,050
								ТУ для ТП менее 670 кВт (65 шт.)		2025	0,067	0,035							0,38	0,003
								ПС 35 кВ Корейский поселок		2024	0,562	0,101							0,22–0,4	0,046
								ТУ для ТП менее 670 кВт (32 шт.)		2024	0,183	0,04							0,22–0,4	0,014

### ПС 110 кВ АК.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 38,49 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора, с учетом перевода нагрузки, превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 4,6 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ  $-28,1^{\circ}\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,20.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 7,10 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,16 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,93 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 38,49 + 0,93 + 0 - 7,10 = 32,32 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 7,10 МВА превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ АК, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 7,7 % (без ТП превышение до 4,6 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ АК ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ АК расчетный объем ГАО составит 2,32 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 32,32 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим

большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

Согласно информации АО «ДРСК», ПС 110 кВ АК расположена на территории с периодическими подтоплениями, осложняющими и делающими невозможными выезды ремонтных бригад на автомобильном транспорте, требующими регулярной откачки воды с территории подстанции в периоды паводка/половодья. Помимо этого, ПС 110 кВ АК находится на площадке со сложными грунтами, что требует сооружения новых фундаментов для замены трансформаторного оборудования, т.е. полного демонтажа существующей ПС 110 кВ АК и фактически строительства новой ПС на месте старой.

В соответствии с разработанной и согласованной проектной документацией «Строительство ПС 110/35/6 кВ АК с установкой ТДТН-40000/110/35/6 – 2 шт., КРУ-35 кВ, КРУ-6 кВ» (идентификатор проекта Н\_27-ХЭС-35), сооружение новой ПС 110 кВ АК планируется вблизи существующей, с учетом всех особенностей грунта для исключения возможных затоплений.

В соответствии с информацией, приведенной в проекте ИПР АО «ДРСК», фактический объем финансирования по инвестиционному проекту составляет 40 % от полной стоимости инвестиционного проекта, и заключены договора на поставку оборудования. Срок реализации мероприятия в соответствии с ИПР АО «ДРСК» планируется в 2025 году.

С учетом вышеизложенного рекомендуется сооружение новой ПС 110 кВ АК с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Корфовская.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 21,96 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (2Т) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (1Т), с учетом перевода нагрузки, превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 15,1 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -19,2 °С и при нормальном режиме нагрузки трансформаторов составляет 1,2 для 1Т и 1,25 для 2Т.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 8,15 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,53 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,17 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 21,96 + 0,17 + 0 - 8,15 = 13,98 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 8,15 МВА превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом

коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Корфовская, на величину до 16,5 % (без ТП превышение до 15,1 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Корфовская ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора 2Т на ПС 110 кВ Корфовская расчетный объем ГАО составит 1,98 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора 1Т на трансформатор мощностью не менее 13,98 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора 1Т 10 МВА на 16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

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

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

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

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

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

### 2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

Мероприятия по обеспечению электроснабжения тяговых подстанций второго этапа развития Восточного полигона железных дорог открытого акционерного общества «Российские железные дороги».

В соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

– строительство ВЛ 220 кВ Комсомольская – Байкал – Оунэ/т – Кузнецовский – Ландыши/т – Ванино, ориентировочной протяженностью 433,5 км, со строительством ПП 220 кВ Байкал, строительством ПП 220 кВ Кузнецовский, с реконструкцией ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 1 и ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 2 (переустройство/вынос/замена опор), с реконструкцией ВЛ 220 кВ Селихино – Ванино и ВЛ 220 кВ Высокогорная – Ванино (переустройство/вынос), с реконструкцией ПС 500 кВ Комсомольская (расширение ОРУ 220 кВ), ПС 220 кВ Ванино (расширение ОРУ 220 кВ), с установкой СКРМ мощностью не менее 150 Мвар.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556, предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

– строительство заходов ВЛ 220 кВ Высокогорная (Кузнецовский) – Ванино (Л-263) на ПС 220 кВ Тумнин/т ориентировочной протяженностью 0,082 км и 0,075 км (2026 год);

– строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Кузнецовский – Высокогорная/т ориентировочной протяженностью 4,75 км и 4,779 км (2026 год);

– строительство ПС 220 кВ Полиметалл с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 63 МВА (2024 год);

– строительство заходов ВЛ 220 кВ Березовая – Горин на ПС 220 кВ Полиметалл ориентировочной протяженностью 5 км каждый (2024 год);

– строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Аксака/т ориентировочной протяженностью 0,959 км и 1,036 км (2026 год);

– строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Джигдаси/т ориентировочной протяженностью 1 км каждый (2026 год);

– строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Кун/т ориентировочной протяженностью 1,886 км и 1,725 км (2026 год);

– строительство заходов ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 1 (Л-255) на ПС 220 кВ Комсомольск – Сортировочный/т (ПС 220 кВ Юность/т) ориентировочной протяженностью 4,5 км каждый (2026 год);

– строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Ванино/т ориентировочной протяженностью 7,567 км и 7,404 км (2026 год);

– реконструкция ПС 220 кВ Уктур с заменой ТТ ВЛ 220 кВ Селихино – Уктур (Л-259), ВЛ 220 кВ Уктур – Высокогорная (Л-261) с увеличением пропускной способности (2026 год);

– реконструкция Амурской ТЭЦ-1 с установкой третьего трансформатора 110/6 кВ мощностью 63 МВА (2024 год).

Организации, ответственные за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети», АО «ДРСК», АО «ДГК».

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

Мероприятия для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России.

Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Хабаровского края приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Хабаровского края

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год реализации	Ответственная организация
1	Реконструкция ПС 500 кВ Хехцир 2 с укрупнением путем присоединения ПС 220 кВ Хехцир с заменой на ПС 220 кВ Хехцир автотрансформаторов АТ-1 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	2×125 МВА	2027	ПАО «Россети»
2	Реконструкция ПС 220 кВ Уктур с установкой второго трансформатора 220/10 кВ мощностью 10 МВА	1×10 МВА	2025	ПАО «Россети»

2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям

Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям, приведен в 4.2.

## **2.4 Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности**

### **2.4.1 ОЭС Востока**

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

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

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

Основные показатели баланса электрической энергии ОЭС Востока для условий среднегодового года представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Баланс электрической энергии ОЭС Востока для условий среднегодового года, млн кВт·ч

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии	51006	55667	59984	63425	63963	64086
Экспорт электрической энергии	4500	4500	4500	4500	4500	4500
Потребность в электрической энергии	55506	60167	64484	67925	68463	68586
Производство электрической энергии	46860	50655	54646	59426	59432	59433 <sup>1)</sup>
ГЭС	16316	16316	16316	16316	16316	16316
ТЭС	30544	34339	38330	43110	43116	43117
Дефицит (-)/избыток (+)	-8646	-9512	-9838	-8499	-9031	-9153
Сальдо перетоков электрической энергии в смежные энергосистемы (выдача «-»; прием «+»)	-1027	-1399	-1549	-1549	-1549	-1549
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом сальдо перетоков электрической энергии в смежные энергосистемы	-9672	-10911	-11387	-10048	-10580	-10702

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

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

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Бурейская ГЭС – Амурская» и КС «Районная – Городская», для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Баланс мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Бурейская ГЭС – Амурская» и КС «Районная – Городская», для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности за КС «Амурэнерго – Якутия» (потребление энергорайона между КС «Районная – Городская» и КС «Якутия – Амурэнерго»)	1322	1306	1314	1353	1353	1379
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций между КС «Районная – Городская» и КС «Якутия – Амурэнерго»	555	891	1190	1415	1415	1415
Пропускная способность КС «Районная – Городская» в нормальной схеме	310	310	310	310	310	310



Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности за КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» (энергорайон между КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» и КС «Якутия – Амурэнерго»)	684	766	759	771	771	775
Потребность в мощности за КС «Бурейская ГЭС – Амурская» (энергорайон между КС «Бурейская ГЭС – Амурская» и КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» в том числе экспорт в Китайскую Народную Республику	2708 950	2701 950	2690 950	2723 950	2723 950	2734 950
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций за КС «Бурейская ГЭС – Амурская» (энергорайон между КС «Бурейская ГЭС – Амурская» и КС «ОЭС – Запад Амурэнерго»)	1669	1669	1669	1669	1669	1669
Пропускная способность КС «Бурейская ГЭС – Амурская» в нормальной схеме	1541	1541	1541	1541	1541	1541
Пропускная способность КС «Бурейская ГЭС – Амурская» в единичной ремонтной схеме	800	800	800	800	800	800
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	-639	-362	-53	88	88	47
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-1380	-1103	-794	-653	-653	-694

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Районная – Городская» и КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18», для периода зимних максимальных нагрузок, приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Баланс мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Районная – Городская» и КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18», для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности в том числе Центральный район энергосистемы Республики Саха (Якутия)	1207 415	1222 418	1267 416	1290 417	1294 418	1318 426
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций в том числе Центральный район энергосистемы Республики Саха (Якутия)	158 125	240 207	230 197	230 197	230 197	230 197
Пропускная способность КС «Районная – Городская» в нормальной схеме	310	310	310	310	310	310
Пропускная способность КС «Районная – Городская» в единичной ремонтной схеме	235	235	235	235	235	235

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Пропускная способность КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18» в нормальной схеме	380	380	620	620	620	620
Пропускная способность КС «Томмот – Майя» в нормальной схеме	130	130	130	130	130	130
Пропускная способность КС «Томмот – Майя» в единичной ремонтной схеме	100	65	65	65	65	65
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	-359	-292	-107	-130	-134	-158
в том числе Центральный район энергосистемы Республики Саха (Якутия)	-160	-81	-89	-90	-91	-99
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-434	-367	-182	-205	-209	-233
в том числе Центральный район энергосистемы Республики Саха (Якутия)	-190	-146	-154	-155	-156	-164

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Хабаровск – Комсомольск», для периода зимних максимальных нагрузок, приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Баланс мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Хабаровск – Комсомольск», для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности	920	1097	1264	1264	1264	1274
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций	757	757	670	670	670	670
Пропускная способность КС «Хабаровск – Комсомольск» в нормальной схеме	780	780	780	780	780	780
Пропускная способность КС «Хабаровск – Комсомольск» в единичной ремонтной схеме	450	450	450	450	450	450
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	617	441	186	186	186	175
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	287	111	-144	-144	-144	-155

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «Переход через Амур» для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Баланс мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «Переход через Амур» для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности	4239	4450	4594	4624	4644	4718
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций	2130	2160	2972	2972	2972	3592

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Пропускная способность КС «Переход через Амур» в нормальной схеме	1265	1265	1265	1265	1265	1265
Пропускная способность КС «Переход через Амур» в единичной ремонтной схеме	680	680	680	680	680	680
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	-845	-1025	-357	-387	-407	140
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-1430	-1610	-942	-972	-992	-445

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «ПримГРЭС – Юг» для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Баланс мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «ПримГРЭС – Юг» для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности	3022	3204	3285	3316	3337	3402
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций	872	872	1381	1381	1381	1381
Пропускная способность КС «ПримГРЭС – Юг» в нормальной схеме	1745	2010	2010	2070	2070	2070
Пропускная способность КС «ПримГРЭС – Юг» в единичной ремонтной схеме	1260	1720	1720	1780	1780	1780
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	-405	-322	105	134	114	48
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-890	-612	-185	-156	-176	-242

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

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

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

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

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

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

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

– в энергорайоне ОЭС Востока, ограниченном КС «Районная – Городская» и КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18», сооружение Гарантированной генерации установленной мощностью не менее 233 МВт, в том числе не менее 164 МВт в Центральном районе энергосистемы Республики Саха (Якутия);

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

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

При этом оставшаяся часть дефицита электрической энергии, эквивалентная 519 МВт Гарантированной генерации, может быть покрыта путем строительства на территории ОЭС Востока солнечных электростанций (далее – СЭС) и ветроэлектрических станций (далее – ВЭС) суммарной установленной мощностью порядка 1700 МВт.

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

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

### **3 Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы**

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

В таблице 18 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории Хабаровского края, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 18 – Перечень планируемых к вводу потребителей на территории Хабаровского края

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
1	Развитие второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	119,3	373,0	220	2027	ПС 220 кВ Кругликово/т ПС 220 кВ Дормидонтовка/т ПС 220 кВ Аван/т ПС 220 кВ Розенгартовка/т ПС 220 кВ Бикин/т ПС 500 кВ Хабаровская ПС 500 кВ Комсомольская ПС 220 кВ НПС-1 ПС 220 кВ НПС-2 ПС 220 кВ НПС-3 ПС 220 кВ Старт ПС 220 кВ Селихино ПС 220 кВ Уктур ПС 220 кВ Высокогорная ПС 220 кВ Ванино
					110		ПС 110 кВ Хабаровск/т
2	Малмыжский ГОК Малмыжское месторождение	ООО «Амур Минералс»	0,0	250,0	500	2024	ПС 500 кВ Таёжная ПС 220 кВ Малмыж

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
3	ООО «Ресурсы Албазино»	ООО «Ресурсы Албазино»	0,0	48,0	110	2024	ПС 220 кВ Березовая ПС 220 кВ Горин
4	Терминал по перевалке сжиженных углеводородных газов	НАО «Прайм»	0,0	32,7	110	2024	ПС 220 кВ Ванино
5	Комплексное освоение территории в границах ул. Воронежской – ул. Бондаря в Краснофлотском районе г. Хабаровска	ООО «Специализированный Застройщик «Оптималь»	0,0	28,6	110	2025	ПС 220 кВ Амур
6	АО «ННК-Хабаровский НПЗ»	АО «ННК-Хабаровский НПЗ»	42,4	21,8	110	2026	ПС 220 кВ Амур
7	ТОСЭР «Ракитное»	АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»	31,1	16,6	10	2024	ПС 220 кВ Восток
8	Перегрузочный комплекс	ООО «Компания Ремсталь»	0,0	16,0	110	2025	Совгаванская ТЭЦ ПС 220 кВ Ванино ПС 110 кВ Эгге
9	Комплекс гидрокрекинга. ОЗХ комплекса гидрокрекинга	ООО «РН-Комсомольский НПЗ»	25,0	15,0	110	2024	ПС 220 кВ Старт ПС 110 кВ Т

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
10	«Комплексное освоение территории в границах ул. Воронежской – ул. Бондаря в Краснофлотском районе г. Хабаровска»	ООО «Специализированный застройщик «Талан-Регион-24»	0,0	10,3	0,4	2024 с поэтапным набором мощности до 2030	ПС 110 кВ СМР
11	Аэровокзальный комплекс	АО «Хабаровский аэропорт»	4,06	11,94	6	2024	ПС 110 кВ ГВФ



### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области с выделением данных по Хабаровскому краю на период 2025–2030 годов, представлен в таблице 19.

Таблица 19 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области с выделением данных по Хабаровскому краю

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
<i>Энергосистема Хабаровского края и Еврейской автономной области</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	12055	13027	14301	15683	16910	16877	16890
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	972	1274	1382	1227	-33	13
Годовой темп прироста, %	–	8,06	9,78	9,66	7,82	-0,20	0,08
<i>Хабаровский край</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	10075	10998	12254	13441	14474	14446	14459
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	923	1256	1187	1033	-28	13
Годовой темп прироста, %	–	9,16	11,42	9,69	7,69	-0,19	0,09
Доля потребления электрической энергии Хабаровского края в энергосистеме Хабаровского края и Еврейской автономной области, %	83,6	84,4	85,7	85,7	85,6	85,6	85,6

Потребление электрической энергии по энергосистеме Хабаровского края и Еврейской автономной области прогнозируется на уровне 16890 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 5,46 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области прогнозируется в 2027 году и составит 1382 млн кВт·ч или 9,66 %. Снижение потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 33 млн кВт·ч или 0,20 %.

Потребление электрической энергии по территории Хабаровского края прогнозируется на уровне 14459 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 5,90 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории Хабаровского края прогнозируется в 2026 году и составит 1256 млн кВт·ч или 11,42 %. Снижение потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 28 млн кВт·ч или 0,19 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории Хабаровского края учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 18.

Изменение динамики потребления электрической энергии по территории Хабаровского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 3.

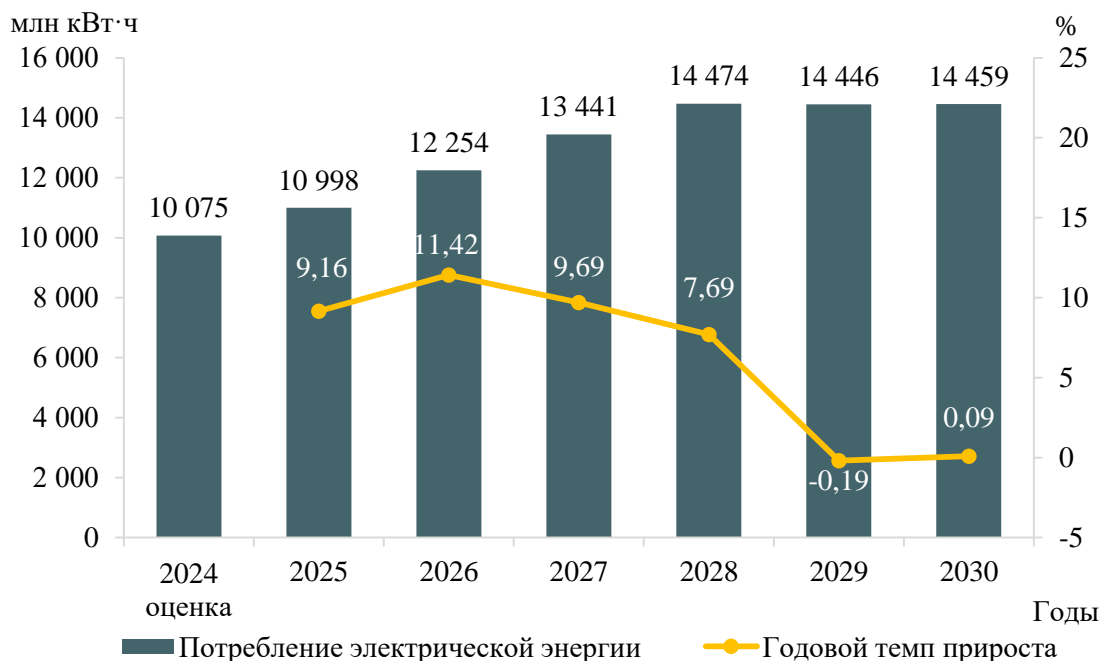


Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии по территории Хабаровского края и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии по территории Хабаровского края обусловлена следующими основными факторами:

- вводом новых потребителей, в том числе наибольшей мощностью – Малмыжский ГОК, ООО «Амур Минералс»;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта, портовой и авиационной инфраструктуры;
- развитием действующих промышленных предприятий.

### 3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области с выделением данных по Хабаровскому краю, на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области с выделением данных по Хабаровскому краю

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
<i>Энергосистема Хабаровского края и Еврейской автономной области</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	2200	2329	2369	2566	2740	2741	2743
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	129	40	197	174	1	2
Годовой темп прироста, %	–	5,86	1,72	8,32	6,78	0,04	0,07
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5480	5593	6037	6112	6172	6157	6158
<i>Хабаровский край</i>							
Потребление мощности на час максимума энергосистемы, МВт	1870	1978	2014	2191	2344	2345	2347
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	108	36	177	153	1	2
Годовой темп прироста, %	–	5,78	1,82	8,79	6,98	0,04	0,09
Доля потребления мощности Хабаровского края в энергосистеме Хабаровского края и Еврейской автономной области, %	85,0	84,9	85,0	85,4	85,5	85,6	85,6
Число часов использования потребления мощности, ч/год	5388	5560	6084	6135	6175	6160	6161

Максимум потребления мощности энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области к 2030 году прогнозируется на уровне 2743 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 3,99 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2027 году и составит 197 МВт или 8,32 %, что обусловлено увеличением потребления объектами ОАО «РЖД» и вводом в работу крупных промышленных предприятий; наименьший прогнозируется в 2029 году и составит 1 МВт или 0,04 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период в целом останется таким же разуплотненным, как и в отчетном периоде. Однако, к 2030 году прогнозируется увеличение числа часов использования максимума до 6158 ч/год.

Потребление мощности Хабаровского края к 2030 году прогнозируется на уровне 2347 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 4,23 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2027 году и составит 177 МВт или 8,79 %, что обусловлено планируемым вводом в работу промышленных объектов; наименьший прогнозируется в 2029 году и составит 1 МВт или 0,04 %.

Годовой режим потребления электрической энергии Хабаровского края в прогнозный период в целом останется таким же разуплотненным, как и в отчетном периоде. Однако, к 2030 году прогнозируется увеличение числа часов использования максимума до 6161 ч/год против 5560 ч/год в 2025 году.

Динамика изменения потребления мощности Хабаровского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.

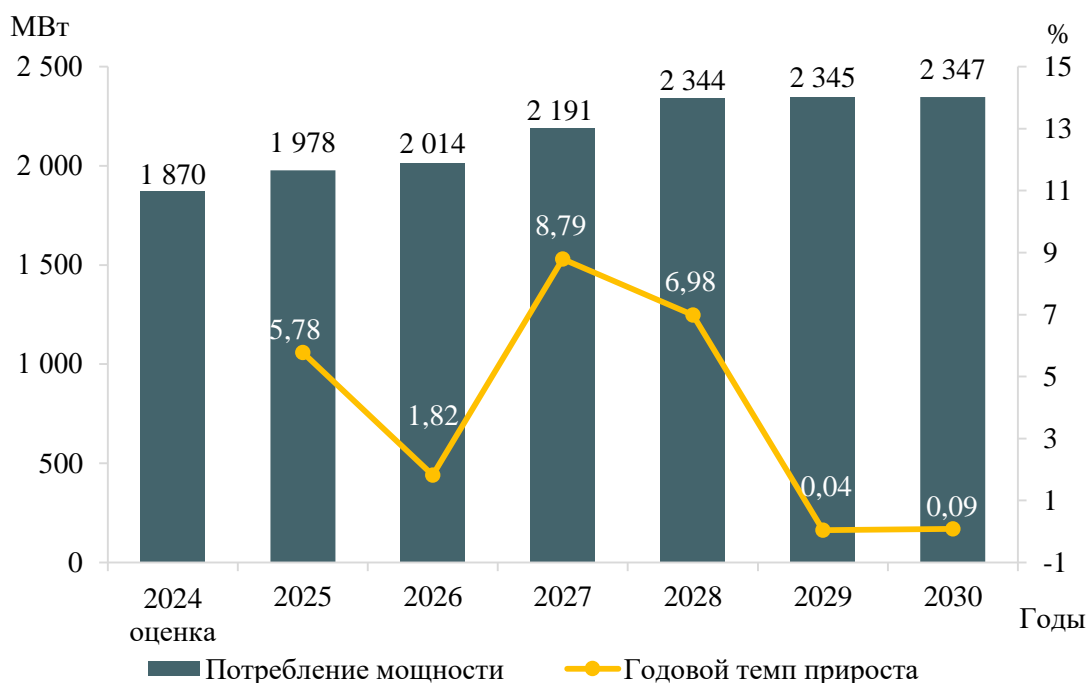


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности Хабаровского края и годовые темпы прироста

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

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, расположенных на территории Хабаровского края, в период 2025–2030 годов составляют 522,5 МВт.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, расположенных на территории Хабаровского края, в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, расположенных на территории Хабаровского края, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	–	–	–	522,5	–	–	–	522,5
ТЭС	–	–	–	522,5	–	–	–	522,5

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, расположенных на территории Хабаровского края, в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 410 МВт на ТЭС.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, расположенных на территории Хабаровского края, в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, расположенных на территории Хабаровского края, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	–	–	–	410	–	–	–	410
ТЭС	–	–	–	410	–	–	–	410

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, расположенных на территории Хабаровского края, в 2030 году составит 2026 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, расположенных на территории Хабаровского края, не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, расположенных на территории Хабаровского края, представлена в таблице 23. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, расположенных на территории Хабаровского края, представлена на рисунке 5.

Таблица 23 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, расположенных на территории Хабаровского края, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	2138,5	2138,5	2138,5	2026,0	2026,0	2026,0	2026,0
ТЭС	2138,5	2138,5	2138,5	2026,0	2026,0	2026,0	2026,0

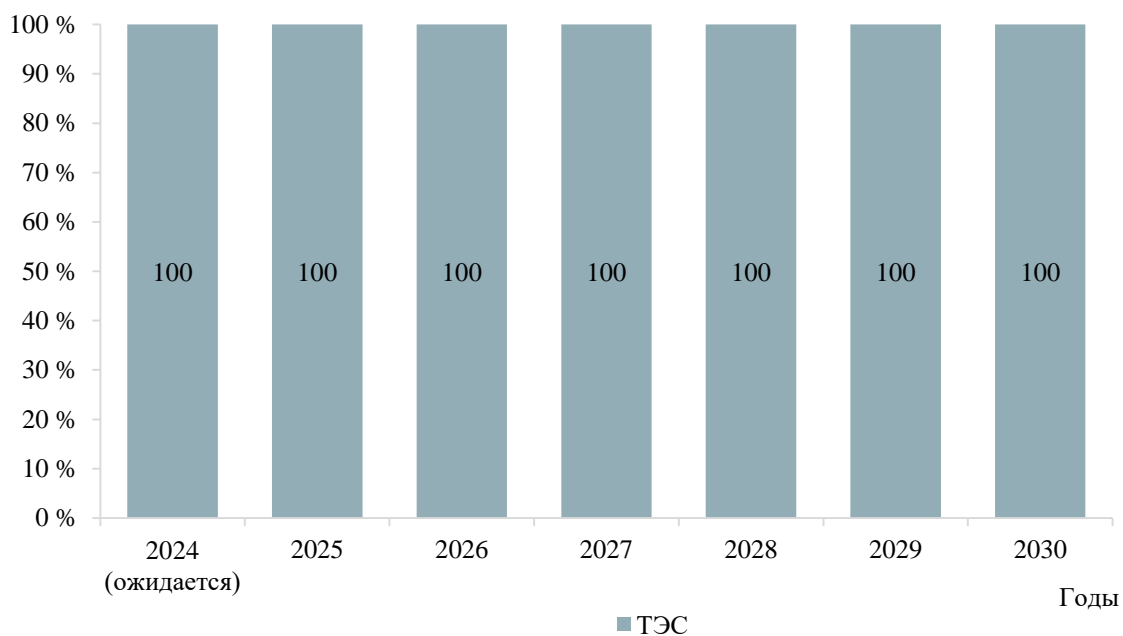


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, расположенных на территории Хабаровского края

Перечень действующих электростанций энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, расположенных на территории Хабаровского края, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) приведен в приложении А.

## **4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы**

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

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Хабаровского края не требуются.

### **4.2 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Хабаровского края**

В таблице 24 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Хабаровского края.

Таблица 24 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Хабаровского края

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ – Ванино II цепь до границы участка Заявителя ориентировочной протяженностью 2,7 км	АО «ДРСК»	110	км	2,7	–	–	–	–	–	–	2,7	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Компания Ремсталь»	ООО «Компания Ремсталь»	–	16
2	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ – Эгге до границы участка Заявителя ориентировочной протяженностью 0,45 км	АО «ДРСК»	110	км	0,45	–	–	–	–	–	–	0,45				
3	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ – Ванино II цепь от границы земельного участка Заявителя до ПС 110 кВ Ремсталь ориентировочной протяженностью 0,5 км	ООО «Компания Ремсталь»	110	км	0,5	–	–	–	–	–	–	0,5				
4	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ – Эгге от границы земельного участка Заявителя до ПС 110 кВ Ремсталь ориентировочной протяженностью 0,5 км	ООО «Компания Ремсталь»	110	км	0,5	–	–	–	–	–	–	0,5				
5	Строительство ПС 110 кВ Ремсталь с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ООО «Компания Ремсталь»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32				
6	Строительство ВЛ 220 кВ Комсомольская – Байкал – Оунэ/т – Кузнецовский – Ландыши/т – Ванино, ориентировочной протяженностью 433,5 км, со строительством ПП 220 кВ Байкал, строительством ПП 220 кВ Кузнецовский, с реконструкцией ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 1 и ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 2 (переустройство/ вынос/замена опор), с реконструкцией ВЛ 220 кВ Селихино – Ванино и ВЛ 220 кВ Высокогорная – Ванино	ПАО «Россети»	220	км	–	–	433,5	–	–	–	–	433,5	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Компания Ремсталь», ОАО «РЖД»)	ООО «Компания Ремсталь»	–	16
7	(переустройство/вынос), с реконструкцией ПС 500 кВ Комсомольская (расширение ОРУ 220 кВ), ПС 220 кВ Ванино (расширение ОРУ 220 кВ), с установкой СКРМ мощностью не менее 150 Мвар	ПАО «Россети»	220	Мвар	–	–	6×25	–	–	–	–	150				
8	Строительство ПС 220 кВ Полиметалл с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития	ООО «Ресурсы Албазино»	–	48



№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
9	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Березовая – Горин на ПС 220 кВ Полиметалл ориентировочной протяженностью 5 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	2×5	–	–	–	–	–	–	–	10	электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Ресурсы Албазино»			
10	Строительство ВЛ 110 кВ Полиметалл – Албазино ориентировочной протяженностью 238 км	ООО «Ресурсы Албазино»	110	км	238	–	–	–	–	–	–	–	238	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Ресурсы Албазино»	ООО «Ресурсы Албазино»	–	48
11	Строительство ПС 110 кВ Албазино с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый,	ООО «Ресурсы Албазино»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80				
12	ИРМ 110 кВ мощностью не менее 22 Мвар		110	Мвар	22	–	–	–	–	–	–	–	–				
13	Реконструкция ПС 220 кВ Розенгартовка/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	25,19	16,25
14	Строительство ПС 110 кВ Ая с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	НАО «Прайм»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя НАО «Прайм»	НАО «Прайм»	–	32,7
15	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Ванино – Ая ориентировочной протяженностью 10,5 км	НАО «Прайм»	110	км	2×10,5	–	–	–	–	–	–	–	21				
16	Строительство ПС 220 кВ Тумнин/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	15,93
17	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Высокогорная (Кузнецовский) – Ванино (Л-263) на ПС 220 кВ Тумнин/т ориентировочной протяженностью 0,082 км и 0,075 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	0,082 0,075	–	–	–	–	–	0,157	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	15,93
18	Строительство ПС 220 кВ Литовко/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	16,07
19	Строительство заходов ВЛ 220 кВ НПС-2 – НПС-1 с отпайкой на ПС Литовко на ПС 220 кВ Литовко/т ориентировочной протяженностью 8 км и 3,5 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	8 3,5	–	–	–	–	–	11,5				
20	Строительство ПС 220 кВ Разъезд/т (ПС 220 кВ Алякан/т) с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	14,99

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
21	Строительство заходов ВЛ 220 кВ НПС-2 – Старт на ПС 220 кВ Разъезд/т (ПС 220 кВ Алькан/т) ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×2	–	–	–	–	4				
22	Строительство ПС 220 кВ Сельгон/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	11,88
23	Строительство заходов ВЛ 220 кВ НПС-2 – НПС-3 на ПС 220 кВ Сельгон/т ориентировочной протяженностью 3 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×3	–	–	–	–	6				
24	Строительство ПС 220 кВ Эльбан/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	18,77
25	Строительство заходов ВЛ 220 кВ НПС-2 – Старт на ПС 220 кВ Эльбан/т ориентировочной протяженностью 4,5 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×4,5	–	–	–	–	9				
26	Строительство ПС 220 кВ Джеломкен/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	18,77
27	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко на ПС 220 кВ Джеломкен/т ориентировочной протяженностью 4 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×4	–	–	–	–	8				
28	Строительство ПС 220 кВ Аксака/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	23,63
29	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Аксака/т ориентировочной протяженностью 0,959 км и 1,036 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	0,959 1,036	–	–	–	–	1,995	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	23,63
30	Строительство ПС 220 кВ Оунэ/т с тремя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	3×40	–	–	–	–	120	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	63,59
31	Строительство ПС 220 кВ Джигдаси/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	20,52

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
32	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Джигдаси/т ориентировочной протяженностью 1 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×1	–	–	–	–	2	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	20,52
33	Строительство ПС 220 кВ Высокогорная/т с тремя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	3×40	–	–	–	–	120	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	47,48
34	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Кузнецовский – Высокогорная/т ориентировочной протяженностью 4,75 км и 4,779 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	4,75 4,779	–	–	–	–	9,529	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	47,48
35	Строительство ПС 220 кВ Ландыши/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	26,19
36	Строительство ПС 220 кВ Эльдиган/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	29,84
37	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино – Уктур (Л-259) на ПС 220 кВ Эльдиган/т ориентировочной протяженностью 1 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×1	–	–	–	–	2				
38	Строительство ПС 220 кВ Кумтэ/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	26,73
39	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 2 (Л- 254) на ПС 220 кВ Кумтэ/т ориентировочной протяженностью 1 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×1	–	–	–	–	2				
40	Строительство ПС 220 кВ Кун/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	25,92

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
41	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Кун/т ориентировочной протяженностью 1,886 км и 1,725 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	1,886 1,725	–	–	–	–	–	3,611	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	25,92
42	Строительство ПС 220 кВ Комсомольск –Сортировочный/т (ПС 220 кВ Юность/т) с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	47,12
43	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 1 (Л- 255) на ПС 220 кВ Комсомольск – Сортировочный/т (ПС 220 кВ Юность/т) ориентировочной протяженностью 4,5 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×4,5	–	–	–	–	–	9	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	47,12
44	Строительство ПС 220 кВ Ванино/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	27,23
45	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Ванино/т ориентировочной протяженностью 7,567 км и 7,404 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	7,567 7,404	–	–	–	–	–	14,971	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	27,23
46	Перевод ПС 35 кВ СДВ на напряжение 110 кВ с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый, перевод участка ЛЭП 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – БН № 1 с отпайками и ЛЭП 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – БН № 2 с отпайками от Хабаровской ТЭЦ-1 до ПС 35 кВ СДВ ориентировочной протяженностью 4,5 км каждая на напряжение 110 кВ	АО «ДРСК»	110	км	2×4,5	–	–	–	–	–	–	–	9	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «БРОСКО»	ООО «БРОСКО»	–	6,4

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
47	Реконструкция ПС 500 кВ Хехцир 2 с укрупнением путем присоединения ПС 220 кВ Хехцир с заменой на ПС 220 кВ Хехцир автотрансформаторов АТ-1 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	2×125	–	–	–	–	250	1. Реновация основных фондов. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	28,606	55,688
48	Реконструкция Амурской ТЭЦ-1 с установкой третьего трансформатора 110/6 кВ мощностью 63 МВА	АО «ДГК»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	–	63	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556.	ООО «Компания Ремсталь»	–	16
														2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Компания Ремсталь»)	ОАО «РЖД»	–	435
49	Реконструкция ПС 220 кВ Уктур с заменой ТТ ВЛ 220 кВ Уктур – Высокогорная (Л-261) и ВЛ 220 кВ Селихино – Уктур (Л-259) с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	х	–	–	х	–	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556.	ООО «Компания Ремсталь»	–	–
														2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Компания Ремсталь»)	ОАО «РЖД»	–	–
50	Строительство ПС 110 кВ НПЗ-3 с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ННК-Хабаровский НПЗ»	110	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «ННК-Хабаровский НПЗ»	АО «ННК-Хабаровский НПЗ»	–	62,43
51	Строительство ЛЭП 110 кВ Амур – НПЗ-3 № 1 и ЛЭП 110 кВ Амур – НПЗ-3 № 2 ориентировочной протяженностью 8,2 км каждая	АО «ННК-Хабаровский НПЗ»	110	км	–	–	2×8,2	–	–	–	–	–	16,4				
52	Реконструкция КВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – НПЗ с отпайкой на НПЗ-2 (С-16) и КВЛ 110 кВ РЦ – НПЗ с отпайкой на ПС НПЗ-2 (С-15) с демонтажем отпаяк на ПС НПЗ-2 протяженностью 0,145 км и 0,19 км	АО «ННК-Хабаровский НПЗ»	110	км	–	–	0,145 0,19	–	–	–	–	–	0,335				
53	Строительство отпаяк от ЛЭП 110 кВ Амур – НПЗ-3 № 1 и ЛЭП 110 кВ Амур – НПЗ-3 № 2 до ПС 110 кВ НПЗ-2 ориентировочной протяженностью 0,2 км каждая	АО «ННК-Хабаровский НПЗ»	110	км	–	–	2×0,2	–	–	–	–	–	0,4				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
54	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Амур – Ореховая ориентировочной протяженностью 2,8 км	АО «ДРСК»	110	км	–	2×2,8	–	–	–	–	–	–	5,6	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Специализированный застройщик «Оптималь»	ООО «Специализированный застройщик «Оптималь»	–	28,6149
55	Строительство ПС 110 кВ Ореховая с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	–	80				

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 25.

Таблица 25 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
1	Реконструкция ПС 500 кВ Хехцир-2 с укрупнением путем присоединения ПС 220 кВ Хехцир с заменой на ПС 220 кВ Хехцир автотрансформаторов АТ-1 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	2×125	–	–	–	250	1. Реновация основных фондов. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	
2	Реконструкция ПС 220 кВ Уктур с установкой второго трансформатора 220/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	1×10	–	–	–	–	–	10	Реновация основных фондов	
3	Реконструкция ПС 220 кВ Уктур с заменой ТТ ВЛ 220 кВ Селихино – Уктур (Л-259), ВЛ 220 кВ Уктур – Высокогорная (Л-261) с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	х	–	–	х	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Компания Ремсталь», ОАО «РЖД»)	
4	Строительство ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская ориентировочной протяженностью 365 км <sup>1)</sup>	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	–	365	365	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	
5	Реконструкция ПС 500 кВ Комсомольская с установкой второго автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА <sup>1)</sup>	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	–	–	3×167+ 167	501+167		
6	Строительство ВЛ 220 кВ Комсомольская – Байкал – Оунэ/т – Кузнецовский – Ландыши/т – Ванино, ориентировочной протяженностью 433,5 км, со строительством ПП 220 кВ Байкал, строительством ПП 220 кВ Кузнецовский, с реконструкцией ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 1 и ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 2	ПАО «Россети»	220	км	–	–	433,5	–	–	–	–	–	433,5	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Компания Ремсталь», ОАО «РЖД»)
	(переустройство/вынос/замена опор), с реконструкцией ВЛ 220 кВ Селихино – Ванино и ВЛ 220 кВ Высокогорная – Ванино (переустройство/вынос), с реконструкцией ПС 500 кВ Комсомольская (расширение ОРУ 220 кВ), ПС 220 кВ Ванино (расширение ОРУ 220 кВ), с установкой СКРМ мощностью не менее 150 Мвар	ПАО «Россети»	220	Мвар	–	–	6×25	–	–	–	–	–	150	
7	Строительство ПС 220 кВ Полиметалл с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	–	63	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Ресурсы Албазино»
8	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Березовая – Горин на ПС 220 кВ Полиметалл ориентировочной протяженностью 5 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	2×5	–	–	–	–	–	–	–	10	
9	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Высокогорная (Кузнецовский) – Ванино (Л-263) на ПС 220 кВ Тумнин/т ориентировочной протяженностью 0,082 км и 0,075 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	0,082 0,075	–	–	–	–	–	0,157	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»



№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
10	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Кузнецовский – Высокогорная/т ориентировочной протяженностью 4,75 км и 4,779 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	4,75 4,779	–	–	–	–	–	9,529	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
11	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Аксака/т ориентировочной протяженностью 0,959 км и 1,036 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	0,959 1,036	–	–	–	–	–	1,995	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
12	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Джигдасы/т ориентировочной протяженностью 1 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×1	–	–	–	–	–	2	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
13	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Кун/т ориентировочной протяженностью 1,886 км и 1,725 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	1,886 1,725	–	–	–	–	–	3,611	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
14	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 1 (Л-255) на ПС 220 кВ Комсомольск – Сортировочный/т (ПС 220 кВ Юность/т) ориентировочной протяженностью 4,5 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×4,5	–	–	–	–	–	9	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
15	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Ванино/т ориентировочной протяженностью 7,567 км и 7,404 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	7,567 7,404	–	–	–	–	–	14,971	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
16	Реконструкция Амурской ТЭЦ-1 с установкой третьего трансформатора 110/6 кВ мощностью 63 МВА	АО «ДГК»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	–	63	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Компания Ремсталь»)

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

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

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Строительство ПС 110 кВ АК с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
2	Реконструкция ПС 110 кВ Корфовская с заменой трансформатора 1Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «ДРСК»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

#### **4.5 Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют**

В таблице 27 приведена предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют.

Итоговые мероприятия по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, обеспечивающие возможность технологического присоединения объектов по производству электрической энергии, должны быть определены в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 861 [3], а также Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1195 [4], и Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Таблица 27 – Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Предварительный год реализации мероприятия(й) по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии								Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030			
1	Реконструкция ПС 220 кВ Хехцир с заменой автотрансформатора 1АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА на автотрансформатор 220/110 кВ мощностью 125 МВА	220	МВА	–	–	–	125	–	–	–	125	Южная ТЭЦ	ПАО «РусГидро»	410
2	Реконструкция ВЛ 110 кВ Корфовская – Хехцир с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 0,9 км	110	км	–	–	–	0,9	–	–	–	0,9			
3	Реконструкция ПС 110 кВ Корфовская с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Корфовская – Хехцир, ОСШ-110 и провода 1с 110 кВ, 2с 110 кВ и ОСШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	110	км	–	–	–	0,4	–	–	–	0,4			
4	Реконструкция ПС 220 кВ Хехцир с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Корфовская – Хехцир и в ячейке выключателя ОСМВ- 110 с увеличением пропускной способности	110	км	–	–	–	0,1	–	–	–	0,1			

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Предварительный год реализации мероприятия(й) по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии								Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт	
				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
5	Реконструкция ЗРУ 110 кВ Хабаровской ТЭЦ-1 с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Южная № 1 с увеличением пропускной способности	110	км	–	–	–	0,1	–	–	–	–	0,1			
6	Реконструкция ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – РЦ № 1 с отпайками (С-7) со строительством участка до Южной ТЭЦ ориентировочной протяженностью 0,61 км с образованием КВЛ 110 кВ Южная ТЭЦ – РЦ № 1	110	км	–	–	–	0,61	–	–	–	–	0,61			
7	Реконструкция ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – РЦ № 2 с отпайками (С-8) со строительством участка до Южной ТЭЦ ориентировочной протяженностью 0,61 км и образованием КВЛ 110 кВ Южная ТЭЦ – РЦ № 2	110	км	–	–	–	0,61	–	–	–	–	0,61			

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Предварительный год реализации мероприятия(й) по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии								Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт	
				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
8	Реконструкция ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Корфовская № 1 с отпайками (С-5) со строительством участка до Южной ТЭЦ ориентировочной протяженностью 0,63 км и образованием КВЛ 110 кВ Южная ТЭЦ – Корфовская № 1	110	км	–	–	–	0,63	–	–	–	–	0,63			
9	Реконструкция ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Корфовская № 2 с отпайками (С-6) со строительством участка до Южной ТЭЦ ориентировочной протяженностью 0,63 км и образованием КВЛ 110 кВ Южная ТЭЦ – Корфовская № 2	110	км	–	–	–	0,63	–	–	–	–	0,63			
10	Реконструкция ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – СДВ № 1 со строительством участка до Южной ТЭЦ ориентировочной протяженностью 0,58 км и образованием КВЛ 110 кВ Южная ТЭЦ – СДВ № 1	110	км	–	–	–	0,58	–	–	–	–	0,58			

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Предварительный год реализации мероприятия(й) по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии								Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт	
				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
11	Реконструкция ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – СДВ №2 со строительством участка до Южной ТЭЦ ориентировочной протяженностью 0,58 км и образованием КВЛ 110 кВ Южная ТЭЦ – СДВ № 2	110	км	–	–	–	0,58	–	–	–	–	0,58			
12	Реконструкция ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Горький № 1 (С-3) со строительством участка до Южной ТЭЦ ориентировочной протяженностью 0,65 км и образованием КВЛ 110 кВ Южная ТЭЦ – Горький № 1	110	км	–	–	–	0,65	–	–	–	–	0,65			
13	Реконструкция ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Горький № 2 (С-4) со строительством участка до Южной ТЭЦ ориентировочной протяженностью 0,65 км и образованием КВЛ 110 кВ Южная ТЭЦ – Горький № 2	110	км	–	–	–	0,65	–	–	–	–	0,65			
14	Реконструкция ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Южная № 1 (С-1) со строительством участка до Южной ТЭЦ ориентировочной протяженностью 0,66 км и образованием КВЛ 110 кВ Южная ТЭЦ – Южная № 1	110	км	–	–	–	0,66	–	–	–	–	0,66			



№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Предварительный год реализации мероприятия(й) по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии								Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024– 2030			
15	Реконструкция ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Южная № 2 (С-2) со строительством участка до Южной ТЭЦ ориентировочной протяженностью 0,66 км и образованием КВЛ 110 кВ Южная ТЭЦ – Южная № 2	110	км	–	–	–	0,66	–	–	–	0,66			

## **5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети**

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

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

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

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) утвержденных приказом Минэнерго России от 28.12.2023 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@;

2) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 22.10.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) утвержденных приказом Минэнерго России от 28.12.2023 № 38@ изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «ДГК» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 12.12.2019 № 23@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 16.12.2021 № 19@, с продлением периода реализации инвестиционной программы до 2027 года;

4) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «ДГК» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 25.10.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

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

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

7) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [5]).

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

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

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

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Хабаровского края по годам представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Хабаровского края (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	22292	19285	19270	19191	16319	11698	12166	120221

## **7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети**

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

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [6];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

### **7.1 Основные подходы**

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

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

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

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1178 [7] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2024 год на территории Хабаровского края осуществляют свою деятельность 11 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является АО «ДРСК» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 59 % в суммарной НВВ сетевых организаций Хабаровского края).

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

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

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

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

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

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

## 7.2 Исходные допущения

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

- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;
- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;
- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [8].

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов<sup>1</sup>, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2023 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;
- нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы<sup>2</sup>, для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для

---

<sup>1</sup> Постановление Комитета по ценам и тарифам Хабаровского края от 28.11.2022 № 48/169.

<sup>2</sup> Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

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

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере  $3,5 \times \text{ЕВИТДА}$  в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средняя за период 2025–2030 годов процентная ставка по заемным средствам принята в размере 12 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 35 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

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

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2024 год Постановлением Комитета по ценам и тарифам Правительства Хабаровского края от 27.12.2023 № 46/2 «О внесении изменений в Постановление Комитета по ценам и тарифам Правительства Хабаровского края от 28 ноября 2022 года № 48/170 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Хабаровского края на 2022 год, 2023–2027 годы» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Хабаровского края, и средневзвешенного темпа

роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации<sup>3</sup>.

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

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

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

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

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

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

---

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



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

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Инфляция (среднегодовая)	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	10 %	9 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Дополнительный рост единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в соответствии с регуляторным соглашением	–	–	–	–	–	–
Рост цен на газ	7 %	6 %	6 %	6 %	6 %	6 %
Рост цен на уголь	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	-1,0 %	3,6 %	1,7 %	0,2 %	-0,3 %	0,1 %

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

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

– объемы капитальных вложений в реализацию мероприятий утвержденных инвестиционных программ основных ТСО, источниками финансирования которых являются собственные средства от оказания услуг по передаче электрической энергии и привлеченные средства;

– объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. При этом не учитываются мероприятия, полностью соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденные инвестиционные программы основных ТСО, и учитываются отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

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

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Хабаровского края представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Хабаровского края (в млн руб. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	899	892	845	937	937	937
объем капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	58	61	–	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	1273	1060	1012	1186	1186	1186

### 7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Хабаровского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 32 и на рисунке 6.

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

Таблица 32 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Хабаровского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ПВВ	млрд руб.	10,0	11,3	12,1	12,6	13,0	13,5
НВВ	млрд руб.	11,4	12,3	12,8	13,1	13,6	13,8
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,4	0,91	0,7	0,5	0,6	0,3
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,70	1,85	1,95	2,02	2,09	2,17
Среднегодовой темп роста	%	–	109	105	104	104	104

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,93	2,00	2,06	2,10	2,18	2,22
Среднегодовой темп роста	%	–	103	103	102	104	102
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,23	0,15	0,11	0,08	0,09	0,05

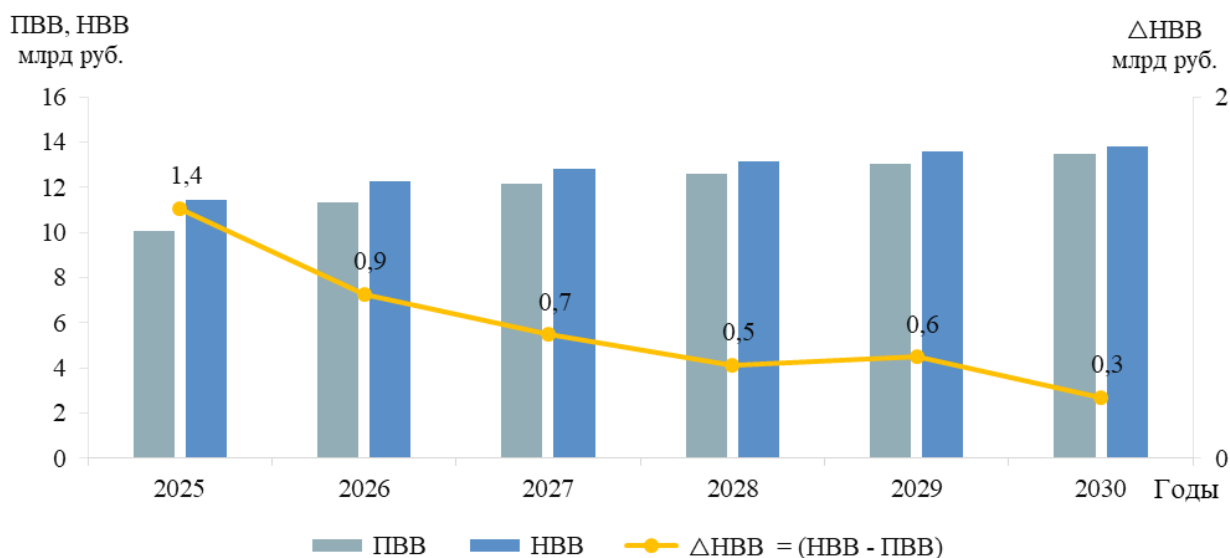


Рисунок 6 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Хабаровского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 32, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО Хабаровского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

#### 7.4 Оценка чувствительности экономических условий

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

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

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

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

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

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и выявлена недостаточность условий тарифного регулирования на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в сценариях суммарно за период 2025–2030 годов составляет 7,1–14,6 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 7.

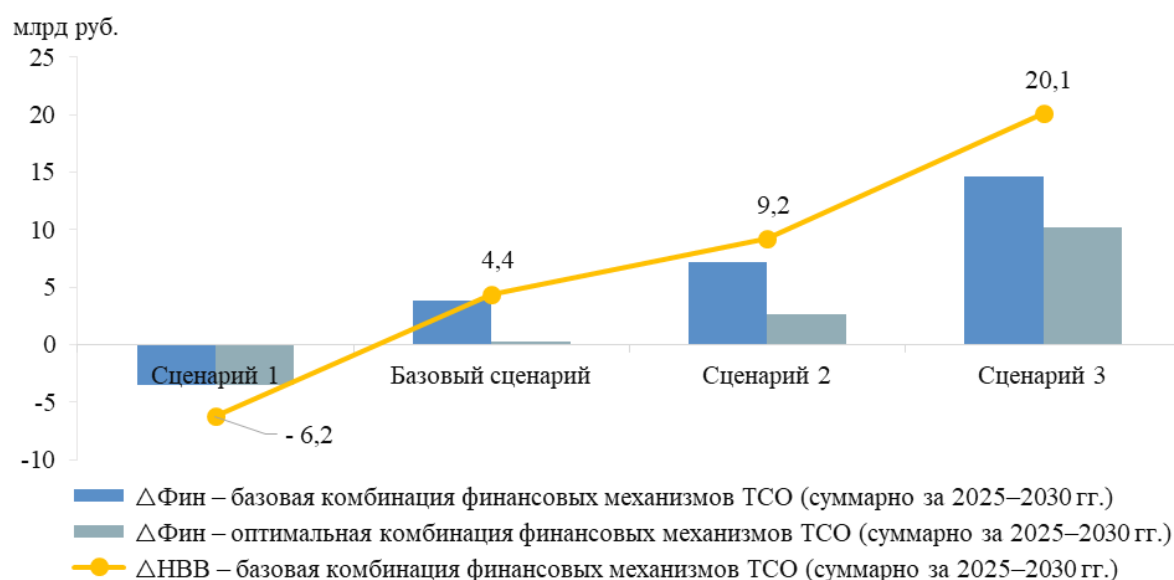


Рисунок 7 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период 2025–2030 годов)

Наименование	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	28 %	28 %	28 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	49 %	72 %	72 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %	10 %

Как видно из рисунка 7, в прогнозном периоде определена возможность снижения дефицита финансирования инвестиций во всех рассматриваемых сценариях (таблица 33), включая наиболее пессимистичный сценарий 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2024 года) при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

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

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

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Хабаровского края и Еврейской автономной области на территории Хабаровского края оценивается в 2030 году в объеме 14459 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 5,90 %.

Потребление мощности Хабаровского края к 2030 году увеличится и составит 2347 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 4,23 %.

Годовое число часов использования потребления мощности Хабаровского края в период 2025–2030 годах прогнозируется в диапазоне 5560–6175 ч/год.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, расположенных на территории Хабаровского края, в 2025–2030 годах составляют 522,5 МВт на ТЭС.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, расположенных на территории Хабаровского края, в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 410 МВт на ТЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, расположенных на территории Хабаровского края, в 2030 году составит 2026 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области на территории Хабаровского края в рассматриваемый перспективный период, выдачу мощности намеченных к сооружению новых электростанций позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области на территории Хабаровского края.

Всего за период 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 1131,148 км, трансформаторной мощности 2691 МВА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_436520/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/) (дата обращения: 29.11.2024).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_321351/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/) (дата обращения: 29.11.2024).

3. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям». – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_51030/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51030/) (дата обращения: 29.11.2024).

4. Правила разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 декабря 2020 г. № 1195 «Об утверждении Правил разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», от 8 февраля 2019 г. № 81 «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», зарегистрирован М-вом юстиции 27 апреля 2021 г. № 63248. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_383101/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_383101/) (дата обращения: 29.11.2024).

5. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_471328/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/) (дата обращения: 29.11.2024).

6. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_438028/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/) (дата обращения: 29.11.2024).

7. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_125116/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/) (дата обращения: 29.11.2024).

8. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_46197/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/) (дата обращения: 29.11.2024).



**ПРИЛОЖЕНИЕ А**

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
Энергосистема Хабаровского края и Еврейской автономной области, территория Хабаровского края														
Хабаровская ТЭЦ-1	АО «ДГК»			Газ, мазут, уголь										
		1	ПР-25/30-90/10/0,9		25,0	25,0	25,0	25,0						Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		2	ПТ-25/30-90		30,0	30,0	30,0	30,0						Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		3	ПР-25/30-90/10/0,9		25,0	25,0	25,0	25,0						Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		6	ПТ-50-90/13		50,0	50,0	50,0	50,0						Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		7	Т-100-130		100,0	100,0	100,0	100,0						Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		8	Т-100-130		100,0	100,0	100,0	100,0						Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		9	Т-100/120-130-2		105,0	105,0	105,0	105,0						Вывод из эксплуатации в 2027 г.
Установленная мощность, всего		–	–		–	435,0	435,0	435,0	435,0					
Хабаровская ТЭЦ-3	АО «ДГК»			Уголь, газ, мазут										
		1	Т-180/210-130-1		180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	
		2	Т-180/210-130-1		180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	
		3	Т-180/210-130-1		180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	
		4	Т-180/210-130-1		180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	720,0	720,0	720,0	720,0	720,0	720,0	720,0	720,0		
Комсомольская ТЭЦ-1	АО «ДГК»			Газ, мазут										
		2	Р-15-29/1,2		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0		
Комсомольская ТЭЦ-2	АО «ДГК»			Газ, уголь, мазут										
		5	Т-27,5-90		27,5	27,5	27,5	27,5						Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		6	ПТ-60-90/13		60,0	60,0	60,0	60,0						Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		7	Т-55-130		55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	
		8	Т-55-130		55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	197,5	197,5	197,5	197,5	110,0	110,0	110,0	110,0		
Амурская ТЭЦ-1	АО «ДГК»			Газ, мазут, уголь										
		1	ПР-25-90/10/1,2		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		2	ПТ-60-90/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		3	ПТ-60-90/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		4	ПТ-60-90/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		5	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	285,0	285,0	285,0	285,0	285,0	285,0	285,0	285,0		
Комсомольская ТЭЦ-3	АО «ДГК»			Газ, мазут										
		1	Т-180/210-130-1		180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	
		2	Т-180/210-130-1		180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0		
Совгаванская ТЭЦ	АО «ТЭЦ в г. Советская Гавань»			Уголь, дизельное топливо										
		1	Т-63-13/0,25		63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	
		2	Т-63-13/0,25		63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0		
Хабаровская ТЭЦ-4 (Южная ТЭЦ)	ПАО «РусГидро»			Газ										
		1	ПГУ						205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.
		2	ПГУ						205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–					410,0	410,0	410,0	410,0		

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б**

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

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

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция ПС 500 кВ Хехцир 2 с укрупнением путем присоединения ПС 220 кВ Хехцир с заменой на ПС 220 кВ Хехцир автотрансформаторов АТ-1 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	2×125	–	–	–	250	–	Реновация основных фондов	1475,74	1458,30
2	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция ПС 220 кВ Уктур с установкой второго трансформатора 220/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	1×10	–	–	–	–	–	10	2025	Реновация основных фондов		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
3	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция ПС 220 кВ Уктур с заменой ТТ ВЛ 220 кВ Селихино – Уктур (Л-259), ВЛ 220 кВ Уктур – Высокогорная (Л-261) с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	х	–	–	х	–	–	–	–	х	2025	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	111,82	108,18
4	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край, Еврейская автономная область	Строительство ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская ориентировочной протяженностью 365 км <sup>3)</sup>	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	–	365	365	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	66424,87	66424,87
5	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция ПС 500 кВ Комсомольская с установкой второго автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА <sup>3)</sup>	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	–	–	3×167 + 167	501+167	–		4880,21	4880,21

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
6	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство ВЛ 220 кВ Комсомольская – Байкал – Оунэ/т – Кузнецовский – Ландыши/т – Ванино, ориентировочной протяженностью 433,5 км, со строительством ПП 220 кВ Байкал, строительством ПП 220 кВ Кузнецовский, с реконструкцией ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 1 и ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 2 (переустройство / вынос / замена опор), с реконструкцией ВЛ 220 кВ Селихино – Ванино и ВЛ 220 кВ Высокогорная – Ванино (переустройство/вынос), с реконструкцией ПС 500 кВ Комсомольская (расширение ОРУ 220 кВ), ПС 220 кВ Ванино (расширение ОРУ 220 кВ), с установкой СКРМ мощностью не менее 150 Мвар <sup>4)</sup>	ПАО «Россети»	220	км	–	–	433,50	–	–	–	–	433,50	2026	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р	54778,26	49344,03
			ПАО «Россети»	220	Мвар	–	–	6×25	–	–	–	–	150	2026				
7	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Высокогорная (Кузнецовский) – Ванино (Л-263) на ПС 220 кВ Гумнин/т ориентировочной протяженностью 0,082 км и 0,075 км <sup>4)</sup>	ПАО «Россети»	220	км	–	–	0,082 0,075	–	–	–	–	0,157	2025	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	14,98	14,98

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
8	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Кузнецовский – Высокогорная/т ориентировочной протяженностью 4,75 км и 4,779 км <sup>4)</sup>	ПАО «Россети»	220	км	–	–	4,75 4,779	–	–	–	–	9,529	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	758,47	743,97
9	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство с одним автотрансформатором мощностью 63 МВА <sup>4)</sup> ПС 220 кВ 220/110 кВ	ПАО «Россети»	220	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	2025	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	3709,57	3698,8

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
10	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Березовая – Горин на ПС 220 кВ Полиметалл ориентировочной протяжённостью 5 км каждый <sup>4)</sup>	ПАО «Россети»	220	км	2×5	–	–	–	–	–	–	10	2025	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556		
11	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Аксака/т ориентировочной протяженностью 0,959 км и 1,036 км <sup>4)</sup>	ПАО «Россети»	220	км	–	–	0,959 1,036	–	–	–	–	1,995	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	159,63	159,63

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
12	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Джигдаси/т ориентировочной протяженностью 0,725 км и 0,731 км <sup>4)</sup>	ПАО «Россети»	220	км	–	–	0,725 0,731	–	–	–	–	1,456	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	123,10	123,10
13	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Кун/т ориентировочной протяженностью 1,886 км и 1,725 км <sup>4)</sup>	ПАО «Россети»	220	км	–	–	1,886 1,725	–	–	–	–	3,611	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	317,97	317,97

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
14	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 1 (Л-255) на ПС 220 кВ Комсомольск – Сортировочный/т (ПС 220 кВ Юность/т) ориентировочной протяженностью 4,5 км каждый <sup>4)</sup>	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×4,5	–	–	–	–	9	2025	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	332,98	332,98
15	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Ванино/т ориентировочной протяженностью 7,567 км и 7,404 км <sup>4)</sup>	ПАО «Россети»	220	км	–	–	7,567 7,404	–	–	–	–	14,971	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	1110,17	1110,17



№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
16	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство ПС 110 кВ АК с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	918,47	419,30
17	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция ПС 110 кВ Корфовская с заменой трансформатора 1Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «ДРСК»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	205,90	205,90	

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
18	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция Амурской ТЭЦ-1 с установкой третьего трансформатора 110/6 кВ мощностью 63 МВА	АО «ДГК»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	2024	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	424,60	368,47

#### Примечания

1<sup>1)</sup> Необходимый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки проекта схемы и программы развития электроэнергетических систем России (СиПР ЭЭС России), начиная с которого на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети выявлена необходимость выполнения мероприятия (постановки под напряжение объектов электросетевого хозяйства либо ввода в работу вторичного оборудования, предусмотренных мероприятием), направленного на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), обеспечение надежного и эффективного функционирования электроэнергетической системы, повышение надежности электроснабжения потребителей электрической энергии, исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации. Если такая необходимость выполнения мероприятия была определена в период, предшествующий году разработки СиПР ЭЭС России, но мероприятие не было выполнено, то в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России. В отношении мероприятий, необходимый год реализации которых был предусмотрен в году разработки СиПР ЭЭС России в соответствии с утвержденными Минэнерго России СиПР ЭЭС России предшествующего среднесрочного периода, в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2<sup>2)</sup> Планируемый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки СиПР ЭЭС России, в котором планируется осуществить комплексное опробование линий электропередачи и (или) основного электротехнического оборудования подстанций с подписанием соответствующего акта комплексного опробования оборудования, определенный в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, а также в решениях, принятых в году разработки СиПР ЭЭС России в рамках согласительных совещаний процедуры рассмотрения и утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации, Министра энергетики Российской Федерации.

3<sup>3)</sup> Мероприятие является альтернативой строительства новых генерирующих объектов для покрытия дефицита мощности в северной части энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области за КС «Хабаровск – Комсомольск» на территории технологически необходимой генерации ОЭС Востока.

4<sup>4)</sup> Мероприятие по развитию электрической сети осуществляется в рамках технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям при реализации инвестиционных проектов, за счет платы за их технологическое присоединение после разработки проектной документации, получения положительного заключения экспертизы и установления соответственно платы за технологическое присоединение, определение параметров строительства таких объектов осуществляется в рамках соглашения о порядке взаимодействия заявителя и сетевой организации в целях выполнения мероприятий по технологическому присоединению по индивидуальному проекту.