

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ  
СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ  
НА 2026–2031 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 .....	24
2.4	Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности .....	25
2.4.1	ОЭС Востока .....	25
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы .....	35
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	35
3.2	Прогноз потребления электрической энергии .....	38
3.3	Прогноз потребления мощности .....	39
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	41
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы .....	44
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше .....	44
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 .....	44
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	53
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 .....	58
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети .....	60
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию .....	61
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	63
7.1	Основные подходы .....	63
7.2	Исходные допущения .....	64
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства .....	67
7.3	Результаты оценки тарифных последствий .....	69
7.4	Оценка чувствительности экономических условий .....	70
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	<b>73</b>

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	74
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации .....	75
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.....	77

Книга 2

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АТ	–	автотрансформатор
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЧЗ	–	высокочастотный заградитель
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГПЭС	–	газопоршневая электростанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИПР	–	инвестиционная программа развития
ИРМ	–	источник реактивной мощности
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
КРУ	–	комплектное распределительное устройство
КРУЭ	–	комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
КС	–	контролируемое сечение
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
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция

РДУ	– филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление
РУ	– (электрическое) распределительное устройство
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
СЭС	– солнечная электростанция
Т	– трансформатор
ТНВ	– 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
$U_{\text{ном}}$	– номинальное напряжение

## ВВЕДЕНИЕ

«Схема и программа развития энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области на 2026–2031 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 2020–2024 годов. За отчетный принимается 2024 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 (2026–2031 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 2031 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 2031 года, в том числе рассмотрены:

- 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	
ООО «Амур Минералс»	160,2
ООО «Амурсталь» (завод «Амурметалл»)	156,5
ОАО «РЖД»	103,8
Более 50 МВт	
–	–

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 10 МВт	
ТС ВСТО ПАО «Транснефть» (НПС-1, НПС-2, НПС-3, НПС-34, НПС-36)	46,3
АО «ННК-Хабаровский НПЗ»	37,0
ООО «АГМК»	34,0
АО «Ургалуголь»	31,4
ООО «РН-Комсомольский НПЗ»	31,1
АО «ВТУ»	27,5
Филиал ПАО «ОАК» – «КнаАЗ им. Ю.А. Гагарина»	25,2
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 01.01.2025 составила 2138,5 МВт на ТЭС.

В структуре генерирующих мощностей энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, расположенных на территории Хабаровского края, 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 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	2138,5	–	–	–	–	2138,5
ТЭС	2138,5	–	–	–	–	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 2024 году составило 11017,4 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 2020–2024 годов, млн кВт·ч

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	8309,1	8378,9	9419,5	9966,0	11017,4
ТЭС	8309,1	8378,9	9419,5	9966,0	11017,4

### 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	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
<i>Энергосистема Хабаровского края и Еврейской автономной области</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	10541	11067	11357	11642	12143
Годовой темп прироста, %	0,51	4,99	2,62	2,51	4,30
Максимум потребления мощности, МВт	1816	1954	1980	2086	2105
Годовой темп прироста, %	3,24	7,58	1,35	5,35	0,91
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5804	5665	5736	5581	5769
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	30.12 04:00	30.12 11:00	11.01 03:00	22.12 04:00	31.12 11:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-26,8	-30,1	-27,2	-31,9	-24,3
<i>Хабаровский край</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	8777	9237	9453	9680	10184
Годовой темп прироста, %	0,02	5,24	2,34	2,40	5,21
Доля потребления электрической энергии Хабаровского края в энергосистеме Хабаровского края и Еврейской автономной области, %	83,3	83,5	83,2	83,1	83,9
Потребление мощности на час прохождения максимума энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, МВт	1564	1668	1681	1756	1784
Годовой темп прироста, %	5,11	6,65	0,78	4,46	1,59
Доля потребления мощности Хабаровского края в энергосистеме Хабаровского края и Еврейской автономной области, %	86,1	85,4	84,9	84,2	84,8
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5613	5538	5623	5512	5708

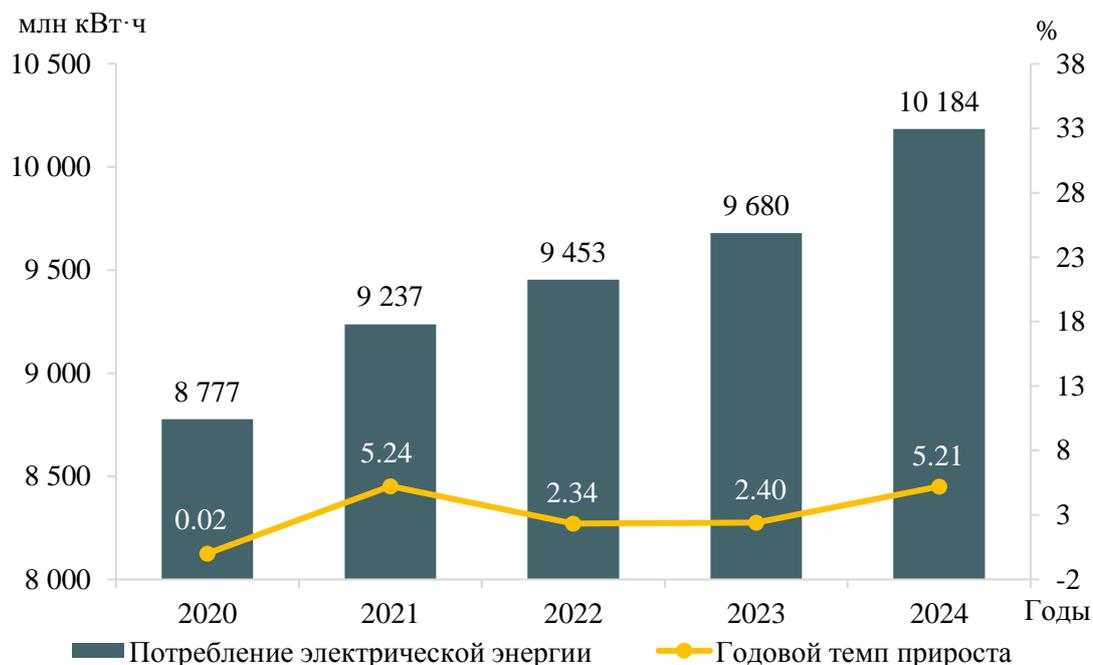


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии по территории Хабаровского края и годовые темпы прироста

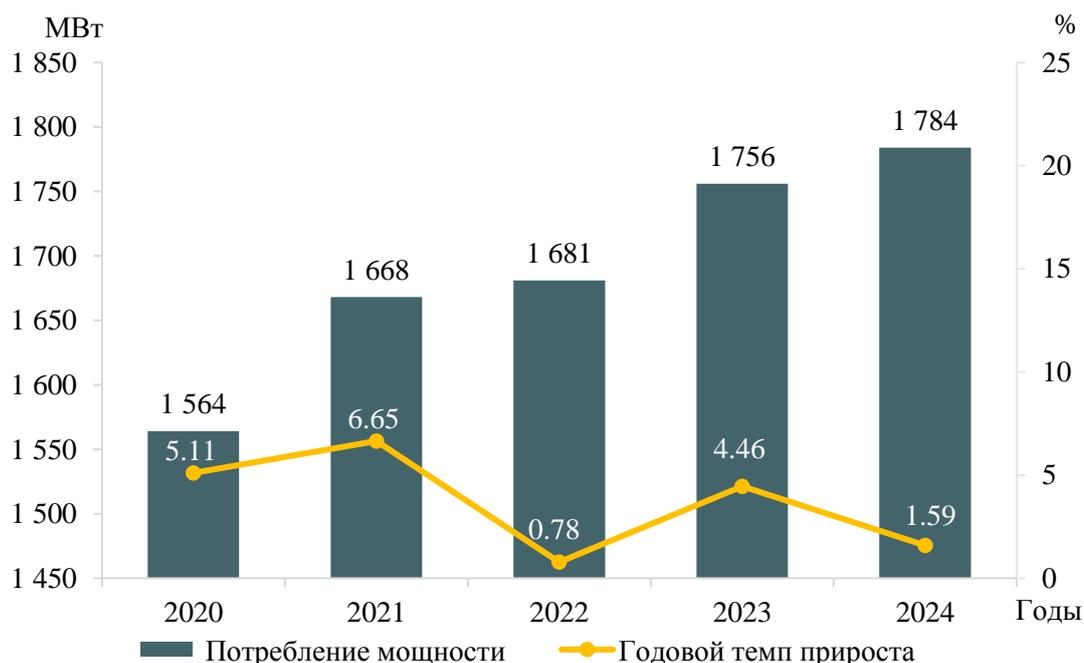


Рисунок 2 – Потребление мощности Хабаровского края и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области увеличилось на 1656 млн кВт·ч и составило в 2024 году 12143 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,98 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 4,99 % в 2021 году. Наименьший темп прироста потребления электрической энергии зафиксирован в 2020 году и составил 0,51 %.

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области вырос на 346 МВт и составил 2105 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,66 %.

Наибольший годовой темп прироста 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 2024 году и составил 0,91 %.

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, за исключением 2024 года.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области был зафиксирован в 2024 году в размере 2105 МВт.

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии по территории Хабаровского края увеличилось на 1409 млн кВт·ч и составило 10184 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 3,02 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 5,24 % в 2021 году. Наименьший темп прироста потребления электрической энергии зафиксирован в 2020 году и составил 0,02 %.

Доля Хабаровского края в суммарном потреблении электрической энергии энергосистемы незначительно увеличилась с 83,3 % в 2020 году до 83,9 % в 2024 году (или на 0,6 процентных пункта).

За период 2020–2024 годов потребление мощности Хабаровского края выросло на 296 МВт и составило 1784 МВт. Прирост мощности соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,7 %. Наибольший годовой темп прироста 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 86,1 % до 84,8 % (или на 1,3 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 5512–5708 ч/год.

Исторический максимум потребления мощности Хабаровского края был зафиксирован в 2024 году в размере 1790 МВт.

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

- разнонаправленными тенденциями потребления в металлургическом производстве;
- запуском первой очереди фабрики ООО «Амур Минералс»;
- 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 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
2	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
3	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
4	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
5	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт № 3 (Л-253) протяженностью 5,049 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	2023	5,049 км
6	110 кВ	Строительство отпайки 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
7	500 кВ	Строительство шинпровода от ПП 500 кВ Нерген до ПС 500 кВ Таёжная протяженностью 0,2734 км	ПАО «Россети»	2024	0,2734 км
8	220 кВ	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Таёжная – Малмыж протяженностью 50,308 км	ООО «Амур Минералс»	2024	2×50,308 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
9	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт № 3 (Л-253) протяженностью 16,313 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	2024	16,313 км
10	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 2 (Л- 254) на ПС 220 кВ Кумтэ/т протяженностью 1,9 км каждый	ПАО «Россети»	2024	3,81 км
11	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – СДВ № 1 протяженностью 6 км	АО «ДРСК»	2024	6,7 км
12	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – СДВ № 2 протяженностью 6 км	АО «ДРСК»	2024	6,7 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	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
2	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
3	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
4	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
5	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Тумнин с одним трансформатором 220/10 кВ мощностью 10 МВА	ОАО «РЖД»	2022	10 МВА
6	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
7	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
8	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Комбинат с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «АГМК»	2023	2×40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
9	500 кВ	Строительство ПС 500 кВ Таёжная с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА), двумя группами ШР 10 кВ мощностью 29,7 Мвар (три однофазных ШР мощностью 9,9 Мвар) и 52,5 Мвар (три однофазных ШР мощностью 17,5 Мвар)	ООО «Амур Минералс»	2024	3×167 МВА 3×9,9 Мвар 3×17,5 Мвар
10	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Малмыж с четырьмя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 200 МВА каждый, восьми БСК 10 кВ мощностью 10 Мвар каждая	ООО «Амур Минералс»	2024	4×200 МВА 8×10 Мвар
11	110 кВ	Перевод ПС 35 кВ СДВ на напряжение 110 кВ с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ДРСК»	2024	2×40 МВА
12	110 кВ	Реконструкция Амурской ТЭЦ-1 с установкой третьего трансформатора 110/6 кВ мощностью 63 МВА	АО «ДГК»	2024	1×63 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 и (или) иного замера. В таблице 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольных и (или) иных 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
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
2024	18.12.2024	-21,1
	19.06.2024	14,1

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 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 9 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, 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 5 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
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ АК	110	1Т	115	25	30,8	30,9	33	38,49	37,64	16,7	17,7	16,3	16,7	17,46	4,028
		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	21,96	19,08	16,9	19,34	23,84	10,79	8,2	8,18	6,6	8,32	2,019
		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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	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	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 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	2025	0,707	0,00	6	0,3535	39,17	39,17	39,17	39,17	39,17	39,17
					АО «Хабаровский речной торговый порт»	06.04.2022	2121-Юг-Горка-23	2025	1,200	0,00	6	0,2400						
					ТУ для ТП менее 670 кВт				2025	0,397	0,055	0,22–0,4						
2	ПС 110 кВ Корфовская	2024 / зима	23,84	ПС 35 кВ Корейский поселок	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,854	0,300	0,22–0,4	0,1554	24,05	24,05	24,05	24,05	24,05	24,05
				ПС 35 кВ Бычиха	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,442	0,045	0,22–0,4	0,0397						

### 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  $S_{\text{дн}}$  на величину до 14,9 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ  $-31,5^{\circ}\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,20.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 4,03 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,25 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,68 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 38,49 + 0,68 + 0 - 4,03 = 35,14 \text{ МВА.}$$

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 4,03 МВА превышает  $S_{\text{дн}}$ , 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 17,1 % (без ТП превышение до 14,9 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ АК ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ АК расчетный объем ГАО составит 5,14 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 35,14 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 58 % от полной стоимости инвестиционного проекта, и заключены договора на поставку оборудования. Срок реализации мероприятия в соответствии с ИПР АО «ДРСК» планируется в 2026 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Корфовская.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 23,84 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора 1Т (2Т) нагрузка оставшегося в работе трансформатора 1Т (2Т), с учетом перевода нагрузки, превышает  $S_{\text{дн}}$  на величину до 81,8 % (9,1 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -21,1 °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 2,02 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,95 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,21 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 23,84 + 0,21 + 0 - 2,02 = 22,03 \text{ МВА.}$$

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 2,02 МВА превышает  $S_{\text{дн}}$ , определенную с учетом

коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т (2Т) ПС 110 кВ Корфовская, оставшегося в работе после отключения 2Т (1Т), на величину до 83,6 % (10,2 %) (без ТП превышение до 81,8 % (9,1 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Корфовская ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора 2Т (1Т) на ПС 110 кВ Корфовская расчетный объем ГАО составит 10,03 (2,03) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 22,03 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора 1Т 10 МВА и 2Т 16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 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;

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

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

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

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

– 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;

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

– 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.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

#### ПС 220 кВ Полиметалл.

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 ПС 220 кВ Полиметалл с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 63 МВА;

– строительство заходов ВЛ 220 кВ Березовая – Горин на ПС 220 кВ Полиметалл ориентировочной протяженностью 0,725 и 0,731 км каждый.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

Замещающие мероприятия вывода из эксплуатации генерирующего и электросетевого оборудования Хабаровской ТЭЦ-1.

Для обеспечения вывода из эксплуатации ТГ № 1, ТГ № 2, ТГ № 3, ТГ № 6, ТГ № 7, ТГ № 8, ТГ № 9 Хабаровской ТЭЦ-1, в соответствии с приказами Минэнерго России от 06.06.2025 № 494 и № 495, планируется:

- строительство КРУЭ 110 кВ Южной ТЭЦ;
- строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Южная № 1 (С-1) ориентировочной протяженностью 0,66 км;
- строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Южная № 2 (С-2) ориентировочной протяженностью 0,66 км;
- строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Горький № 1 (С-3) ориентировочной протяженностью 0,65 км;
- строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Горький № 2 (С-4) ориентировочной протяженностью 0,65 км;
- строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Корфовская № 1 с отпайками (С-5) ориентировочной протяженностью 0,63 км;
- строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Корфовская № 2 с отпайками (С-6) ориентировочной протяженностью 0,63 км;
- строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – РЦ № 1 с отпайками (С-7) ориентировочной протяженностью 0,61 км;
- строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – РЦ № 2 с отпайками (С-8) ориентировочной протяженностью 0,61 км;
- строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – СДВ № 1 ориентировочной протяженностью 0,58 км;
- строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – СДВ № 2 ориентировочной протяженностью 0,58 км;
- реконструкция ПС 220 кВ Хехцир с заменой автотрансформатора 1 АТ 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА;
- реконструкция ПС 220 кВ Хехцир с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Корфовская – Хехцир (С-23) и в ячейке выключателя ОСМВ-110 с увеличением пропускной способности;
- реконструкция ПС 220 кВ Хехцир с заменой ТТ ячейки 110 кВ 1АТ с увеличением пропускной способности;
- реконструкция ВЛ 110 кВ Корфовская – Хехцир (С-23) с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 0,9 км;
- реконструкция ПС 110 кВ Корфовская с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Корфовская – Хехцир (С-23), ОВ 110 и провода 1с 110 кВ, 2с 110 кВ и ОСШ 110 кВ с увеличением пропускной способности;
- реконструкция ПС 110 кВ Корфовская с заменой выключателя, разъединителей и ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Корфовская – Хехцир (С-23);

- реконструкция ПС 110 кВ Корфовская с заменой выключателя, разъединителей и ТТ в ячейке ОВ 110 кВ с увеличением пропускной способности;
- реконструкция Хабаровской ТЭЦ-1 с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Южная № 1 с увеличением пропускной способности;
- реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой выключателей, ВЧЗ, разъединителей и ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Южная ТЭЦ – Южная № 1 и № 2 с увеличением пропускной способности;
- реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой выключателя, разъединителей и ТТ ячейки ОВ 110 кВ с увеличением пропускной способности;
- установка на Южной ТЭЦ двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2027 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	Параметры	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	2026	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, Вилуйский, 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 и мощности.

При формировании балансов мощности отдельных энергорайонов ОЭС Востока учтено аварийное снижение мощности генерирующего оборудования, соответствующее среднестатистической аварийности, достигаемой за счет реализации запланированной реконструкции (модернизации) генерирующего оборудования в рамках принятых решений.

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Хабаровск – Комсомольск», для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Баланс мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Хабаровск – Комсомольск», для периода зимних максимальных нагрузок<sup>1)</sup>, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности	959	1119	1278	1281	1281	1296
Стратегический резерв мощности в размере 5 % <sup>3)</sup>	48	56	64	64	64	65
Располагаемая мощность электростанций <sup>1)</sup>	975	975	975	975	975	975
Аварийность статистическая	218	218	218	218	218	218
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической <sup>2)</sup>	757	757	757	757	757	757
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

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической	530	362	195	192	192	176
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	200	32	-135	-138	-138	-154

#### Примечания

1 <sup>1)</sup> При определении располагаемой мощности учтена приостановка вывода из эксплуатации генерирующего оборудования Комсомольской ТЭЦ-2.

2 <sup>2)</sup> Под доступной для покрытия максимума потребления мощности электростанций понимается располагаемая мощность электростанций рассматриваемого энергорайона, уменьшенная на величину учитываемой аварийности генерирующего оборудования, которая в расчетах принималась как наибольшая величина аварийно остановленного генерирующего оборудования в период прохождения соответствующего максимума нагрузки (зимнего или летнего) электроэнергетической системы или ее отдельного энергорайона.

3 <sup>3)</sup> С учетом отсутствия предусмотренных Генеральной схемой решений по развитию генерации в данном энергорайоне учитывается стратегический резерв мощности 5 %.

Анализ баланса мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Хабаровск – Комсомольск», показывает, что непокрываемый дефицит мощности с учетом статистической аварийности генерирующего оборудования в нормальной схеме существующей сети отсутствует, в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2031 году составляет 154 МВт. Снижение дефицита мощности относительно ранее выявленного в рамках разработки СиПР ЭЭС России на 2025–2030 годы обусловлено тем, что в рамках актуализации в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 30.01.2021 № 86 «Об утверждении Правил вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, а также о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросу совершенствования порядка вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации» (далее – Правила вывода из эксплуатации) заключения о выводе из эксплуатации генерирующего оборудования Комсомольской ТЭЦ-2 АО «СО ЕЭС» выявлено увеличение дефицита электрической энергии в ОЭС Востока. В настоящее время процедура оказания государственной услуги по согласованию вывода из эксплуатации генерирующего оборудования Комсомольской ТЭЦ-2 приостановлена и Минэнерго России направлено в адрес АО «ДГК» уведомление от 25.12.2024 № 05-10017 о необходимости предоставления документов, указанных в пункте 64 Правил вывода из эксплуатации.

Кроме того, величина дефицита мощности в единичной ремонтной схеме относительно дефицита мощности, определенного ранее в рамках разработки СиПР ЭЭС России на 2025–2030 годы, уточнена с учетом актуального прогноза потребления мощности на среднесрочный период до 2031 года, планов на технологическое присоединение новых потребителей.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита мощности:

– 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. Строительство данной ЛЭП 500 кВ также является мероприятием, необходимым для обеспечения возможности вывода из эксплуатации Комсомольской ТЭЦ-2.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в ОЗП.

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «Переход через Амур» для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Баланс мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «Переход через Амур» для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности <sup>2)</sup>	4423	4599	4705	4728	4755	4778
Располагаемая мощность электростанций <sup>1)</sup>	3505	4097	4097	4097	4097	4097
Аварийность статистическая	1345	1125	1125	1125	505	505
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической	2160	2972	2972	2972	3592	3592
Пропускная способность КС «Переход через Амур» в нормальной схеме	1265	1265	1265	1265	1265	1265
Пропускная способность КС «Переход через Амур» в единичной ремонтной схеме	680	680	680	680	680	680
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической	-998	-362	-468	-491	102	79
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-1583	-947	-1053	-1076	-483	-506
Отложенный спрос на мощность	51,6	0	0	0	0	0

**Примечания**

1 <sup>1)</sup> При определении располагаемой мощности учтен останов работы генерирующего оборудования иностранного производства.

2 <sup>2)</sup> В соответствии с решениями Генеральной схемы предусмотрено строительство Приморской АЭС, которая в будущем позволит обеспечить социально экономическое развитие региона. С учетом принятия решения по реализации строительства АЭС стратегический резерв мощности не учитывается.

Анализ баланса мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «Переход через Амур» показывает, что непокрываемый дефицит мощности с учетом статистической аварийности генерирующего оборудования в нормальной схеме существующей сети в 2031 году отсутствует, в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2031 году составляет 506 МВт. При этом величина дефицита мощности в единичной ремонтной схеме относительно дефицита мощности, определенного ранее в рамках разработки СиПР ЭЭС России на 2025–2030 годы, уточнена с учетом актуального прогноза потребления мощности на среднесрочный период до 2031 года, планов на технологическое присоединение новых потребителей.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности:

– строительство Гарантированной генерации установленной мощностью в объеме не менее 242 МВт, предусмотренной распоряжением Правительства Российской Федерации от 08.07.2025 № 1840-р на территории приемной части энергосистемы Приморского края, расположенной за КС «ПримГРЭС – Юг»;

– строительство Гарантированной генерации установленной мощностью в объеме не менее 203 МВт, предусмотренной распоряжением Правительства Российской Федерации от 10.07.2025 № 1858-р на территории приемной части энергосистем Хабаровского края и Приморского края, расположенной за КС «Переход через Амур».

Для покрытия дефицита электрической энергии, а также дополнительных дефицитов мощности в локальном энергорайоне ОЭС Востока за КС «Переход через Амур» целесообразно рассмотрение продления срока эксплуатации генерирующего оборудования Артемовской ТЭЦ и Хабаровской ТЭЦ-1 до строительства Гарантированной генерации в объеме, предусмотренном распоряжениями Правительства Российской Федерации от 08.07.2025 № 1840-р и 10.07.2025 № 1858-р. При этом величина суммарной располагаемой мощности генерирующего оборудования Артемовской ТЭЦ и Хабаровской ТЭЦ-1 должна составить не менее 506 МВт, что позволит обеспечить бездефицитную работу рассматриваемого энергорайона до 2031 года в случае не реализации строительства Гарантированной генерации суммарной установленной мощностью в объеме не менее 445 МВт, предусмотренной распоряжениями Правительства Российской Федерации от 08.07.2025 № 1840-р и 10.07.2025 № 1858-р.

Кроме того, при реализации строительства Гарантированной генерации суммарной установленной мощностью не менее 445 МВт продление эксплуатации генерирующего оборудования Артемовской ТЭЦ и Хабаровской ТЭЦ-1 в необходимом объеме позволит обеспечить бездефицитную работу рассматриваемого энергорайона до года ввода первого энергоблока Приморской АЭС (1000 МВт в 2033 году), предусмотренной решениями Генеральной схемы.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– переход на работу с вынужденными перетоками активной мощности в КС «Переход через Амур» в нормальной схеме;

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в ОЗП;

– перенос продолжения модернизации Владивостокской ТЭЦ-2 (ТГ № 3) на период после 2028 года;

– проведение конкурентного отбора мощности быстро возводимой генерации, включая быстро возводимую генерацию в энергосистеме Приморского края;

– продление эксплуатации Артемовской ТЭЦ и Хабаровской ТЭЦ-1 после 2027 года;

– продолжение эксплуатации генерирующего оборудования иностранного производства Восточной ТЭЦ и мини-ТЭЦ на о. Русский;

– перенос сроков увеличения потребления энергопринимающими устройствами крупных потребителей на период после реализации мероприятий по строительству новых объектов генерации.

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «ПримГРЭС – Юг» для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Баланс мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «ПримГРЭС – Юг» для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности <sup>2)</sup>	3124	3281	3381	3396	3414	3431
Располагаемая мощность электростанций <sup>1)</sup>	1022	1500	1500	1500	1500	1500
Аварийность статистическая	150	120	120	120	120	120
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической	872	1380	1380	1380	1380	1380
Пропускная способность КС «ПримГРЭС – Юг» в нормальной схеме	2010	2010	2070	2070	2070	2070
Пропускная способность КС «ПримГРЭС – Юг» в единичной ремонтной схеме	1720	1720	1780	1780	1780	1780
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической	-242	109	69	54	36	19
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-532	-181	-221	-236	-254	-271
Отложенный спрос на мощность	51,6	0	0	0	0	0

#### Примечания

1<sup>1)</sup> При определении располагаемой мощности учтен останов работы генерирующего оборудования иностранного производства.

2<sup>2)</sup> В соответствии с решениями Генеральной схемы предусмотрено строительство Приморской АЭС, которая в будущем позволит обеспечить социально-экономическое развитие региона. С учетом принятия решения по реализации строительства АЭС стратегический резерв мощности не учитывается.

Анализ баланса мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «ПримГРЭС – Юг» показывает, что непокрываемый дефицит мощности с учетом статистической аварийности генерирующего оборудования в нормальной схеме существующей сети в 2031 году отсутствует, в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2031 году составляет 271 МВт. При этом величина дефицита мощности в единичной ремонтной схеме относительно дефицита мощности, определенного ранее в рамках разработки СиПР ЭЭС России на 2025–2030 годы, уточнена с учетом актуального прогноза потребления мощности на среднесрочный период до 2031 года, планов на технологическое присоединение новых потребителей.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности:

– строительство Гарантированной генерации установленной мощностью в объеме не менее 242 МВт, предусмотренной распоряжением Правительства Российской Федерации от 08.07.2025 № 1840-р на территории приемной части энергосистемы Приморского края, расположенной за КС «ПримГРЭС – Юг».

Для покрытия дефицита электрической энергии, а также дополнительных дефицитов мощности в локальном энергорайоне ОЭС Востока за КС «ПримГРЭС – Юг» целесообразно рассмотрение продления срока эксплуатации генерирующего оборудования Артемовской ТЭЦ до строительства Гарантированной генерации в объеме, предусмотренном распоряжением Правительства Российской Федерации от 08.07.2025 № 1840-р. При этом величина суммарной располагаемой мощности генерирующего оборудования Артемовской ТЭЦ должна составить не менее 271 МВт, что позволит обеспечить бездефицитную работу рассматриваемого энергорайона до 2031 года в случае не реализации строительства Гарантированной генерации установленной мощностью в объеме не менее 242 МВт, предусмотренной распоряжением Правительства Российской Федерации от 08.07.2025 № 1840-р.

Кроме того, при реализации строительства Гарантированной генерации суммарной установленной мощностью не менее 242 МВт продление эксплуатации генерирующего оборудования Артемовской ТЭЦ в необходимом объеме позволит обеспечить бездефицитную работу рассматриваемого энергорайона до года ввода первого энергоблока Приморской АЭС (1000 МВт в 2033 году), предусмотренной решениями Генеральной схемы.

Перечень краткосрочных мероприятий:

- переход на работу с вынужденными перетоками активной мощности в КС «ПримГРЭС – Юг» в нормальной схеме;
- разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в ОЗП;
- перенос продолжения модернизации Владивостокской ТЭЦ-2 (ТГ № 3) на период после 2028 года;
- проведение конкурентного отбора быстровозводимой генерации;
- продление эксплуатации Артемовской ТЭЦ в необходимом объеме после 2027 года;
- продолжение эксплуатации генерирующего оборудования иностранного производства Восточной ТЭЦ и мини-ТЭЦ на о. Русский;
- перенос сроков увеличения потребления энергопринимающими устройствами крупных потребителей на период после реализации мероприятий по строительству новых объектов генерации.

Основные показатели баланса мощности ОЭС Востока, ограниченного КС «Районная – Городская» и КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18», для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Баланс мощности ОЭС Востока, ограниченного КС «Районная – Городская» и КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18», для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности	1138	1227	1257	1269	1270	1271
Стратегический резерв мощности в размере 5 % <sup>2)</sup>	57	61	63	63	64	64
Потребление мощности потребителей района размещения Новоленской ТЭС, запитанных от ПС 220 кВ Городская	0	0	75	75	76	76
Максимум потребления мощности с учетом ввода Новоленской ТЭС и переноса точки раздела	1138	1227	1182	1194	1194	1195

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Располагаемая мощность электростанций <sup>1)</sup>	369	302	255	255	255	255
Аварийность статистическая	83	25	25	25	25	25
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической	286	277	230	230	230	230
Пропускная способность КС «Районная – Городская» в нормальной схеме	310	310	310	310	310	310
Пропускная способность КС «Районная – Городская» в единичной ремонтной схеме	235	235	235	235	235	235
Пропускная способность КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18» в нормальной схеме	380	620	620	620	620	620
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической	-219	-81	-160	-172	-174	-175
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-294	-156	-235	-247	-249	-250
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической с учетом переноса точки раздела	-219	-81	-85	-97	-98	-99
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической с учетом переноса точки раздела	-294	-156	-160	-172	-173	-174

#### Примечания

1 <sup>1)</sup> При определении располагаемой мощности учтен останов работы генерирующего оборудования иностранного производства.

2 <sup>2)</sup> В соответствии с решениями Генеральной схемы предусмотрено строительство Канкунской ГЭС, выдача мощности которой предполагается в данный энергорайон. Вместе с тем, с учетом отсутствия принятого решения по реализации указанного проекта ГЭС учитывается стратегический резерв мощности 5 %.

Анализ баланса мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Районная – Городская» и КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18», показывает, что непокрываемый дефицит мощности с учетом статистической аварийности генерирующего оборудования составит 175 МВт в нормальной схеме существующей сети в 2031 году, 250 МВт – в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2031 году. При этом с учетом строительства Новоленской ТЭС и переноса точки раздела электрической сети величина дефицита мощности в период 2028–2031 годов снизится и составит 99 МВт в нормальной схеме существующей сети в 2031 году, 174 МВт – в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2031 году.

Ввиду того, что дефицит мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Районная – Городская» и КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18», не превышает дефицит мощности Центрального энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия), ограниченного КС «Томмот – Майя», определенный в таблице 16, технические решения по ликвидации дефицита приведены ниже.

Основные показатели баланса мощности Центрального энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия), ограниченного КС «Томмот – Майя», для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Баланс мощности Центрального энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия), ограниченного КС «Томмот – Майя», для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности	423	439	440	441	441	442
Стратегический резерв мощности в размере 5 % <sup>2)</sup>	21	22	22	22	22	22
Потребность в мощности	444	461	462	463	463	464
Располагаемая мощность электростанций <sup>1)</sup>	312	222	222	222	222	222
Аварийность статистическая	83	25	25	25	25	25
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической	229	197	197	197	197	197
Пропускная способность КС «Томмот – Майя» в нормальной схеме	130	130	130	130	130	130
Пропускная способность КС «Томмот – Майя» в единичной ремонтной схеме	65	65	65	65	65	65
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической	-85	-134	-135	-136	-136	-137
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-150	-199	-200	-201	-201	-202
Отложенный спрос на мощность	25,5	0	0	0	0	0

#### Примечания

1<sup>1)</sup> При определении располагаемой мощности учтен останов работы генерирующего оборудования иностранного производства.

2<sup>2)</sup> С учетом отсутствия предусмотренных Генеральной схемой решений по развитию генерации в данном энергорайоне учитывается стратегический резерв мощности 5 %.

Анализ баланса мощности Центрального энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия), ограниченного КС «Томмот – Майя», показывает, что непокрываемый дефицит мощности с учетом статистической аварийности генерирующего оборудования и стратегического резерва мощности в размере 5 % от максимального потребления энергорайона составит 137 МВт в нормальной схеме существующей сети в 2031 году, 202 МВт – в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2031 году. При этом величина дефицита мощности в единичной ремонтной схеме относительно дефицита мощности, определенного ранее в рамках разработки СиПР ЭЭС России на 2025–2030 годы, уточнена с учетом актуального прогноза потребления мощности на среднесрочный период до 2031 года, стратегического резерва мощности, планов на технологическое присоединение новых потребителей, а также решений схемы выдачи мощности Новоленской ТЭС с рассмотрением дополнительных схемно-режимных

мероприятий по переносу точки раздела электрической сети и переводом части потребителей на электроснабжение со стороны ОЭС Сибири.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита мощности:

– строительство Гарантированной генерации установленной мощностью не менее 202 МВт.

В качестве частичного альтернативного решения строительству новой Гарантированной генерации целесообразно рассмотреть вопрос продления срока эксплуатации генерирующего оборудования Якутской ГРЭС и Якутской ГРЭС Новая.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– переход на работу с вынужденными перетоками активной мощности в КС «Томмот – Майя» в нормальной схеме;

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в ОЗП;

– продолжение эксплуатации генерирующего оборудования иностранного производства Якутской ГРЭС Новая;

– продолжение эксплуатации генерирующего оборудования Якутской ГРЭС после 2027 года;

– принятие решения о проведении конкурентного отбора новых генерирующих объектов.

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.

Основные показатели баланса электрической энергии ОЭС Востока для условий средневодного года представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Баланс электрической энергии ОЭС Востока для условий средневодного года, млн кВт·ч

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребление электрической энергии	53200	60641	64099	64618	64871	65276
Экспорт электрической энергии	4500	4500	4500	4500	4500	4500
Потребность в электрической энергии	57700	65141	68599	69118	69371	69776
Производство электрической энергии <sup>1)</sup>	50505	55771	61935	65972	66006	66040
ГЭС	16316	16316	16316	16316	16316	16316
ТЭС	34124	38565	43487	46842	46843	46845
ВЭС, СЭС	65	891	2132	2814	2847	2879
Дефицит (-)/избыток (+)	-7195	-9370	-6664	-3146	-3365	-3736
Сальдо перетоков электрической энергии в смежные энергосистемы (выдача (-)/прием (+))	-1076	-1256	-1268	-1268	-1274	-1274
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом сальдо перетоков электрической энергии в смежные энергосистемы	-8271	-10626	-7932	-4414	-4640	-5010

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 (313 МВт), Якутской ГРЭС Новая (50 МВт), Оленской ГПЭС (33 МВт), Свободненской ТЭС (450 МВт), ВЭС (519,7 МВт), СЭС (1108,5 МВт).

Баланс электрической энергии при среднемноголетней величине выработки электрической энергии ГЭС к 2031 году с учетом строительства на территории ОЭС Востока СЭС и ВЭС суммарной установленной мощностью 1628,2 МВт по итогам дополнительного конкурсного отбора инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, проведенного в 2025 году в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 29.05.2025 № 1381-р, а также рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства складывается с дефицитом 5010 млн кВт·ч, что эквивалентно не менее 771 МВт максимальной установленной мощности Гарантированной генерации.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии:

строительство Гарантированной генерации суммарной установленной мощностью не менее 647 МВт, в том числе:

– в объеме не менее 242 МВт, предусмотренном распоряжением Правительства Российской Федерации от 08.07.2025 № 1840-р на территории приемной части энергосистемы Приморского края, расположенной за КС «ПримГРЭС – Юг»;

– в объеме не менее 203 МВт, предусмотренном распоряжением Правительства Российской Федерации от 10.07.2025 № 1858-р на территории приемной части энергосистем Хабаровского края и Приморского края, расположенной за КС «Переход через Амур»;

– в объеме не менее 202 МВт на территории Центрального района энергосистемы Республики Саха (Якутия), ограниченного КС «Томмот – Майя».

В случае, если в качестве альтернативных строительству новой Гарантированной генерации будут приняты решения по продлению эксплуатации существующего генерирующего оборудования, в том числе оборудования иностранного производства (Артемовская ТЭЦ, Хабаровская ТЭЦ-1, Якутская ГРЭС, Якутская ГРЭС Новая), то величина выработки электрической энергии существующим объектами генерации будет меньше, чем у новых объектов генерации (менее 6500 часов в году), что приведет к необходимости ограничения экспорта электрической энергии до года ввода первого энергоблока Приморской АЭС (1000 МВт в 2033 году), предусмотренной решениями Генеральной схемы.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– ограничение экспорта электрической энергии;

– повышенная сработка ГЭС многолетнего регулирования;

– разработка ППН генерирующего оборудования для увеличения числа часов использования установленной мощности ТЭС;

– продолжение эксплуатации генерирующего оборудования иностранного производства Якутской ГРЭС Новая, Восточной ТЭЦ и мини-ТЭЦ на о. Русский.

### **3 Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 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
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
2	ООО «Ресурсы Албазино»	ООО «Ресурсы Албазино»	0,0	48,0	110	2025	ПС 220 кВ Березовая ПС 220 кВ Горин
3	Терминал по перевалке сжиженных углеводородных газов	НАО «Прайм»	0,0	32,7	110	2025	ПС 220 кВ Ванино

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
4	Комплексное освоение территории в границах ул. Воронежской – ул. Бондаря в Краснофлотском районе г. Хабаровска	ООО «Специализированный Застройщик «Оптималь»	0,0	28,6	110	2026	ПС 220 кВ Амур
5	АО «ННК-Хабаровский НПЗ»	АО «ННК-Хабаровский НПЗ»	44,23	20,0	110	2025	ПС 220 кВ Амур
6	Увеличение максимальной мощности АО «Ургалуголь»	АО «Ургалуголь»	32,2	17,7	110	2025 2027	ПС 220 кВ Ургал
7	ТОСЭР «Ракитное»	АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»	31,1	16,6	10	2025	ПС 220 кВ Восток
8	Комплекс гидрокрекинга. ОЗХ комплекса гидрокрекинга	ООО «РН-Комсомольский НПЗ»	25,0	15,0	110	2025	ПС 220 кВ Старт ПС 110 кВ Т
9	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	2025 с поэтапным набором мощности до 2030	ПС 110 кВ СМР

### 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 2026–2031 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	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
<i>Энергосистема Хабаровского края и Еврейской автономной области</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	13237	13564	15865	16867	16927	16971	17106
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	327	2301	1002	60	44	135
Годовой темп прироста, %	–	2,47	16,96	6,32	0,36	0,26	0,80
<i>Хабаровский край</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	11221	11441	13620	14495	14537	14546	14675
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	220	2179	875	42	9	129
Годовой темп прироста, %	–	1,96	19,05	6,42	0,29	0,06	0,89
Доля потребления электрической энергии Хабаровского края в энергосистеме Хабаровского края и Еврейской автономной области, %	84,8	84,3	85,8	85,9	85,9	85,7	85,8

Потребление электрической энергии по энергосистеме Хабаровского края и Еврейской автономной области прогнозируется на уровне 17106 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 5,02 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области прогнозируется в 2027 году и составит 2301 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 16,96 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2030 году и составит 44 млн кВт·ч или 0,26 %.

Потребление электрической энергии по территории Хабаровского края прогнозируется на уровне 14675 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 5,36 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории Хабаровского края прогнозируется в 2027 году и составит 2179 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 19,05 %. Наименьший

годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2030 году и составит 9 млн кВт·ч или 0,06 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории Хабаровского края учтены данные о планируемых к вводу потребителей, приведенные в таблице 19.

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

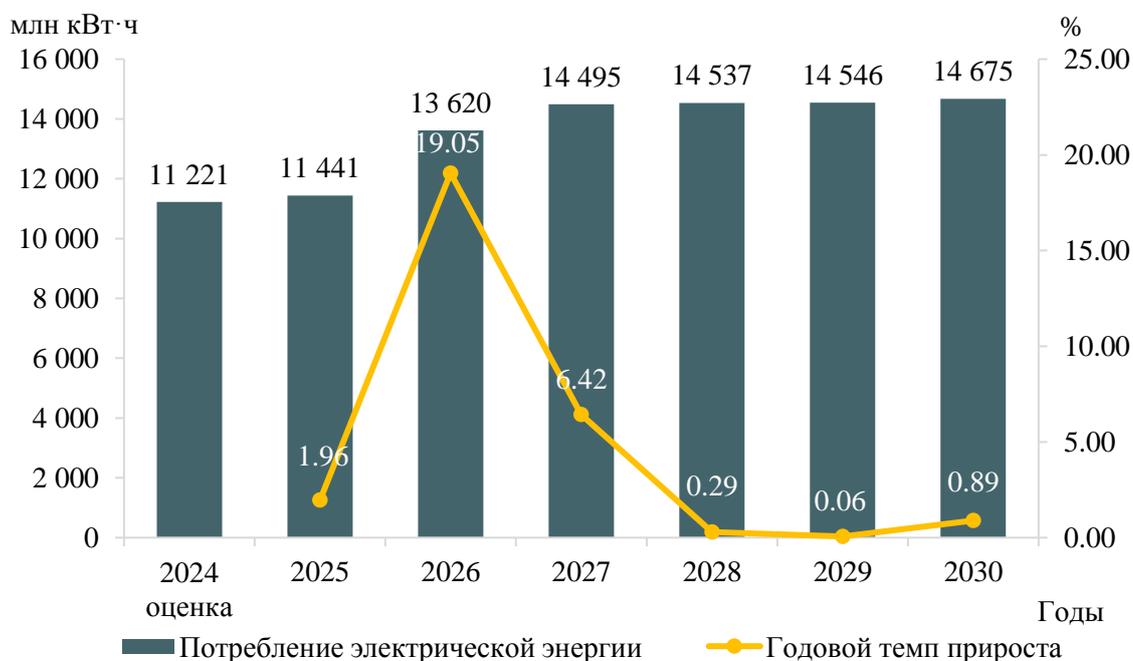


Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии по территории Хабаровского края и годовые темпы прироста

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

- набором мощности Малмыжского ГОКа ООО «Амур Минералс»;
- вводом новых мощностей в сфере добычи полезных ископаемых;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта, портовой и авиационной инфраструктуры;
- строительством нового жилья;
- 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 2026–2031 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	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
<i>Энергосистема Хабаровского края и Еврейской автономной области</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	2297	2397	2593	2755	2761	2768	2790
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	100	196	162	6	7	22
Годовой темп прироста, %	–	4,35	8,18	6,25	0,22	0,25	0,79
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5763	5659	6118	6122	6131	6131	6131
<i>Хабаровский край</i>							
Потребление мощности на час максимума энергосистемы, МВт	1946	2042	2218	2358	2361	2362	2383
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	96	176	140	3	1	21
Годовой темп прироста, %	–	4,93	8,62	6,31	0,13	0,04	0,89
Доля потребления мощности Хабаровского края в энергосистеме Хабаровского края и Еврейской автономной области, %	84,7	85,2	85,5	85,6	85,5	85,3	85,4
Число часов использования потребления мощности, ч/год	5766	5603	6141	6147	6157	6158	6158

Максимум потребления мощности энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области к 2031 году прогнозируется на уровне 2790 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 4,11 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2027 году и составит 196 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 8,18 %, что обусловлено увеличением потребления объектами ОАО «РЖД» и вводом в работу крупных промышленных предприятий; наименьший прогнозируется в 2029 году и составит 6 МВт или 0,22 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период в целом останется таким же разуплотненным, как и в отчетном периоде. Однако, к 2031 году прогнозируется увеличение числа часов использования максимума до 6131 ч/год.

Потребление мощности Хабаровского края к 2031 году прогнозируется на уровне 2383 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 4,22 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2027 году и составит 176 МВт или 8,62 %, что обусловлено планируемым вводом в работу

промышленных объектов; наименьший прогнозируется в 2030 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 2031 году прогнозируется увеличение числа часов использования максимума до 6158 ч/год против 5603 ч/год в 2026 году.

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

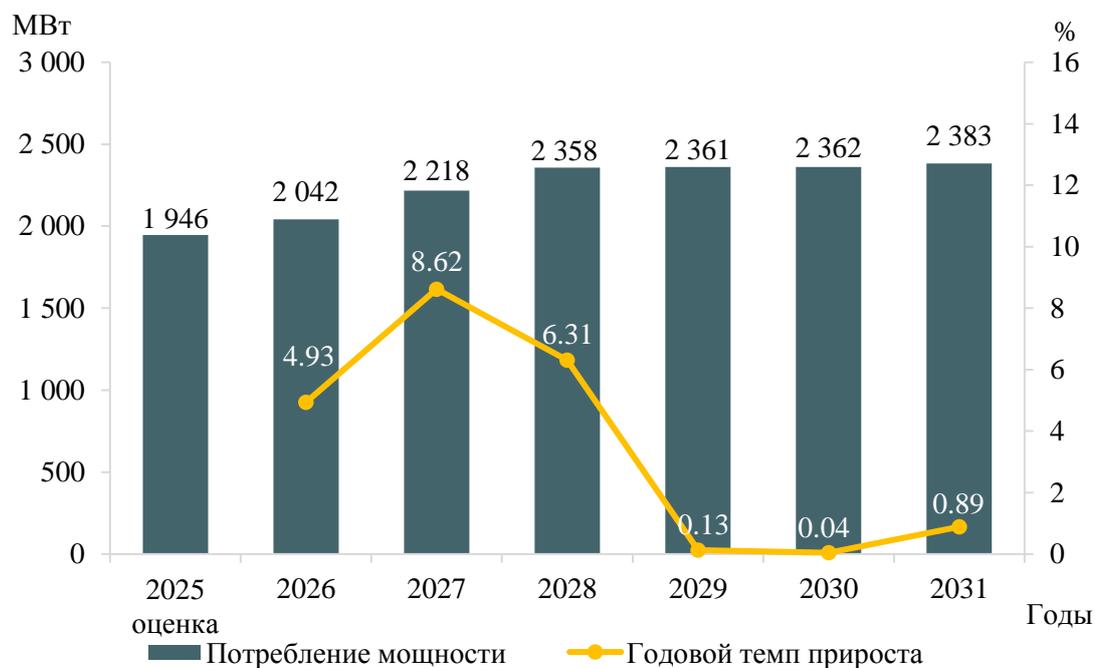


Рисунок 4 – Прогноз потребления мощности Хабаровского края и годовые темпы прироста

### 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 2026–2031 годов составляют 435 МВт.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, расположенных на территории Хабаровского края, в 2025 году и в период 2026–2031 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	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2026– 2031 гг.
Всего	–	–	435	–	–	–	–	435
ТЭС	–	–	435	–	–	–	–	435

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, расположенных на территории Хабаровского края, в период 2026–2031 годов предусматриваются в объеме 549,9 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, расположенных на территории Хабаровского края, в 2025 году и в период 2026–2031 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	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2026– 2031 гг.
Всего	–	–	410	139,9	–	–	–	549,9
ТЭС	–	–	410	–	–	–	–	410
ВЭС	–	–	–	139,9	–	–	–	139,9

Развитие возобновляемых источников энергии предусматривает строительство ВЭС в 2028 году в объеме 139,9 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, расположенных на территории Хабаровского края, в 2031 году составит 2253,4 МВт. К 2031 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, расположенных на территории Хабаровского края, по сравнению с отчетным годом доля ТЭС снизится со 100 % до 93,79 %. Доля ВЭС в 2031 году составит 6,21 %.

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	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	2138,5	2138,5	2113,5	2253,4	2253,4	2253,4	2253,4
ТЭС	2138,5	2138,5	2113,5	2113,5	2113,5	2113,5	2113,5
ВЭС	–	–	–	139,9	139,9	139,9	139,9

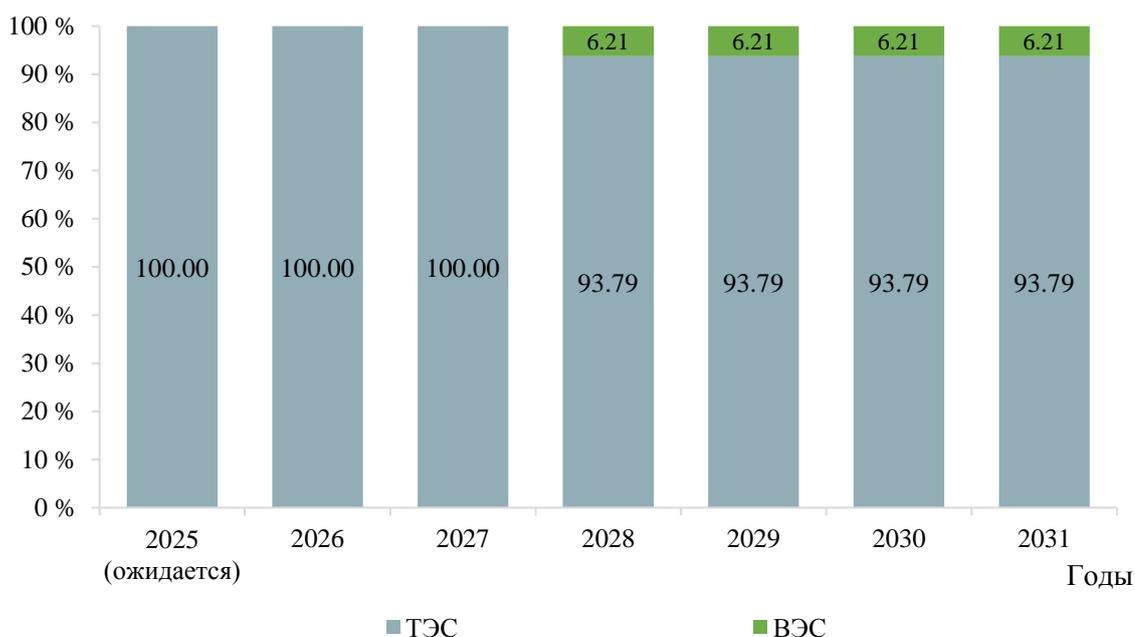


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, расположенных на территории Хабаровского края

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 перемаркировке) приведен в приложении А.

#### **4 Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 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					
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031									
1	Строительство ВЛ 220 кВ Комсомольская – Байкал – Оунэ/т – Кузнецовский – Ландыши/т – Ванино, ориентировочной протяженностью 433,5 км, со строительством ПП 220 кВ Байкал, строительством ПП 220 кВ Кузнецовский, с реконструкцией ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 1 и ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 2 (переустройство/ вынос/замена опор), с реконструкцией ВЛ 220 кВ Селихино – Ванино и ВЛ 220 кВ Высокогорная – Ванино (переустройство/вынос), с реконструкцией ПС 500 кВ Комсомольская (расширение ОРУ 220 кВ), ПС 220 кВ Ванино (расширение ОРУ 220 кВ), с установкой СКРМ мощностью не менее 150 Мвар	ПАО «Россети»	220	км	–	433,5	–	–	–	–	–	–	433,5	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	435				
2	Строительство 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								
3	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»	ООО «Ресурсы Албазино»	–	48				
4	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Березовая – Горин на ПС 220 кВ Полиметалл ориентировочной протяженностью 0,725 км и 0,731 км	ПАО «Россети»	220	км	0,725 0,731	–	–	–	–	–	–	–	1,456								
5	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				
6	Строительство ПС 110 кВ Албазино с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый,	ООО «Ресурсы Албазино»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80								
7	ИРМ 110 кВ мощностью не менее 22 Мвар		110	Мвар	22	–	–	–	–	–	–	–	–					22			
8	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				
9	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				
10	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Ванино – Ая ориентировочной протяженностью 10,5 км	НАО «Прайм»	110	км	2×10,5	–	–	–	–	–	–	–	21								

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031					
11	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
12	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
13	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
14	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				
15	Строительство ПС 220 кВ Разъезд/т (ПС 220 кВ Алькан/т) с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	14,99
16	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				
17	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
18	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				
19	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
20	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				
21	Строительство ПС 220 кВ Джелюмкен/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	18,77

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031					
22	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				
23	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
24	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
25	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
26	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
27	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
28	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031					
29	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
30	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
31	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
32	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				
33	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
34	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
35	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
36	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031					
37	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
38	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
39	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
40	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
41	Реконструкция ПС 220 кВ Уктур с заменой ТТ ВЛ 220 кВ Уктур – Высокогорная (Л-261) и ВЛ 220 кВ Селихино – Уктур (Л-259) с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	х	–	х	–	–	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031					
42	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»	44,23	20
43	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				
44	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				
45	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				
46	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
47	Строительство ПС 110 кВ Ореховая с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80				
48	Реконструкция ПС 220 кВ Ургал с заменой автотрансформаторов 1АТ 220/110/35 кВ и 2АТ 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	–	250	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Ургалуголь»	АО «Ургалуголь»	32,2	17,7
49	Реконструкция ПС 110 кВ Фабрика с заменой Т1 110/35/6 кВ и Т2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Ургалуголь»	110	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	–	126				
50	Строительство ПС 110 кВ Снежная с одним трансформатором 110/6 кВ мощностью 10 МВА	ООО «Прибрежное»	110	МВА	–	1×10	–	–	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Прибрежное»	ООО «Прибрежное»	–	9
51	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Корфовская № 1 с отпайками (С-5) до ПС 110 кВ Снежная ориентировочной протяженностью 0,1 км с образованием Хабаровская ТЭЦ-1 – Корфовская № 1 с отпайками (С-5)	ООО «Прибрежное»	110	км	–	0,1	–	–	–	–	–	–	0,1				
52	Строительство КРУЭ 110 кВ Южной ТЭЦ	АО «ДГК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	–	х	1. Обеспечение вывода из эксплуатации электросетевого и генерирующего оборудования Хабаровской ТЭЦ-1. 2. Обеспечение выдачи мощности Южной ТЭЦ	ПАО «РусГидро»	–	410
53	Строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Южная № 1 (С-1) ориентировочной протяженностью 0,66 км	АО «ДГК»	110	км	–	–	0,66	–	–	–	–	–	0,66				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
54	Строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Южная № 2 (С-2) ориентировочной протяженностью 0,66 км	АО «ДГК»	110	км	–	–	0,66	–	–	–	–	–	0,66			
55	Строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Горький № 1 (С-3) ориентировочной протяженностью 0,65 км	АО «ДГК»	110	км	–	–	0,65	–	–	–	–	–	0,65			
56	Строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Горький № 2 (С-4) ориентировочной протяженностью 0,65 км	АО «ДГК»	110	км	–	–	0,65	–	–	–	–	–	0,65			
57	Строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Корфовская № 1 с отпайками (С-5) ориентировочной протяженностью 0,63 км	АО «ДГК»	110	км	–	–	0,63	–	–	–	–	–	0,63			
58	Строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Корфовская № 2 с отпайками (С-6) ориентировочной протяженностью 0,63 км	АО «ДГК»	110	км	–	–	0,63	–	–	–	–	–	0,63			
59	Строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – РЦ № 1 с отпайками (С-7) ориентировочной протяженностью 0,61 км	АО «ДГК»	110	км	–	–	0,61	–	–	–	–	–	0,61			
60	Строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – РЦ № 2 с отпайками (С-8) ориентировочной протяженностью 0,61 км	АО «ДГК»	110	км	–	–	0,61	–	–	–	–	–	0,61			
61	Строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – СДВ № 1 ориентировочной протяженностью 0,58 км	АО «ДГК»	110	км	–	–	0,58	–	–	–	–	–	0,58			
62	Строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – СДВ № 2 ориентировочной протяженностью 0,58 км	АО «ДГК»	110	км	–	–	0,58	–	–	–	–	–	0,58			
63	Реконструкция ПС 220 кВ Хехцир с заменой автотрансформатора 1АТ 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	1×125	–	–	–	–	–	1×125			
64	Реконструкция ПС 220 кВ Хехцир с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Корфовская – Хехцир (С-23) и в ячейке выключателя ОСМВ-110 с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	х	–	–	х	–	–	–	–	–	х			

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
65	Реконструкция ПС 220 кВ Хехцир с заменой ТТ ячейки 110 кВ 1АТ с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	–	х			
66	Реконструкция ВЛ 110 кВ Корфовская – Хехцир (С-23) с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 0,9 км	АО «ДРСК»	110	км	–	–	0,9	–	–	–	–	–	0,9			
67	Реконструкция ПС 110 кВ Корфовская с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Корфовская – Хехцир (С-23), ОВ 110 и провода 1с 110 кВ, 2с 110 кВ и ОСШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	–	х			
68	Реконструкция ПС 110 кВ Корфовская с заменой выключателя, разъединителей и ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Корфовская – Хехцир (С-23)	АО «ДРСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	–	х			
69	Реконструкция ПС 110 кВ Корфовская с заменой выключателя, разъединителей и ТТ в ячейке ОВ 110 кВ с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	–	х			
70	Реконструкция Хабаровской ТЭЦ-1 с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Южная № 1 с увеличением пропускной способности	АО «ДГК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	–	х			
71	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой выключателей, ВЧЗ, разъединителей и ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Южная ТЭЦ – Южная № 1 и № 2 с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	–	х			
72	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой выключателя, разъединителей и ТТ ячейки ОВ 110 кВ с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	–	х			
73	Установка на Южной ТЭЦ двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ДГК»	110	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	–	126			

### **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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
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 потребителя 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 (переустройство/вынос/замена опор), с реконструкцией ВЛ 220 кВ Селихино – Ванино и ВЛ 220 кВ Высокогорная – Ванино (переустройство/вынос), с реконструкцией ПС 500 кВ Комсомольская (расширение ОРУ 220 кВ), ПС 220 кВ Ванино (расширение ОРУ 220 кВ), с установкой СКРМ мощностью не менее 150 Мвар	ПАО «Россети»	220	км	–	433,5	–	–	–	–	–	433,5	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
		ПАО «Россети»	220	Мвар	–	6×25	–	–	–	–	–	–	
7	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»
8	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»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
9	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»
10	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»
11	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»
12	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»
13	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»
14	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»
15	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Березовая – Горин на ПС 220 кВ Полиметалл ориентировочной протяженностью 0,725 км и 0,731 км	ПАО «Россети»	220	км	0,725 0,731	–	–	–	–	–	–	–	1,456	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»
16	Строительство КРУЭ 110 кВ Южной ТЭЦ	АО «ДГК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	–	х	1. Обеспечение вывода из эксплуатации электросетевого и генерирующего оборудования Хабаровской ТЭЦ-1. 2. Обеспечение выдачи мощности Южной ТЭЦ
17	Строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Южная № 1 (С-1) ориентировочной протяженностью 0,66 км	АО «ДГК»	110	км	–	–	0,66	–	–	–	–	–	0,66	
18	Строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Южная № 2 (С-2) ориентировочной протяженностью 0,66 км	АО «ДГК»	110	км	–	–	0,66	–	–	–	–	–	0,66	
19	Строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Горький № 1 (С-3) ориентировочной протяженностью 0,65 км	АО «ДГК»	110	км	–	–	0,65	–	–	–	–	–	0,65	

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
20	Строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Горький № 2 (С-4) ориентировочной протяженностью 0,65 км	АО «ДГК»	110	км	–	–	0,65	–	–	–	–	–	0,65	
21	Строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Корфовская № 1 с отпайками (С-5) ориентировочной протяженностью 0,63 км	АО «ДГК»	110	км	–	–	0,63	–	–	–	–	–	0,63	
22	Строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Корфовская № 2 с отпайками (С-6) ориентировочной протяженностью 0,63 км	АО «ДГК»	110	км	–	–	0,63	–	–	–	–	–	0,63	
23	Строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – РЦ № 1 с отпайками (С-7) ориентировочной протяженностью 0,61 км	АО «ДГК»	110	км	–	–	0,61	–	–	–	–	–	0,61	
24	Строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – РЦ № 2 с отпайками (С-8) ориентировочной протяженностью 0,61 км	АО «ДГК»	110	км	–	–	0,61	–	–	–	–	–	0,61	
25	Строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – СДВ № 1 ориентировочной протяженностью 0,58 км	АО «ДГК»	110	км	–	–	0,58	–	–	–	–	–	0,58	
26	Строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – СДВ № 2 ориентировочной протяженностью 0,58 км	АО «ДГК»	110	км	–	–	0,58	–	–	–	–	–	0,58	
27	Реконструкция ПС 220 кВ Хехцир с заменой автотрансформатора 1АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА на автотрансформатор 220/110 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	1×125	–	–	–	–	–	125	
28	Реконструкция ПС 220 кВ Хехцир с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Корфовская – Хехцир (С-23) и в ячейке выключателя ОСМВ-110 с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	х	–	–	х	–	–	–	–	–	х	
29	Реконструкция ПС 220 кВ Хехцир с заменой ТТ ячейки 110 кВ 1АТ с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	–	х	
30	Реконструкция ВЛ 110 кВ Корфовская – Хехцир (С-23) с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 0,9 км	АО «ДРСК»	110	км	–	–	0,9	–	–	–	–	–	0,9	
31	Реконструкция ПС 110 кВ Корфовская с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Корфовская – Хехцир (С-23), ОВ 110 и провода 1с 110 кВ, 2с 110 кВ и ОСШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	–	х	
32	Реконструкция ПС 110 кВ Корфовская с заменой выключателя, разъединителя и ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Корфовская – Хехцир (С-23)	АО «ДРСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	–	х	
33	Реконструкция ПС 110 кВ Корфовская с заменой выключателя, разъединителей и ТТ в ячейке ОВ 110 кВ с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	–	х	
34	Реконструкция Хабаровской ТЭЦ-1 с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Южная № 1 с увеличением пропускной способности	АО «ДГК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	–	х	
35	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой выключателей, ВЧЗ, разъединителей и ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Южная ТЭЦ – Южная № 1 и № 2 с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	–	х	
36	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой выключателя, разъединителей и ТТ ячейки ОВ 110 кВ с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	–	х	

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации							Основание	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031		2025–2031
37	Установка двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый на Южной ТЭЦ	АО «ДГК»	110	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	126	

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	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031		2025–2031
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 и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

## **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 25.10.2024 № 7@ инвестиционной программы ПАО «Россети» на 2024–2029 годы и 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 28.12.2023 № 37@;

2) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2024–2029 годы. Материалы размещены 05.05.2025 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) утвержденных приказом Минэнерго России от 12.12.2024 № 34@ инвестиционной программы АО «ДРСК» на 2024–2029 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «ДРСК», утвержденную приказом Минэнерго России от 19.12.2023 № 26@;

4) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «ДРСК» на 2024–2029 годы. Материалы размещены 16.04.2025 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

5) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [3]).

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных:

– прогноза 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);

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации, основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемых изменений цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России 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 27.

Таблица 27 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Хабаровского края (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2025–2031 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	11427,68	24092,54	26560,33	17732,55	11149,93	10408,53	10824,87	112196,44

## **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 [4];
- 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 [5] 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 2025 год на территории Хабаровского края осуществляют свою деятельность 8 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются АО «ДРСК» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 60 % в суммарной НВВ сетевых организаций Хабаровского края) и АО «Хабаровская горэлектросеть» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 12 % 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 2024 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 [6].

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 2024 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 максимального срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств,

---

<sup>1</sup> Постановления Комитета по ценам и тарифам Хабаровского края от 28.11.2022 № 48/169 и от 22.10.2024 № 28/4.

включаемых в амортизационные группы<sup>2</sup>, для объектов электросетевого хозяйства – 25 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере  $3,5 \times \text{EBITDA}$  в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата 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 6 лет (в случае превышения размера заемных средств уровня  $3,5 \times \text{EBITDA}$  за 2024 год – 12 лет).

Средняя процентная ставка по заемным средствам на прогнозный период принята в размере:

– 15 % годовых на 2026 год, 10,5 % годовых на 2027 и 2028 годы. Ставки определены с учетом прогноза Банка России от 25.07.2025 величины среднегодовой ключевой ставки;

– с 2029 года средняя процентная ставка принята в размере 10 % годовых с учетом значений среднегодовой ключевой ставки в зависимости от целевых значений инфляции.

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 30 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	30 %	0 % – 30 % от размера чистой прибыли

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

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Средняя процентная ставка по заемным средствам	11 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	6 (12) лет	6 (12) лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2025 год постановлением Комитета по ценам и тарифам Правительства Хабаровского края от 09.12.2024 № 37/3 «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>. На период 2029–2031 годов принято, что экономические показатели сохраняются в размере последнего года прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

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 2024 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2024 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2024 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 2025 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, принятого в схеме и программе

<sup>3</sup> Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

развития электроэнергетических систем России, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2025 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.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	11 %	8 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	7 %	6 %	6 %	6 %	6 %	6 %
Рост цен на уголь	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	-5,4 %	3,0 %	-1,3 %	0,4 %	0,1 %	1,2 %

#### 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. В случае отличия объемов капитальных вложений по годам в актуальном проекте инвестиционной программы основных ТСО от данных в утвержденной

инвестиционной программе, такие отличия учитываются при оценке тарифных последствий.

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 30.

Таблица 30 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Хабаровского края (в млн руб. без НДС)

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	1253	1101	1096	1004	1006	1006
объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	360	129	134	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	1935	1143	1523	1253	1344	1344

### 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 31 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 31 – 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	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
ПВВ	млрд руб.	12,0	13,4	13,9	14,6	15,2	16,0
НВВ	млрд руб.	13,7	14,6	14,8	15,4	15,7	15,7
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,7	1,2	0,9	0,8	0,5	-0,3
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,04	2,21	2,32	2,42	2,52	2,63
Среднегодовой темп роста	%	–	108	105	104	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,32	2,40	2,47	2,56	2,61	2,58
Среднегодовой темп роста	%	–	103	103	103	102	99
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,28	0,20	0,15	0,14	0,09	-0,05

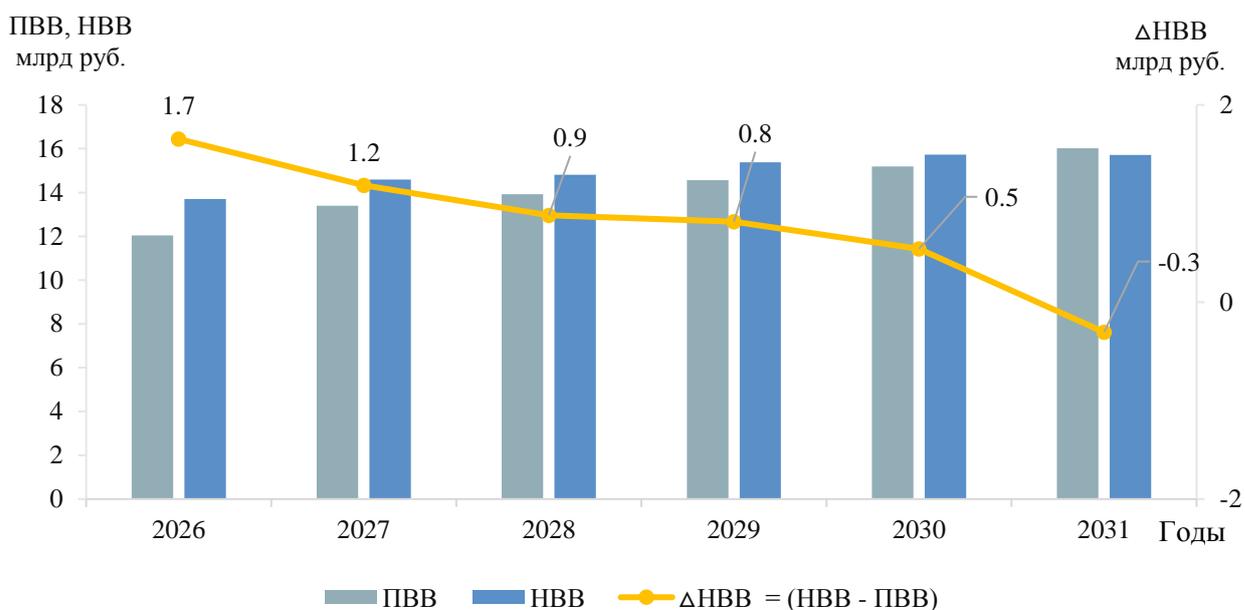


Рисунок 6 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Хабаровского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 31, 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 2025 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1), а также выявлена недостаточность выручки на всем прогножном периоде при снижении (сценарий 2) и при отсутствии (фиксации на уровне 2025 года) роста (сценарий 3) прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии. Дефицит финансирования в Базовом и указанных сценариях суммарно за период наличия дефицита составляет 3,9–15,9 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 7.

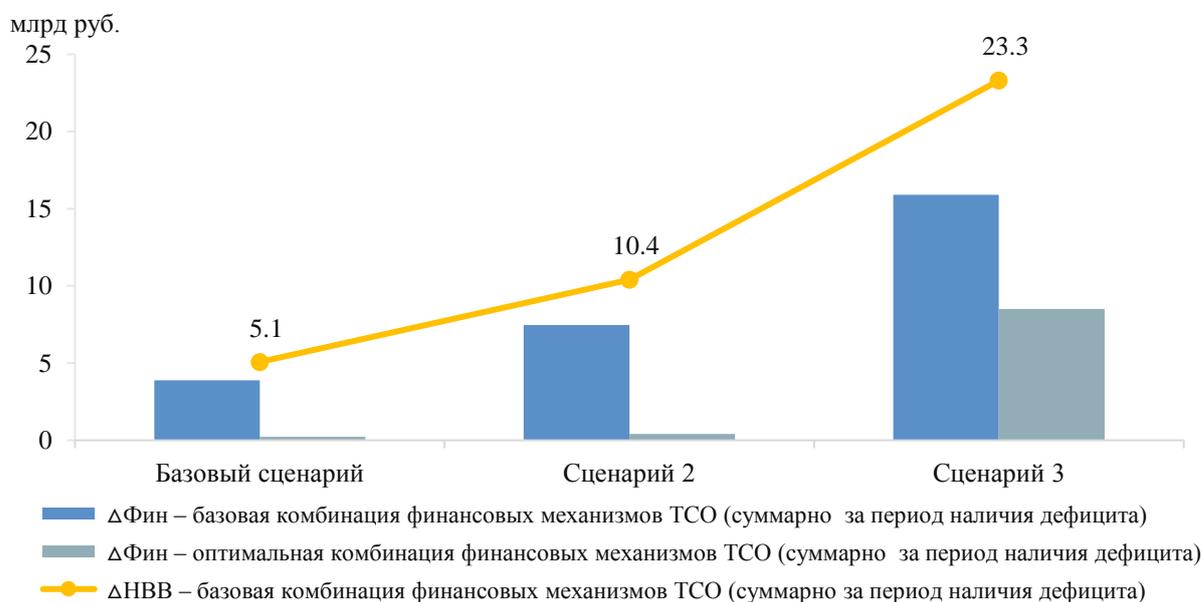


Рисунок 7 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (за период 2026–2031 годов)

Наименование	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 %	0 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	38 %	100 %	100 %
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 возможно снижение дефицита финансирования инвестиций во всех рассматриваемых сценариях (таблица 32), включая наиболее пессимистичный сценарий 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2025 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 2031 году в объеме 14675 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 5,36 %.

Потребление мощности Хабаровского края к 2030 году увеличится и составит 2383 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 4,22 %.

Годовое число часов использования потребления мощности Хабаровского края в период 2026–2031 годов прогнозируется в диапазоне 5603–6158 ч/год.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, расположенных на территории Хабаровского края, в 2031 году составит 2253,4 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 2025–2031 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 1115,714 км, трансформаторной мощности 3137 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: 29.08.2025).

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 г., 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: 29.08.2025).

3. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_471328/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/) (дата обращения: 29.08.2025).

4. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. № 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: 29.08.2025).

5. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_125116/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/) (дата обращения: 29.08.2025).

6. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 г. № 24. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_46197/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/) (дата обращения: 29.08.2025).

**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), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2031 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования <sup>1)</sup>	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание	
					Установленная мощность, МВт									
Энергосистема Хабаровского края и Еврейской автономной области, территория Хабаровского края														
Хабаровская ТЭЦ-1	АО «ДГК»			Газ, уголь, мазут										
		1	ПР-25/30-90/10/0,9		25,0	25,0	25,0							Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		2	ПТ-25/30-90		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							Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		6	ПТ-50-90/13		50,0	50,0	50,0							Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		7	Т-100-130		100,0	100,0	100,0							Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		8	Т-100-130		100,0	100,0	100,0							Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		9	Т-100/120-130-2		105,0	105,0	105,0							Вывод из эксплуатации в 2027 г.
Установленная мощность, всего		–	–		–	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	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	
		6	ПТ-60-90/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		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	197,5	197,5	197,5	197,5		
Амурская ТЭЦ-1	АО «ДГК»			Газ, уголь, мазут										
		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		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования <sup>1)</sup>	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание	
					Установленная мощность, МВт									
Совгаванская ТЭЦ	АО «ТЭЦ в г. Советская Гавань»			Уголь, дизельное топливо										
		1	T-63-13/0,25		63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0		
		2	T-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	205,0	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.
		2	ПГУ					205,0	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	410,0		
ВЭС	АО «ВетроСПК»			–										
		–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3487)						139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего		–	–						139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	

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

**ПРИЛОЖЕНИЕ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
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	2026 <sup>3)</sup>	Реновация основных фондов	2256,30	2236,05
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 <sup>3)</sup>	Реновация основных фондов		
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	2026 <sup>3)</sup>	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	276,33	271,89

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)		
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031	
4	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край, Еврейская автономная область	Строительство ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская ориентировочной протяженностью 365 км <sup>4)</sup>	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	–	365	365	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	67611,16	67611,16	
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>4)</sup>	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	–	3×167+167	–	501+167	–		4199,76	4199,76	
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>5)</sup>	ПАО «Россети»	220	км	–	433,50	–	–	–	–	–	–	433,50	2026 <sup>3)</sup>	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р	54778,26	29907,61
			ПАО «Россети»	220	Мвар	–	6×25	–	–	–	–	–	–	–	150	2026 <sup>3)</sup>			

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
7	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Высокогорная (Кузнецовский) – Ванино (Л-263) на ПС 220 кВ Тумнин/т ориентировочной протяженностью 0,082 км и 0,075 км <sup>5)</sup>	ПАО «Россети»	220	км	–	0,082 0,075	–	–	–	–	–	0,157	2026 <sup>3)</sup>	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	503,60	480,93
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>5)</sup>	ПАО «Россети»	220	км	–	4,75 4,779	–	–	–	–	–	9,529	2026 <sup>3)</sup>	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	736,38
9	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>5)</sup>	ПАО «Россети»	220	км	–	0,959 1,036	–	–	–	–	–	1,995	2026 <sup>3)</sup>	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
10	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>5)</sup>	ПАО «Россети»	220	км	–	0,725 0,731	–	–	–	–	–	1,456	2026 <sup>3)</sup>	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 Кун/т ориентировочной протяженностью 1,886 км и 1,725 км <sup>5)</sup>	ПАО «Россети»	220	км	–	1,886 1,725	–	–	–	–	–	3,611	2026 <sup>3)</sup>	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	2814,10	2382,56
12	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>5)</sup>	ПАО «Россети»	220	км	–	2×4,5	–	–	–	–	–	9	2026 <sup>3)</sup>	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
13	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>5)</sup>	ПАО «Россети»	220	км	–	7,567 7,404	–	–	–	–	–	14,971	2026 <sup>3)</sup>	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	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	2026	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	963,82	430,67

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
15	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция ПС 110 кВ Корфовская с заменой трансформатора 1Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	463,13	463,13
16	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство КРУЭ 110 кВ Южной ТЭЦ	АО «ДГК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–		3862,81	3862,81
17	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Южная №1 (С-1) ориентировочной протяженностью 0,66 км	АО «ДГК»	110	км	–	–	0,66	–	–	–	–	0,66	–		456,36	456,36
18	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Южная №2 (С-2) ориентировочной протяженностью 0,66 км	АО «ДГК»	110	км	–	–	0,66	–	–	–	–	0,66	–		456,36	456,36
19	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Горький №1 (С-3) ориентировочной протяженностью 0,65 км	АО «ДГК»	110	км	–	–	0,65	–	–	–	–	0,65	–		450,00	450,00
20	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Горький №2 (С-4) ориентировочной протяженностью 0,65 км	АО «ДГК»	110	км	–	–	0,65	–	–	–	–	0,65	–		450,00	450,00

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
21	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Корфовская №1 с отпайками (С-5) ориентировочной протяженностью 0,63 км	АО «ДГК»	110	км	–	–	0,63	–	–	–	–	0,63	–	Обеспечение вывода из эксплуатации электросетевого и генерирующего оборудования Хабаровской ТЭЦ-1	425,04	425,04
22	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Корфовская №2 с отпайками (С-6) ориентировочной протяженностью 0,63 км	АО «ДГК»	110	км	–	–	0,63	–	–	–	–	0,63	–		425,04	425,04
23	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – РЦ №1 с отпайками (С-7) ориентировочной протяженностью 0,61 км	АО «ДГК»	110	км	–	–	0,61	–	–	–	–	0,61	–		424,55	424,55
24	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – РЦ №2 с отпайками (С-8) ориентировочной протяженностью 0,61 км	АО «ДГК»	110	км	–	–	0,61	–	–	–	–	0,61	–		424,55	424,55
25	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – СДВ №1 ориентировочной протяженностью 0,58 км	АО «ДГК»	110	км	–	–	0,58	–	–	–	–	0,58	–		394,20	394,20
26	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство участка КЛ 110 кВ от Южной ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – СДВ №2 ориентировочной протяженностью 0,58 км	АО «ДГК»	110	км	–	–	0,58	–	–	–	–	0,58	–		394,20	394,20
27	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция ПС 220 кВ Хехцир с заменой автотрансформатора 1АТ 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	125	–	–	–	–	125	–		733,85	733,85

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031				
28	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция ПС 220 кВ Хехцир с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Корфовская – Хехцир (С-23) и ячейки выключателя ОСМВ-110 с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	11,10	11,10
29	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция ПС 220 кВ Хехцир с заменой ТТ ячейки 110 кВ 1АТ с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	15,57	15,57
30	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Корфовская – Хехцир (С-23) с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 0,9 км	АО «ДРСК»	110	км	–	–	0,9	–	–	–	–	0,9	–	20,39	20,39
31	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция ПС 110 кВ Корфовская с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Корфовская – Хехцир (С-23), ОВ 110 и провода 1с 110 кВ, 2с 110 кВ и ОСШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	23,35	23,35
32	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция ПС 110 кВ Корфовская с заменой выключателя, разъединителей и ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Корфовская – Хехцир (С-23)	АО «ДРСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	101,05	101,05
33	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция ПС 110 кВ Корфовская с заменой выключателя, разъединителей и ТТ в ячейке ОВ 110 кВ с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	77,63	77,63
34	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция Хабаровской ТЭЦ-1 с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Южная №1 с увеличением пропускной способности	АО «ДГК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	5,67	5,67

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
35	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой выключателей, ВЧЗ, разъединителей и ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Южная ТЭЦ – Южная № 1 и № 2 с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–		116,81	116,81
36	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой выключателя, разъединителей и ТТ ячейки ОВ 110 кВ с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–		76,36	76,36
37	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Установка на Южной ТЭЦ двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ДГК»	110	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	126	–		568,77	568,77
38	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство ПС 220 кВ Полиметалл с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 63 МВА <sup>5)</sup>	ПАО «Россети»	220	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	2025 <sup>3)</sup>	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	2244,71
39	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Березовая – Горин на ПС 220 кВ Полиметалл ориентировочной протяжённостью 0,725 км и 0,731 км <sup>5)</sup>	ПАО «Россети»	220	км	0,725 0,731	–	–	–	–	–	–	1,456	2025 <sup>3)</sup>			

## 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> Планируемый год реализации может быть уточнен по результатам процедуры утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России.

4<sup>4)</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.

5<sup>5)</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.