

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ  
СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ  
НА 2024–2029 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ БУРЯТИЯ

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	7
1 Описание энергосистемы .....	8
1.1 Основные внешние электрические связи .....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии .....	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей .....	9
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период .....	9
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде .....	11
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики .....	14
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	14
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 .....	14
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ .....	14
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 .....	20
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	21
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	21
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше .....	21
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям .....	23
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы .....	25
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	25
3.2 Прогноз потребления электрической энергии .....	28

3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	29
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	30
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы .....	33
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	33
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 Республики Бурятия .....	33
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	38
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 .....	41
4.5	Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют .....	43
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	45
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	46
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	47
7.1	Основные подходы.....	47
7.2	Исходные допущения.....	48
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	51
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	52
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	54
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	57
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	58
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	60

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.....	62
--------------	---	----

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КОММод	–	отбор проектов реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций
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
н/д	–	нет данных
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НПС	–	нефтеперекачивающая станция
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РЗА	–	релейная защита и автоматика
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы

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
T	–	трансформатор
TНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
TУ	–	технические условия
TЭС	–	тепловая электростанция
TЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
УШР	–	управляемый шунтирующий реактор
ЦОД	–	центр обработки данных
ЦП	–	центр питания
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)
$S_{длн}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{ном}$	–	номинальная полная мощность
$U_{ном}$	–	номинальное напряжение

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Республики Бурятия за период 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 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 Республики Бурятия на каждый год перспективного периода (2024–2029 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 2029 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Республики Бурятия на период до 2029 года, в том числе:

– мероприятия, направленные на исключение ввода ГАО в электрической сети;

– 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 Республики Бурятия входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Бурятское РДУ и обслуживает территорию Республики Бурятия.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Республики Бурятия и владеющие объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и/или выше:

– филиал ПАО «Россети» – Забайкальское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Республики Бурятия, Забайкальского края, Иркутской области, Ленского района Республики Саха (Якутия);

– филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Республики Бурятия.

### 1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Республики Бурятия связана с энергосистемами:

– Иркутской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ): ВЛ 220 кВ – 7 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Забайкальского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Забайкальское РДУ): ВЛ 220 кВ – 5 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– Центрального региона Монголии (КОО «НДЦ»): ВЛ 220 кВ – 2 шт.

### 1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Республики Бурятия

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
Филиал ОАО «РЖД» ВСЖД	211,0
Более 50 МВт	
–	–
Более 10 МВт	
АО «Селенгинский ЦКК»	28,0
АО «Разрез Тугнуйский»	24,0
Улан-Удэнский ЛВРЗ филиал АО «Желдорремаш»	12,0
ООО «Тимлюйцемент»	11,0



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

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Бурятия на 01.01.2023 составила 1523,8 МВт, в том числе: ТЭС – 1408,8 МВт, СЭС – 115,0 МВт.

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

Структура и изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за отчетный год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Бурятия, МВт

Наименование	На 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	1489,8	–	–	+34,0	–	1523,8
ТЭС	1374,8	–	–	+34,0	–	1408,8
ВИЭ – всего	115,0	–	–	–	–	115,0
СЭС	115,0	–	–	–	–	115,0

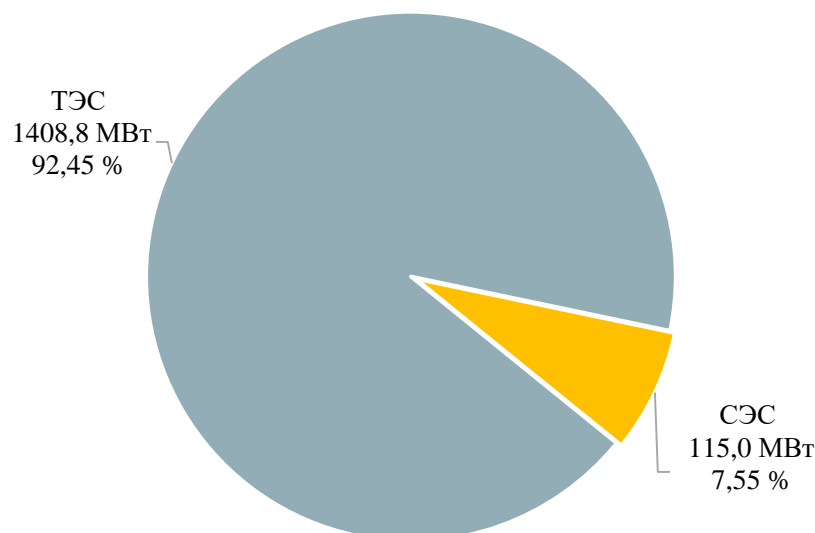


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Бурятия по состоянию на 01.01.2023

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Бурятия приведена в таблице 3 и на рисунках 2, 3.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Бурятия

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	5532	5550	5511	5623	5883
Годовой темп прироста, %	0,97	0,33	-0,70	2,03	4,62
Максимум потребления мощности, МВт	949	942	932	991	1002
Годовой темп прироста, %	-1,66	-0,74	-1,06	6,37	1,07
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5829	5892	5913	5672	5872
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	27.12 13:00	14.02 05:00	31.12 14:00	27.12 13:00	01.02 05:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-28,0	-24,0	-25,3	-22,7	-24,9

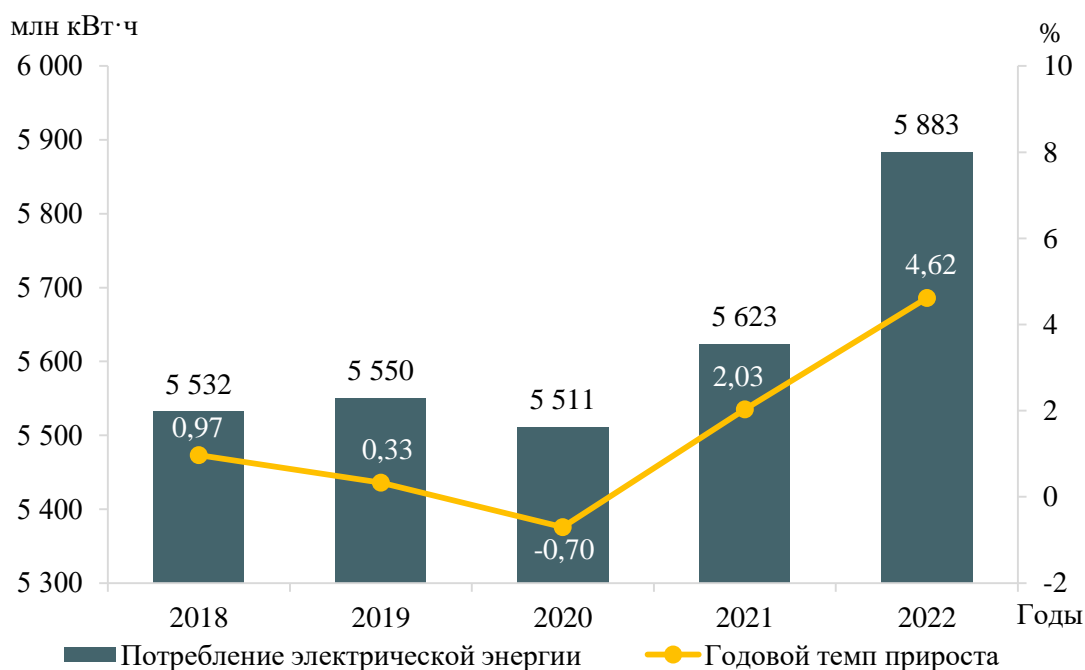


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Республики Бурятия и годовые темпы прироста

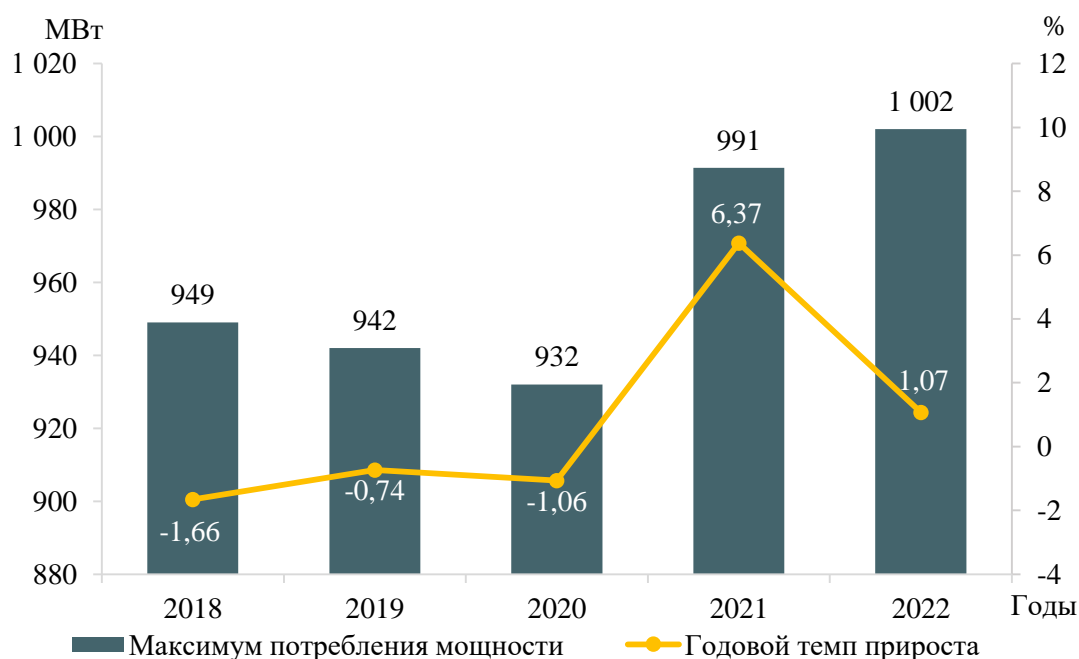


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Бурятия увеличилось на 404 млн кВт·ч и составило в 2022 году 5883 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,43 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 4,62 % в 2022 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 0,70 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия вырос на 37 МВт и составил 1002 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,76 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 6,37 % в 2021 году, что связано с отменой ковидных ограничений; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2018 году и составило 1,66 %.

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

- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- увеличением потребления в домашних хозяйствах и сфере услуг;
- ростом потребления в промышленном производстве.

### **1.5 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 Республики Бурятия приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Бурятия приведен в таблице 5.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ ЗММК – Северная с отпайками с образованием отдельной ВЛ 110 кВ Северная – Западная протяженностью 2,9 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	2018	2,9 км
2	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Районная – Машзавод I цепь с отпайками до ПС 110 кВ Машзавод-2 протяженностью 0,54 км	ПАО «Россети Сибирь»	2019	0,54 км
3	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Районная – Машзавод II цепь с отпайками до ПС 110 кВ Машзавод-2 протяженностью 0,54 км	ПАО «Россети Сибирь»	2019	0,54 км
4	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Романовка – Багдарин с отпайками (РБ-125) до ПС 110 кВ Джилинда протяженностью 6,17 км	ПАО «Россети Сибирь»	2019	6,17 км
5	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Селендума – Инкурская с отпайкой на ПС Торей на Торейскую СЭС протяженностью 0,3 км каждый с образованием ВЛ 110 кВ Торейская СЭС – Селендума и ВЛ 110 кВ Торейская СЭС – Торей с отпайкой на ПС Инкурская	ПАО «Россети Сибирь»	2020	2×0,3 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Джилинда с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый и двумя БСК 10 кВ мощностью 3,3 Мвар каждая	ОАО «Хиагда»	2019	2×3,3 Мвар 2×6,3 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Машзавод-2 с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	2019	2×25 МВА
3	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Мысовая с заменой трансформатора 220/35 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 220/35 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2020	1×40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
4	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Районная с заменой автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 60 МВА на автотрансформатор 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети»	2020	1×63 МВА
5	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Гусиное Озеро с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ОАО «РЖД»	2021	1×10 МВА
6	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Мысовая с заменой трансформатора 220/35 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 220/35 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2021	1×40 МВА
7	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Перевал с заменой трансформатора 220/35 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 220/35 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2021	1×40 МВА

## 2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

На территории Республики Бурятия отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

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

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

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 6 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 6 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С		
		Энергосистема Республики Бурятия	Южный энергорайон	Северобайкальский энергорайон
2018	19.12.2018	-12,4	-12,5	-15,4
	20.06.2018	21,7	21,1	19,7
2019	18.12.2019	-15,8	-15,8	-23,1
	19.06.2019	20,9	21,0	15,9
2020	16.12.2020	-18,7	-17,7	-28,8
	17.06.2020	17,9	18,0	12,6
2021	15.12.2021	-18,2	-17,3	-31,6
	16.06.2021	9,1	8,8	10,3
2022	21.12.2022	-17,4	-16,9	-32,7
	15.06.2022	22,6	22,3	17,2

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

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

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

#### 2.2.1.1 ПАО «Россети Сибирь»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Сибирь» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 7 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 8 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 9 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 7 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	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
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Комсомольская	110/10	T-1	ТМН-2500/110/11/80У1	115/10,5	2,5	1985	92	0,00	0,50	0,73	1,87	2,67	0,00	0,00	1,50	2,09	2,27	0,00
			T-2	ТМН-2500/110/11/80У1	115/10,5	2,5	1987	94	0,18	0,21	0,15	0,22	0,30	0,29	0,25	0,90	0,34	0,15	
2	ПС 110 кВ Кырен	110/35/10	T-1	ТМТН-6300/110	115/38,5/10,5	6,3	1977	69	2,99	1,95	5,41	3,12	2,21	1,47	2,78	2,05	1,07	1,09	0,00
			T-2	ТМТН-6300/110	115/38,5/10,5	6,3	1977	69	2,95	4,19	3,40	3,51	4,73	1,61	1,21	1,58	2,27	1,80	
3	ПС 110 кВ Южная	110/35/10	T-1	ТДТН-25000/110	115/38,5/10,5	25	1987	85	12,90	14,23	17,78	19,74	21,25	6,93	9,70	9,53	11,57	12,46	0,00
			T-2	ТДТН-25000/110	115/38,5/10,5	25	1987	92	12,32	10,54	12,32	13,58	13,51	9,42	8,88	8,98	10,75	6,45	

Таблица 8 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Комсомольская	T-1	ТМН-2500/110/11/80У1	1985	92	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТМН-2500/110/11/80У1	1987	94	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
2	ПС 110 кВ Кырен	T-1	ТМТН-6300/110	1977	69	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМТН-6300/110	1977	69	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Южная	T-1	ТДТН-25000/110	1987	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110	1987	92	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 9 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА						
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	
1	ПС 110 кВ Комсомольская	2022	2,97	ПС 110 кВ Комсомольская	ООО «Эгитинский ГОК Плюс»	20.0300.158.23	–	2025	1,20	0,01	10	0,96	2,97	4,04	4,04	4,04	4,04	4,04	
2	ПС 110 кВ Кырен	2020	8,81	ПС 110 кВ Кырен	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	0,61	0,09	–	0,06	8,99	8,99	8,99	8,99	8,99	8,99	
				ПС 35 кВ Аршан	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	0,62	0,02	–	0,06							
				ПС 35 кВ Жемчуг	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	0,28	0,02	–	0,03							
				ПС 35 кВ Нилова Пустынь	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	0,12	0,01	–	0,01							
3	ПС 110 кВ Южная	2022	34,76	ПС 35 кВ Наран	ООО «ИМЦ»	20.0300.3646.21	14.10.2021	2024	4,54	0,00	10	3,18	41,158	41,158	41,158	41,158	41,158	41,158	
				ПС 35 кВ АРЗ	ООО «Байкалпромгаз»	20.0300.5870.19	18.12.2019	2024	1,60	0,00	н/д	1,28							
				ПС 110 кВ Южная	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	3,60	0,33	10	0,4							0,36
				ПС 35 кВ Наран	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	0,10	0,00	0,4	0,01							
				ПС 35 кВ Нижняя Иволга	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	1,63	0,25	0,4	0,16							
				ПС 35 кВ Нижний Саянтуй	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	2,55	0,09	0,4	0,25							



№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{ном}$ перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
				ПС 35 кВ КТП-11	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	0,66	0,01	6 0,4	0,07						
				ПС 35 кВ Пестерево	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	0,02	0,00	0,4	0,00						
				ПС 35 кВ Полигон	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	0,68	0,02	6 0,4	0,07						
				ПС 35 кВ Горводоподъем	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	0,73	0,04	0,4	0,07						
				ПС 35 кВ АРЗ	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	3,02	0,62	0,4	0,30						

### ПС 110 кВ Комсомольская.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 2,97 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 113,14 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1070 [2], коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов составляет 1,050 вне зависимости от ТНВ (требования Приказа Минэнерго России № 81 [3] не распространяются на трехфазные трансформаторы мощностью менее 5 МВА).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,20 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,07 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

где  $S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}}$  – мощность новых потребителей, подключаемых к ПС в соответствии с ТУ на 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 2,97 + 1,07 + 0 - 0 = 4,04 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 153,78 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Комсомольская ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Комсомольская расчетный объем ГАО составит 1,41 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 4,04 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 6,3 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×2,5 МВА на 2×6,3 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Кырен.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 8,81 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 116,56 % от  $S_{длн}$ , что превышает  $S_{длн}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -17,7 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,63 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,18 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 8,81 + 0,18 + 0 - 0 = 8,99 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 118,95 % от  $S_{длн}$ , что превышает  $S_{длн}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кырен ниже уровня  $S_{длн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Кырен расчетный объем ГАО составит 1,43 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 8,99 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×6,3 МВА на 2×10 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Южная.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 34,76 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 115,87 % от  $S_{длн}$ , что превышает  $S_{длн}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -16,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 19,12 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 6,40 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 34,76 + 6,40 + 0 - 0 = 41,16 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 137,19 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Южная ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Южная расчетный объем ГАО составит 11,16 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 41,16 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 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

### 2.2.2.1 Мероприятия, необходимые для реализации второго этапа развития Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД» на территории Республики Бурятия

Перечень мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения железнодорожного направления Кузбасс – порты Дальнего Востока в части оборудования класса напряжения 110 кВ и выше в соответствии с решениями Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Перечень мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения железнодорожного направления Кузбасс – порты Дальнего Востока в части оборудования класса напряжения 110 кВ и выше, реализуемых в энергосистеме Республики Бурятия

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Тип	Ответственная организация
<i>Перечень утвержденных к реализации мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения тяговых подстанций железнодорожного направления Кузбасс – Дальний Восток в части мероприятий по оборудованию класса напряжения 220 кВ и 500 кВ</i>				
1	ПС 500 кВ Нижнеангарская	Строительство ПС 500 кВ Нижнеангарская с установкой двух УШР 220 кВ мощностью не менее 50 Мвар каждый, двух БСК 220 кВ мощностью не менее 52 Мвар каждая	Сети	ПАО «Россети»
2		Реконструкция ПС 500 кВ Нижнеангарская с установкой второго автотрансформатора 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый)	Сети	ПАО «Россети»
3		Реконструкция ПС 500 кВ Нижнеангарская с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо	Сети	ПАО «Россети»
4		Реконструкция ПС 500 кВ Нижнеангарская с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2	Сети	ПАО «Россети»
5	ПС 220 кВ Таксимо	Реконструкция ПС 220 кВ Таксимо со строительством РУ 500 кВ и установкой автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА, с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	Сети	ПАО «Россети»
6	ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2 ориентировочной протяженностью 480 км	Сети	ПАО «Россети»
7	ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо ориентировочной протяженностью 230 км	Сети	ПАО «Россети»

### 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 Республики Бурятия, 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, необходимые для обеспечения возможности синхронной работы ОЭС Востока и ОЭС Сибири.

ОЭС Сибири граничит с энергосистемой Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов (ОЭС Урала), энергосистемой Амурской области и Южно-Якутским районом

электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), включающим Алданский и Нерюнгринский районы (ОЭС Востока), а также с энергосистемами двух зарубежных государств: Республики Казахстан и Республики Монголия.

ОЭС Востока граничит с электроэнергетическими системами ОЭС Сибири: Иркутской области и Забайкальского края, а также с энергосистемой Китайской Народной Республики.

Вследствие недостаточной пропускной способности линий электропередачи 220 кВ, соединяющих ОЭС Востока и ОЭС Сибири для обеспечения длительной устойчивой параллельной синхронной работы, ОЭС Востока работает изолированно от остальной части ЕЭС России. Нормальными точками деления сети являются секционные разъединители 220 кВ на ПС 220 кВ Могоча, линейный разъединитель на ПС 220 кВ Куанда и линейные разъединители на ПС 220 кВ Пеледуй.

В зависимости от складывающейся режимно-балансовой и схемно-режимной ситуации осуществляется перенос точек раздела между ОЭС Сибири и ОЭС Востока в пределах нескольких приграничных подстанций.

Начиная с 2019 года последовательно осуществляется реализация мероприятий по объединению изолированных энергорайонов Республики Саха (Якутия) с ОЭС Востока. В рамках развития транспортно-инфраструктурных проектов, таких как нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан», газопровод «Сила Сибири», построены транзиты 220 кВ, обеспечивающие электроснабжение перекачивающих станций.

В рамках модернизации Восточного полигона – БАМ и Транссибирской магистрали предусмотрено развитие электрических сетей вдоль Северобайкальского участка БАМ и строительство третьей цепи 220 кВ Холбон – Зилово – Могоча.

Вышеуказанное сетевое строительство в совокупности с активным освоением минерально-сырьевой базы в Иркутской области, Республике Бурятия, Амурской области, Забайкальском крае, Республике Саха (Якутия) создают предпосылки для появления технической возможности объединения на параллельную синхронную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока с минимальными дополнительными затратами.

Для обеспечения объединения на параллельную синхронную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока в дополнение к уже принятым решениям в рамках плана ускоренной модернизации Восточного полигона – БАМ и Транссибирской магистрали рекомендуется реализация следующих мероприятий:

– строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча ориентировочной протяженностью 324 км;

– строительство ВЛ 220 кВ Таксимо – Чара ориентировочной протяженностью 239 км.

Кроме того, необходима установка дополнительных устройств противоаварийной автоматики, а также перенастройка действующих устройств РЗА, параметры которых должны уточняться при конкретном проектировании.

После завершения вышеупомянутых мероприятий параллельная синхронная работа ОЭС Сибири и ОЭС Востока будет осуществляться по электрическим связям, входящим во вновь образуемое контролируемое сечение «Восток – Сибирь», в состав которого входят следующие ЛЭП:

– ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй № 1 с отпайкой на ПС НПС-11;

– ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй № 2 с отпайкой на ПС НПС-11;

– ВЛ 220 кВ Хани – Чара № 1;

– ВЛ 220 кВ Хани – Чара № 2;

- ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча;
- ВЛ 220 кВ Могоча – Амазар;
- ВЛ 220 кВ Семиозерный – Могоча.

Реализация предложенных мероприятий по объединению на параллельную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока позволит:

- обеспечить дополнительную передачу электрической энергии и мощности из ОЭС Сибири в ОЭС Востока в маловодные годы;
- повысить надежность и качество электроснабжения потребителей, прежде всего тяговых транзитов БАМ и Транссибирской магистрали, питание которых в настоящее время осуществляется в консольном режиме вследствие наличия точек раздела;
- обеспечить совместную оптимизацию режимов работы электростанций ОЭС Сибири и ОЭС Востока в рамках процедур конкурентных отборов выбора состава включенного генерирующего оборудования, рынка на сутки вперед и балансирующего рынка и распространение всех рыночных механизмов, применяемых в ценовых зонах оптового рынка, на территорию второй неценовой зоны, расположенной на территории Дальнего Востока.

Дальнейшее увеличение пропускной способности линий электропередачи, соединяющих ОЭС Востока и ОЭС Сибири, обеспечивается путем выполнения следующих мероприятий:

- реконструкция ПС 220 кВ Чара со строительством РУ 500 кВ и установкой одного автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА, установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар для ВЛ 500 кВ Чара – Тында (Магистральная);

- реконструкция ПС 220 кВ Тында (Магистральная) со строительством РУ 500 кВ и установкой автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) с резервной фазой 167 МВА, установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар для ВЛ 500 кВ Чара – Тында (Магистральная);

- строительство ВЛ 500 кВ Чара – Тында (Магистральная) ориентировочной протяженностью 570 км;

- строительство ВЛ 500 кВ Таксимо – Чара ориентировочной протяженностью 239 км;

- строительство ВЛ 500 кВ Даурия – Тында (Магистральная) ориентировочной протяженностью 157 км.

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

Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии

и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям, приведен в 4.2.



### **3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы**

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

В таблице 11 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Республики Бурятия, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 11 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Республики Бурятия

№ 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							
26 1	Проект ОАО «РЖД» «Кузбасс-порты Дальнего Востока»	ОАО «РЖД»	220,0	241,0	220	2024	ПС 220 кВ Выдрино ПС 220 кВ Переемная ПС 220 кВ Мысовая ПС 220 кВ Посольская ПС 220 кВ Заиграево ПС 220 кВ Новоильинская ПС 220 кВ Кижа ПС 220 кВ Дабан ПС 220 кВ Северобайкальск ПС 220 кВ Кичера ПС 220 кВ Ангоя ПС 220 кВ Новый Уоян Новая ПС 220 (1278 км) ПС 220 кВ Янчукан ПС 220 кВ Ангаракан ПС 220 кВ Окусикан ПС 220 кВ Перевал Новая ПС 220 кВ (Ульги)
					110		ПС 110 кВ Селенга/т ПС 110 кВ Татаурово/т ПС 110 кВ Заудинская ПС 110 кВ Таксимо/т
2	Центр обработки данных	ООО «Битривер-Б»	0,0	100,0	220	2024	ПС 220 кВ Мухоршибирь ПС 220 кВ Саган-Нур
Более 50 МВт							
3	ООО «Озерное» (добыча полиметаллических руд)	ООО «Озерное»	0,0	82,0	220	2023–2024	ПС 220 кВ Озерная

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 10 МВт							
4	Тепличный комплекс «Гусиноозерский»	ООО «ТК «Гусиноозерский»	27,6	27,6	220	2024	Гусиноозерская ГРЭС ПС 220 кВ Мухоршибирь
5	Электроснабжение центральной части города	МУ «Улан-УдэСтройзаказчик»	0,0	14,0	6	2025	Новая ПС 110 кВ
6	АО «Хиагда» (добыча урановых руд)	АО «Хиагда»	7,0	3,0	110	2024	Читинская ТЭЦ-1
Инвестиционные проекты по информации от исполнительных органов субъектов РФ							
7	Электроотопление ИЖС Улан-Удэнская агломерация	Электроотопление ИЖС Улан-Удэнская агломерация	0,0	156,8	Не определено	2025–2026 2029	Не определен
8	Электроотопление ИЖС Улан-Удэнская агломерация	Электроотопление ИЖС Улан-Удэнская агломерация	0	51,8	Не определено	2025–2026	Не определен
9	Многофункциональный культурно-оздоровительный центр	ООО «Байкал Эрмитаж»	0	34,1	Не определено	2026–2029	Не определен

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Бурятия на период 2024–2029 годов представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Бурятия

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	6383	6859	7383	8415	9473	9699	9745
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	476	524	1032	1058	226	46
Годовой темп прироста, %	–	7,46	7,64	13,98	12,57	2,39	0,47

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Бурятия прогнозируется на уровне 9745 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 7,48 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2027 году и составит 1058 млн кВт·ч или 12,57 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 46 млн кВт·ч или 0,47 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Республики Бурятия учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 11.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Республики Бурятия и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.



Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Бурятия и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии в энергосистеме Республики Бурятия обусловлена следующими основными факторами:

- вводом новых промышленных и сельскохозяйственных потребителей;
- увеличением потребления на действующих производствах;
- реализацией ОАО «РЖД» проекта «Кузбасс-порты Дальнего Востока».

### 3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия за период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1142	1201	1271	1455	1583	1590	1703
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	59	70	184	128	7	113
Годовой темп прироста, %	–	5,17	5,83	14,48	8,80	0,44	7,11
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5589	5711	5809	5784	5984	6100	5722

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия к 2029 году прогнозируется на уровне 1703 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 7,87 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 184 МВт или 14,48 %, что обусловлено реализацией развития Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД», наименьший годовой прирост ожидается в 2028 году и составит 7 МВт или 0,44 %.

Характер годового режима потребления электрической энергии энергосистемы в целом в прогнозный период останется таким же разуплотненным, как и в отчетном периоде. К 2029 году число часов использования максимума прогнозируется на уровне 5722 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

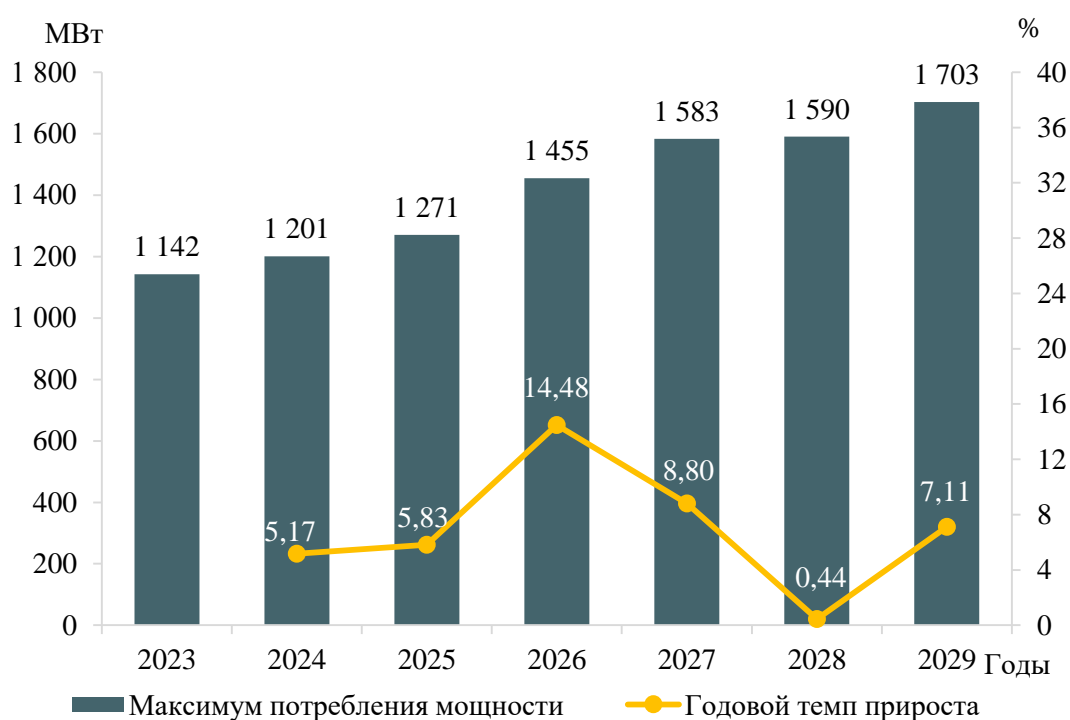


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия и годовые темпы прироста

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Бурятия в период 2024–2029 годов предусматриваются в объеме 100 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Республики Бурятия в 2023 году и в период 2024–2029 годов представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Бурятия, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024– 2029 гг.
Всего	–	100,0	–	–	–	–	–	100,0
ВИЭ – всего	–	100,0	–	–	–	–	–	100,0
СЭС	–	100,0	–	–	–	–	–	100,0

Развитие возобновляемых источников энергии предусматривает строительство СЭС в объеме 100 МВт.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Бурятия в период 2024–2029 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в объеме 20 МВт на Гусиноозерской ГРЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Бурятия в 2029 году составит 1643,8 МВт. К 2029 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Республики Бурятия по сравнению с отчетным годом снизится доля ТЭС с 92,45 % до 86,92 %, доля СЭС возрастет с 7,55 % до 13,08 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Бурятия представлена в таблице 15. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Бурятия представлена на рисунке 6.

Таблица 15 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Бурятия, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Всего	1523,8	1643,8	1643,8	1643,8	1643,8	1643,8	1643,8
ТЭС	1408,8	1428,8	1428,8	1428,8	1428,8	1428,8	1428,8
ВИЭ – всего	115,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0
СЭС	115,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0

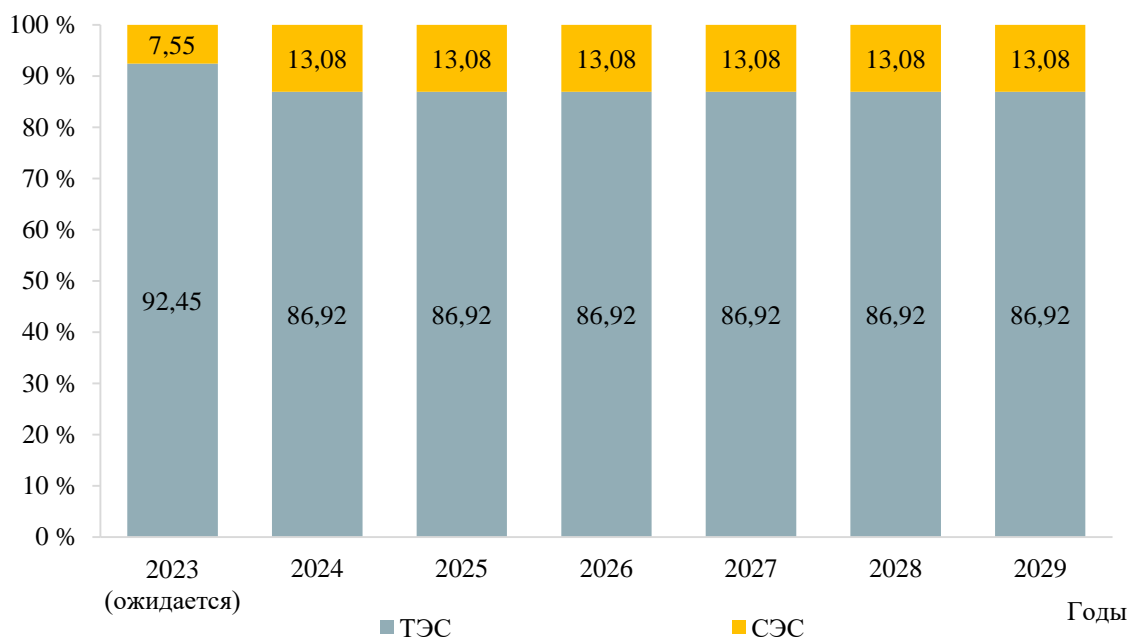


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Бурятия

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



## **4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 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 ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Республики Бурятия 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 Республики Бурятия**

В таблице 16 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 Республики Бурятия.

Таблица 16 – 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 Республики Бурятия

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт																	
1	Строительство ПС 500 кВ Нижнеангарская с одним автотрансформатором 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА, установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 1, двух УШР 220 кВ мощностью не менее 50 Мвар каждый, двух БСК 220 кВ мощностью не менее 52 Мвар каждая	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167+167	–	–	–	–	–	–	–	501+167	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полюс Сухой Лог», ОАО «РЖД», ООО «ИНК», ПАО «Газпром» и т. д.	ООО «Полюс Сухой Лог»	–	229,00																
															ОАО «РЖД»	142,682	213,7																
															ООО «ИНК»	–	65,00																
															АО «Тонода»	–	32,00																
															ПАО «Высочайший»	–	20,00																
															ПАО «Газпром»	–	14,00																
			500	Мвар	1×180	–	–	–	–	–	–	–	–		–	180	ПАО «Газпром»	–	13,50														
																	ПАО «Газпром»	–	9,45														
																	ПАО «Газпром»	–	9,05														
																	ПАО «Газпром»	–	8,50														
																	220	Мвар	2×50	–	–	–	–	–	–	–	–	–	100	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полюс Сухой Лог», ОАО «РЖД», ООО «ИНК», ПАО «Газпром» и т. д.	ООО «Полюс Сухой Лог»	–	229,00
																															ОАО «РЖД»	142,682	213,7
ООО «ИНК»	–	65,00																															
АО «Тонода»	–	32,00																															
ПАО «Высочайший»	–	20,00																															
ПАО «Газпром»	–	14,00																															
220	Мвар	2×52	–	–	–	–	–	–	–	–	–	104	ПАО «Газпром»	–	13,50																		
													ПАО «Газпром»	–	9,45																		
													ПАО «Газпром»	–	9,05																		
													ПАО «Газпром»	–	8,50																		
													2	Реконструкция ПС 500 кВ Нижнеангарская с установкой второго автотрансформатора 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый)	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167	–	–	–	–	–	–	501	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полюс Сухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Газпром», ПАО «Высочайший»	ООО «Полюс Сухой Лог»	–	229,00				
																											ОАО «РЖД»	142,682	213,7				
ПАО «Высочайший»	–	20,00																															
ПАО «Газпром»	–	14,00																															
ПАО «Газпром»	–	9,05																															

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
3	Реконструкция ПС 500 кВ Нижнеангарская с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	–	–	–	–	–	–	180	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полус Сухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Высочайший»	ООО «Полус Сухой Лог»	–	229,00
														ОАО «РЖД»	142,682	213,7
														ПАО «Высочайший»	–	20,00
4	Реконструкция ПС 500 кВ Нижнеангарская с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	–	–	–	–	–	–	180	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полус Сухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Газпром», ПАО «Высочайший»	ООО «Полус Сухой Лог»	–	229,00
														ОАО «РЖД»	142,682	213,7
														ПАО «Высочайший»	–	20,00
														ПАО «Газпром»	–	14,00
														ПАО «Газпром»	–	9,05
5	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 1 ориентировочной протяженностью 461,122 км	ПАО «Россети»	500	км	461,122	–	–	–	–	–	–	461,122	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полус Сухой Лог», ОАО «РЖД», ООО «ИНК», ПАО «Газпром» и т. д.	ООО «Полус Сухой Лог»	–	229,00
														ОАО «РЖД»	142,682	213,7
														ООО «ИНК»	–	65,00
														АО «Тонода»	–	32,00
														ПАО «Высочайший»	–	20,00
														ПАО «Газпром»	–	14,00
														ПАО «Газпром»	–	13,50
														ПАО «Газпром»	–	9,45
														ПАО «Газпром»	–	9,05
ПАО «Газпром»	–	8,50														
6	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2 ориентировочной протяженностью 480 км	ПАО «Россети»	500	км	–	480	–	–	–	–	–	480	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полус Сухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Газпром», ПАО «Высочайший»	ООО «Полус Сухой Лог»	–	229,00
														ОАО «РЖД»	142,682	213,7
														ПАО «Высочайший»	–	20,00
														ПАО «Газпром»	–	14,00
														ПАО «Газпром»	–	9,05

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
7	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо ориентировочной протяженностью 230 км	ПАО «Россети»	500	км	–	230	–	–	–	–	–	230	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полус Сухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Высочайший»	ООО «Полус Сухой Лог»	–	229,00
														ОАО «РЖД»	142,682	213,7
														ПАО «Высочайший»	–	20,00
8	Реконструкция ПС 220 кВ Таксимо со строительством РУ 500 кВ и установкой одного автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА, установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ПАО «Россети»	500	МВА	–	3×167+167	–	–	–	–	–	501+167	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полус Сухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Высочайший»	ООО «Полус Сухой Лог»	–	229,00
														ОАО «РЖД»	142,682	213,7
														ПАО «Высочайший»	–	20,00
9	Строительство ПС 220 кВ ТК Гусиноозерский с одним трансформатором 220/10 кВ мощностью 40 МВА	ООО «Тепличный комплекс «Гусиноозерский»	220	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Тепличный комплекс «Гусиноозерский»	ООО «Тепличный комплекс «Гусиноозерский»	–	27,60
11	Строительство ПС 220 кВ Ульги с двумя трансформаторами 220/27,5 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	26,60
12	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Перевал – Таксимо (ПТ-44) до ПС 220 кВ Ульги ориентировочной протяженностью 15,523 км	ПАО «Россети»	220	км	–	15,523	–	–	–	–	–	15,523				
13	Строительство ПС 220 кВ Янчуй с одним трансформатором 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	18,56
14	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Новый-Уоян – Ангаракан (УА-39) до ПС 220 кВ Янчуй ориентировочной протяженностью 0,77 км	ПАО «Россети»	220	км	–	0,77	–	–	–	–	–	0,77				
15	Строительство ПС 220 кВ ЦОД с одним трансформатором 220/10 кВ мощностью 125 МВА	ООО «Битривер-Б»	220	МВА	–	1×125	–	–	–	–	–	125	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Битривер-Б»	ООО «Битривер-Б»	–	100,00
16	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Мухоршибирь – Саган-Нур (МШС-261) до ПС 220 кВ ЦОД ориентировочной протяженностью 0,3 км	ПАО «Россети»	220	км	–	0,3	–	–	–	–	–	0,3				
17	Реконструкция ПС 220 кВ Дабан с установкой пятого трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	27,878

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
18	Реконструкция ПС 220 кВ Окусикан с установкой пятого трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	38,61
19	Строительство ПС 110 кВ Культурная с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя МУ «Улан-Удэстройзаказчик»	МУ «Улан-Удэстройзаказчик»	–	14,00
20	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Медведчиково – Северная с отпайками I, II цепь (МСЗ-183, МС-184) до ПС 110 кВ Культурная ориентировочной протяженностью 5,714 км каждая		110	км	–	–	2×5,714	–	–	–	–	11,428				
21	Реконструкция ВЛ 110 кВ Котокель – Турка с отпайкой на ПС Берег (КТ-155) в районе опоры № 92а с организацией схемы заход-выход на ПС 110 кВ Берег ориентировочной протяженностью 12,5 км	ПАО «Россети Сибирь» АО «Особая экономическая зона «Байкальская гавань»	110	км	12,5	–	–	–	–	–	–	12,5	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Особая экономическая зона «Байкальская гавань»	АО «Особая экономическая зона «Байкальская гавань»	–	10,00
22	Реконструкция ПС 110 кВ Комсомольская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×6,3	–	–	–	–	–	–	12,6	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Эгитинский ГОК Плюс»	ООО «Эгитинский ГОК Плюс»	2,2	1,20

### **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 для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен таблице 17.

Таблица 17 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	
1	Строительство ВЛ 500 кВ Таксимо – Чара ориентировочной протяженностью 239 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	–	239	239	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	
2	Строительство ВЛ 220 кВ Таксимо – Чара ориентировочной протяженностью 239 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	239	–	239	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	
3	Строительство ПС 500 кВ Нижнеангарская с одним автотрансформатором 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА, установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 1, двух УШР 220 кВ мощностью не менее 50 Мвар каждый, двух БСК 220 кВ мощностью не менее 52 Мвар каждая	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167+167	–	–	–	–	–	–	501+167	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полусухой Лог», ОАО «РЖД», ООО «ИНК», ПАО «Газпром» и т. д.  1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полусухой Лог», ОАО «РЖД», ООО «ИНК», ПАО «Газпром» и т. д.	
			500	Мвар	1×180	–	–	–	–	–	–	–		180
			220	Мвар	2×50	–	–	–	–	–	–	–		100
			220	Мвар	2×52	–	–	–	–	–	–	–		104
4	Реконструкция ПС 500 кВ Нижнеангарская с установкой второго автотрансформатора 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый)	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167	–	–	–	–	–	–	501	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полусухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Газпром», ПАО «Высочайший»	
5	Реконструкция ПС 500 кВ Нижнеангарская с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	–	–	–	–	–	–	180	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полусухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Высочайший»	
6	Реконструкция ПС 500 кВ Нижнеангарская с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	–	–	–	–	–	–	180	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полусухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Газпром», ПАО «Высочайший»	
7	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 1 ориентировочной протяженностью 461,122 км	ПАО «Россети»	500	км	461,122	–	–	–	–	–	–	461,122	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полусухой Лог», ОАО «РЖД», ООО «ИНК», ПАО «Газпром» и т. д.	
8	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2 ориентировочной протяженностью 480 км	ПАО «Россети»	500	км	–	480	–	–	–	–	–	480	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полусухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Газпром», ПАО «Высочайший»	
9	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо ориентировочной протяженностью 230 км	ПАО «Россети»	500	км	–	230	–	–	–	–	–	230	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полусухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Высочайший»	

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
10	Реконструкция ПС 220 кВ Таксимо со строительством РУ 500 кВ и установкой одного автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА, установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ПАО «Россети»	500	МВА	–	3×167+167	–	–	–	–	–	501+167	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полос Сухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Высочайший»
			500	Мвар	–	180+60	–	–	–	–	–	–	



#### **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 мероприятий, направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Комсомольская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×6,3	–	–	–	–	–	–	12,6	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Эгитинский ГОК Плюс»
2	Реконструкция ПС 110 кВ Кырен с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
3	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности

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

В таблице 19 приведена предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют.

Итоговые мероприятия по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, обеспечивающие возможность технологического присоединения объектов по производству электрической энергии, должны быть определены в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 861 [4], а также Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1195 [5], и Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Таблица 19 – Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
1	Строительство РУ 110 кВ Джидинской СЭС с трансформатором 110/10,5/10,5 кВ мощностью 62,9 МВА	110	МВА	–	1×62,9	–	–	–	–	–	62,9	Джидинская СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»	50
2	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Селендума – Джида (СД-107) до РУ 110 кВ Джидинской СЭС ориентировочной протяженностью 0,1 км	110	км	–	0,1	–	–	–	–	–	0,1			
3	Строительство РУ 110 кВ Новобичурской СЭС с трансформатором 110/10,5/10,5 кВ мощностью 50 МВА	110	МВА	–	1×50	–	–	–	–	–	50	Новобичурская СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»	50
4	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Мухоршибирь – Бичура (МШБ-149) до РУ 110 кВ Новобичурской СЭС ориентировочной протяженностью 0,1 км	110	км	–	0,1	–	–	–	–	–	0,1			

## **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 Республики Бурятия, 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) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 16.12.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденных приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2021 № 35@;

3) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [б]).

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

– на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликован 22.09.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

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

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

## **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 [7];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

### **7.1 Основные подходы**

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Бурятия 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 Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» 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 2023 год на территории Республики Бурятия осуществляют свою деятельность 10 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является ПАО «Россети Сибирь» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 94 % в суммарной НВВ сетевых организаций Республики Бурятия).

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 Республики Бурятия 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 «Федеральная сетевая компания – Россети»;

- затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – 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, рассчитанная 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 2022 год в соответствии с:

- информацией, представленной ТСО на запрос Минэнерго России сведений для разработки СиПР ЭЭС России на 2024–2029 годы (письмо от 10.02.2023 № СП-1999/07);

- информацией, представленной ТСО в соответствии с требованиями п. 26 «б» приказа Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340 «Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» (вступил в силу 27.03.2023);

- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;

- формой раскрытия информации сетевыми организациями о расшифровке расходов субъекта естественных монополий, раскрываемой в соответствии с приказом Минэнерго России от 13.12.2011 № 585;

- 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 Российской Федерации от 21.01.2004 № 24.

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.

---

<sup>1</sup> Приказ Республиканская служба по тарифам Республики Бурятия от 26.12.2018 № 1/49.



Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2022 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;

- нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы<sup>2</sup>, для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере  $3,5 \times \text{EBITDA}$  в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам принята в размере 9,5 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 26 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий (Базовый вариант)

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)

<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
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	26 %	0 % – 26 % от размера чистой прибыли
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 % – 9,5 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2023 год приказом Республиканской службы по тарифам Республики Бурятия от 28.11.2022 № 1/37 (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Республики Бурятия, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации<sup>3</sup>.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2022 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» определены на основании фактических данных за 2022 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Федеральная сетевая компания – 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 2023 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Республики Бурятия, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

<sup>3</sup> Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликован 22.09.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

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

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2023 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 21.

Таблица 21 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	7 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	5 %	8 %	6 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на уголь	7 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	28,5 %	6,3 %	4,1 %	4,3 %	2,4 %	0,5 %

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

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

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

– объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. При этом не учитываются мероприятия, полностью соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденные инвестиционные программы основных ТСО, и учитываются отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в

объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

За горизонтом периода, на который утверждена инвестиционная программа, учтены планы основной ТСО в соответствии с актуальным проектом корректировки инвестиционной программы. На период за горизонтом периода актуального проекта корректировки инвестиционной программы принято, что объемы капитальных вложений инвестиционной программы сохраняются в размере последнего года актуального проекта инвестиционной программы.

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 Республики Бурятия представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Республики Бурятия (в млн руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	676	796	974	1026	1026	1026
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	171	179	187	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	1134	772	1025	985	985	985

### 7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Бурятия 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 23 и на рисунке 7.

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 23 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Бурятия 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	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	8,6	9,3	9,9	10,4	10,8	11,2
НВВ	млрд руб.	8,7	9,5	10,0	10,6	10,9	11,2
$\Delta$ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1	-0,05
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3	2,4
Среднегодовой темп роста	%	—	102	102	101	102	103
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3	2,4
Среднегодовой темп роста	%	—	102	101	101	101	102
$\Delta$ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,04	0,03	0,02	0,04	0,02	-0,01

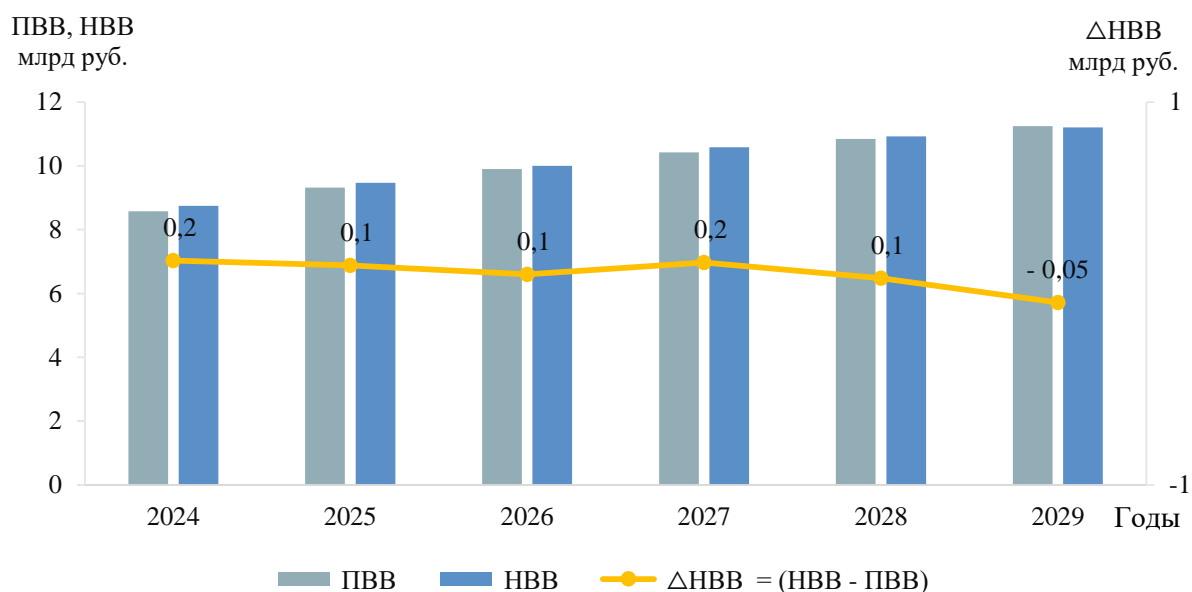


Рисунок 7 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Бурятия при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 23, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО Республики Бурятия 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 Республики Бурятия 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 (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 2023 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях в среднем за 2024–2029 годы составляет 0,3 и 1,1 млрд руб. в год соответственно. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 9.

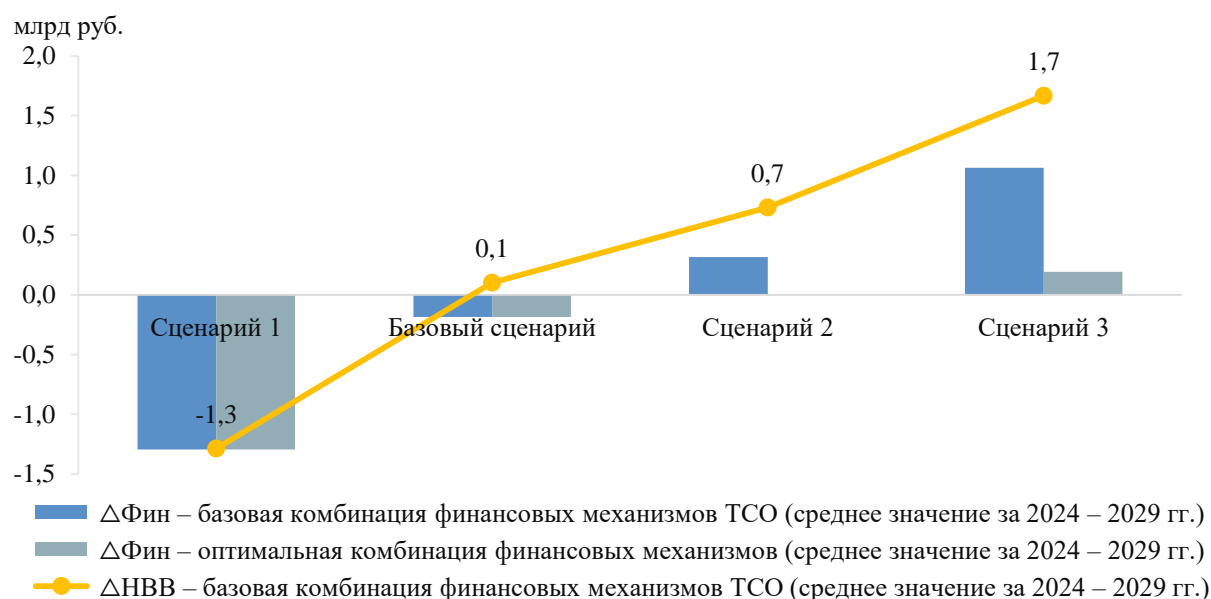


Рисунок 8 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Республики Бурятия

Результаты оценки ликвидации (снижения) дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 25.

Таблица 24 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период наличия дефицита)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	17 %	88 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %	8 %

Как видно из рисунка 9, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в сценарии 2 за счет изменения финансовых механизмов (таблица 25). В наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2023 года) определено снижение дефицита финансирования за счет увеличения доли бюджетного финансирования.

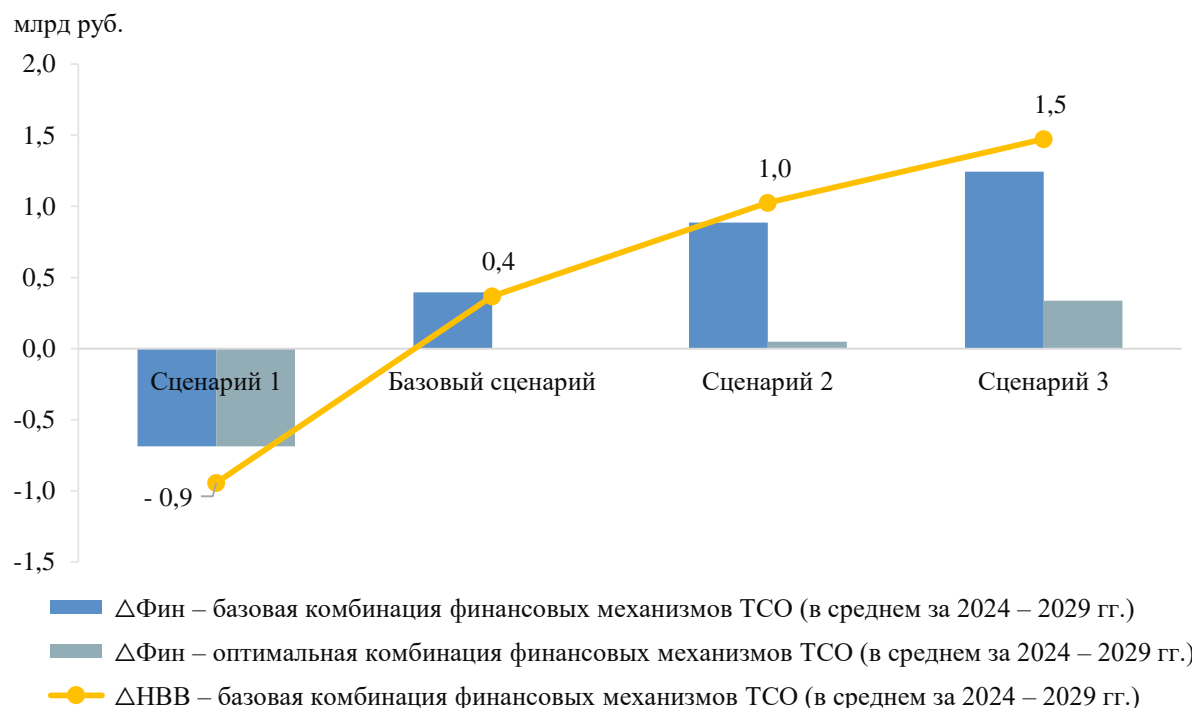


Рисунок 9 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Республики Бурятия

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период)

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	28 %	84 %	94 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %	8 %	8 %

Как видно из рисунка 9, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в Базовом сценарии за счет изменения финансовых механизмов (таблица 25). В сценарии 2 и наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2023 года) определено снижение дефицита финансирования за счет увеличения доли бюджетного финансирования.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Республики Бурятия, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Республики Бурятия, 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 Республики Бурятия оценивается в 2029 году в объеме 9745 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 7,48 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия к 2029 году увеличится и составит 1703 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 7,87 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 5711–6100 ч/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Бурятия в период 2024–2029 годов предусматриваются в объеме 100 МВт на СЭС.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Бурятия в период 2024–2029 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в объеме 20 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Бурятия в 2029 году составит 1643,8 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети и установке (модернизации) устройств и комплексов РЗА обеспечит надежное функционирование энергосистемы Республики Бурятия в рассматриваемый перспективный период, выдачу мощности намеченных к сооружению новых электростанций и позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Республики Бурятия.

Всего за период 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 1690,591 км, трансформаторной мощности 2058,9 МВА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 30.11.2023).

2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 4 октября 2022 г. № 1070 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. № 757, от 12 июля 2018 г. № 548», зарегистрирован М-вом юстиции 6 декабря 2022 г. № 71384. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

3. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

4. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям». – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

5. Правила разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 декабря 2020 г. № 1195 «Об утверждении Правил разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической

энергии и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», от 8 февраля 2019 г. № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229», зарегистрирован М-вом юстиции 27 апреля 2021 г. № 63248. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

6. 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 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

7. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025> (дата обращения: 30.11.2023).

**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 2029 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
														Установленная мощность (МВт)
Энергосистема Республики Бурятия														
Гусиноозерская ГРЭС	АО «Интер РАО-Электрогенерация»			Уголь, мазут										
		1	К-200-130-3		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		2	К-190(210)-130		190,0	190,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	Модернизация в 2024 г.
		3	К-200-130-3		204,0	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0	
		4	К-210-130-3		210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	
		5	К-210(215)-130		210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	
		6	К-210(215)-130		210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1224,0	1224,0	1244,0	1244,0	1244,0	1244,0	1244,0	1244,0		
Улан-Удэнская ТЭЦ-1	ПАО «ТГК-14»			Уголь, мазут										
		1	Р-12-35/5М		8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	
		3	Р-12-3,4/0,1		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		6	ПР-30-90/10/1,3		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		7	Тп-100/110-8,8		98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	
Установленная мощность, всего		–	–	–	148,8	148,8	148,8	148,8	148,8	148,8	148,8	148,8		
ТЭЦ Селенгинского целлюлозно-картонного комбината	ОАО «Селенгинский целлюлозно-картонный комбинат»			Уголь, мазут, кора и древесные отходы										
		1	ПТ-12-35/10		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	Р-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	Р-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0		
Бичурская СЭС	ООО «Авелар Солар Технолоджи»			–										
		–	ФЭСМ		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
Установленная мощность, всего		–	–		–	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
Тарбагатайская СЭС	ООО «Тераватт»			–										
		–	ФЭСМ		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	
Кабанская СЭС	ООО «Тераватт»			–										
		–	ФЭСМ		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	
Кяхтинская СЭС	ООО «Тераватт»			–										
		–	ФЭСМ		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	
Джидинская СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»			–										
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1862)				50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г. <sup>1)</sup>
Установленная мощность, всего		–	–		–		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
Хоринская СЭС	ООО «ГРИН Энерджи Рус»			–										
		–	ФЭСМ		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	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
Торейская СЭС	ООО «ГРИН Энерджи Рус»			-										
		1 очередь	ФЭСМ		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0		
		2 очередь	ФЭСМ		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0		
Установленная мощность, всего		-	-		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0		
Новобичурская СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»			-										
		-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1863)				50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г. <sup>1)</sup>
Установленная мощность, всего		-	-				50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	

Примечание

1<sup>1)</sup> В соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства РФ 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 РФ 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 Республики Бурятия

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
1	Забайкальского края, Республики Бурятия	Республика Бурятия	Строительство ВЛ 500 кВ Таксимо – Чара ориентировочной протяженностью 239 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	–	239	239	–	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	14180,67	14180,67
2	Забайкальского края, Республики Бурятия	Республика Бурятия	Строительство ВЛ 220 кВ Таксимо – Чара ориентировочной протяженностью 239 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	239	–	239	–	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	7857,48	7857,48
3	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 110 кВ Кырен с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	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	182,02	182,02
4	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	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	326,03	326,03

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
5	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Строительство ПС 500 кВ Нижнеангарская с одним автотрансформатором 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА, установкой ШПР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 1, двух УШР 220 кВ мощностью не менее 50 Мвар каждый, двух БСК 220 кВ мощностью не менее 52 Мвар каждая	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167+167	–	–	–	–	–	–	501+167	2023	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	48264,71	11692,58
			ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	–	–	–	–	–	–	180					
			ПАО «Россети»	220	Мвар	2×50	–	–	–	–	–	–	100					
			ПАО «Россети»	220	Мвар	2×52	–	–	–	–	–	–	104					
			Реконструкция ПС 500 кВ Нижнеангарская с установкой второго автотрансформатора 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый)	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167	–	–	–	–	–	–	501				
Реконструкция ПС 500 кВ Нижнеангарская с установкой ШПР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	–	–	–	–	–	–	180							
6			Реконструкция ПС 500 кВ Нижнеангарская с установкой ШПР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	–	–	–	–	–	180					
7	Иркутской области, Республики Бурятия	Республика Бурятия	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 1 ориентировочной протяженностью 461,122 км	ПАО «Россети»	500	км	461,1	–	–	–	–	–	–	461,1	2023	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности		
8	Иркутской области, Республики Бурятия	Республика Бурятия	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2 ориентировочной протяженностью 480 км	ПАО «Россети»	500	км	–	480	–	–	–	–	–	480	2024	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова	38910,00	24060,83

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
9	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо ориентировочной протяженностью 230 км	ПАО «Россети»	500	км	–	230	–	–	–	–	–	230	2024	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова		
10	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 220 кВ Таксимо со строительством РУ 500 кВ и установкой одного автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА, установкой ШПР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ПАО «Россети»	500	МВА	–	3×167+167	–	–	–	–	–	501+167	2024	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова	27612,56	14375,39
				ПАО «Россети»	500	Мвар	–	180+60	–	–	–	–	–	–				



№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
11	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 110 кВ Комсомольская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×6,3	–	–	–	–	–	–	12,6	–	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	136,01	136,01

Примечания

1<sup>1)</sup> Необходимый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), 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, обеспечение нормативного уровня балансовой надежности в зонах надежности или предусмотренных в государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России и на момент утверждения СиПР ЭЭС России не реализовано, то в качестве необходимого указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2<sup>2)</sup> Планируемый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, определенный на основании проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, которые утверждаются 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, с учетом решений согласительных совещаний по проектам инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.