

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

РЕСПУБЛИКА БУРЯТИЯ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 Описание энергосистемы	9
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Республики Бурятия	9
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	10
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет.....	11
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет.....	12
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики	15
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	15
2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	15
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	15
2.2.2 Предложения по строительству и(или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	21
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	22
2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	23
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше.....	23
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ.....	24
2.3.3 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	25
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы	26
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	26
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 2023–2028 годы	32
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	32
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	32
4.3	Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	36
4.4	Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).....	38
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	40
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	42
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	43
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	44
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	45

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	46
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.....	48

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
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -35 °С; Макс зима 0,92	–	зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – минус 35 °С
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -5 °С; Макс зима МУ	–	зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – минус 5 °С
зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ -35 °С; Мин зима 0,92	–	зимний режим минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – минус 35 °С

зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ -5 °С; Мин зима МУ	–	зимний режим минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – минус 5 °С
ИТС	–	индекс технического состояния
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +20 °С; Макс лето	–	летний режим максимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 20 °С
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +30 °С; ПЭВТ	–	летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С – плюс 30 °С
летний режим минимальных нагрузок при ТНВ +20 °С; Мин лето	–	летний режим минимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 20 °С
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НПС	–	нефтеперекачивающая станция
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПАР	–	послеаварийный режим
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление

РЗА	– релейная защита и автоматика
РУ	– (электрическое) распределительное устройство
СВ	– секционный выключатель
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
СЭС	– солнечная электростанция
Т	– трансформатор
ТНВ	– температура наружного воздуха
ТП	– технологическое присоединение
ТУ	– технические условия
ТЭС	– тепловая электростанция
УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
УШР	– управляемый шунтирующий реактор
$S_{\text{ддн}}$	– длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	– номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	– номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

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

Основной целью подготовки материалов является разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения среднесрочного прогноза 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 (2023–2028 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2028 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Республики Бурятия на период до 2028 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.

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 энергосистемы Республики Бурятия

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 2021 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» Трансэнерго	220
Более 10 МВт	
ОАО «Селенгинский ЦКК»	30
АО «Разрез Тугнуйский»	27
Улан-Удэнский ЛВРЗ филиал АО «Желдорремаш»	14
ООО «ТимлюйЦемент»	11

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Бурятия на 01.01.2022 составила 1489,8 МВт, в том числе: ТЭС – 1374,8 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 2021 год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

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

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	1489,8	–	–	–	–	1489,8
ТЭС	1374,8	–	–	–	–	1374,8
ВИЭ всего	115,0	–	–	–	–	115,0
СЭС	115,0	–	–	–	–	115,0

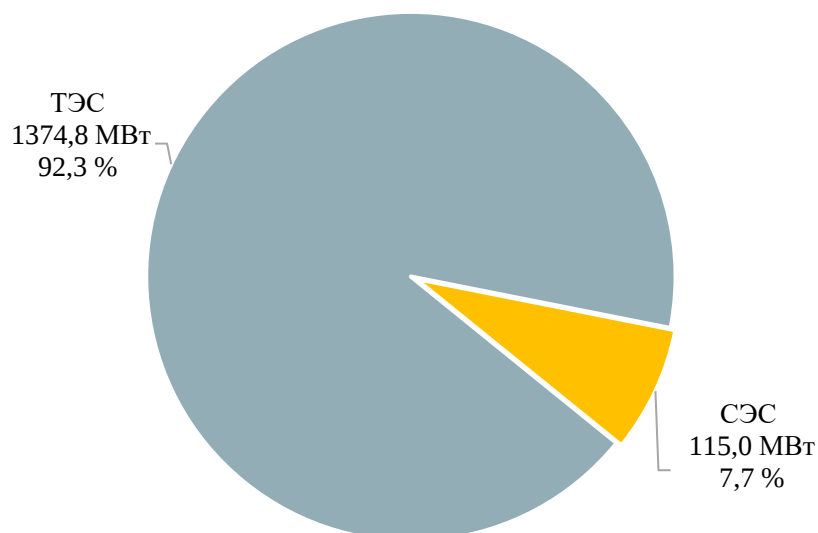


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Бурятия по состоянию на 01.01.2022

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

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

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

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	5479	5532	5550	5511	5623
Годовой темп прироста, %	1,56	0,97	0,33	-0,70	2,03
Максимум потребления мощности, МВт	965	949	942	932	991
Годовой темп прироста, %	2,33	-1,66	-0,74	-1,06	6,37
Число часов использования максимума потребления мощности	5678	5829	5892	5913	5672
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (мск), дд.мм/чч:мм	13.12 13:00	27.12 13:00	14.02 05:00	31.12 14:00	27.12 13:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-24,0	-28,0	-24,0	-25,3	-22,7

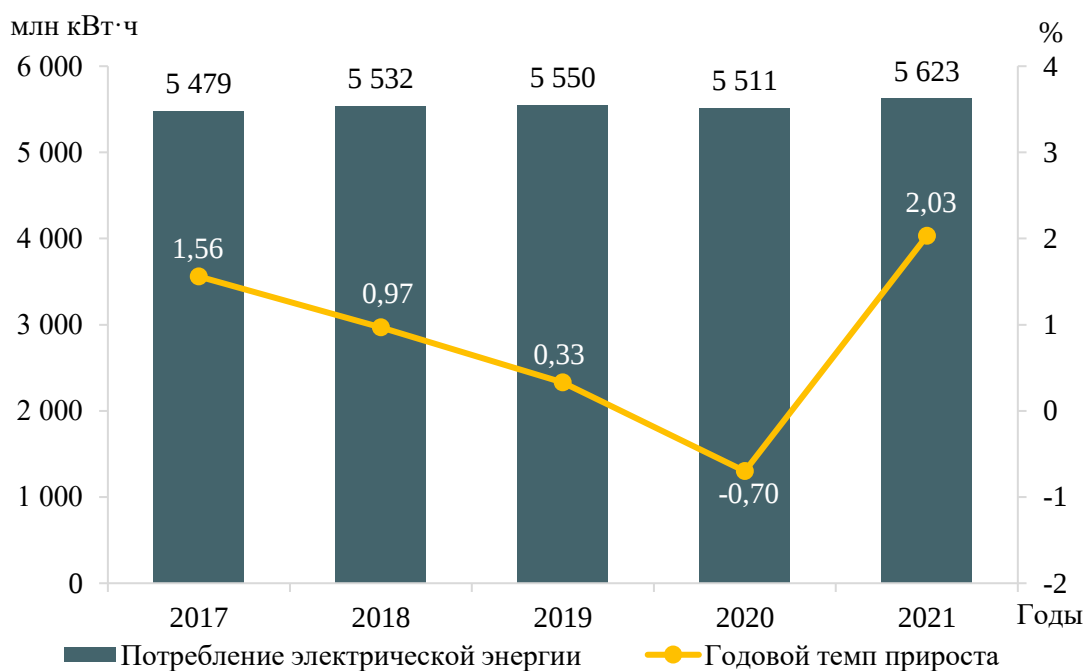


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Республики Бурятия и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

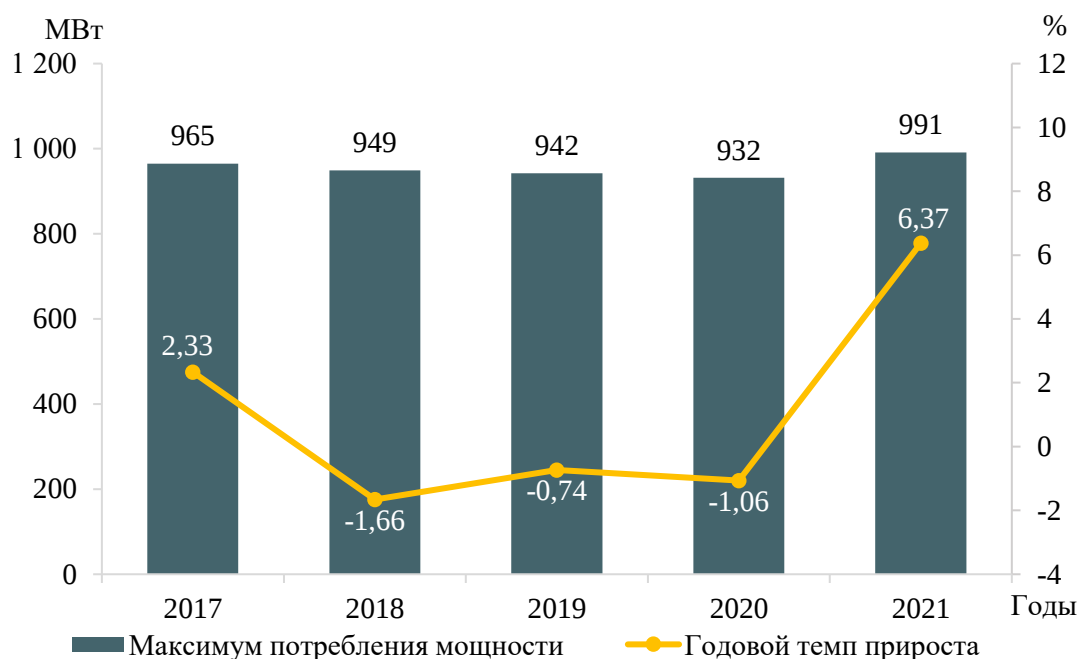


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Бурятия увеличилось на 228 млн кВт·ч и составило в 2021 году 5623 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,83 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 2,03 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2020 году и составило -0,70 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия вырос на 48 МВт и составил 991 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,01 %.

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;
- ростом добычи каменного угля на АО «Разрез Тугнуйский»;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта;
- снижением потребления на собственные нужды электростанций.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории 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	Строительство ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Селендума с отпайкой на ПС Гусиное Озеро (ГС-106) ориентировочной протяженностью 58,86 км	ОАО «РЖД»	2017	58,86 км
2	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ ЗММК – Северная с отпайками с образованием отдельной ВЛ 110 кВ Северная – Западная ориентировочной протяженностью 2,9 км	ПАО «Россети Сибирь»	2018	2,9 км
3	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Районная – Машзавод с отпайками I цепь до ПС 110 кВ Машзавод-2 ориентировочной протяженностью 0,54 км	ПАО «Россети Сибирь»	2019	0,54 км
4	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Районная – Машзавод с отпайками II цепь до ПС 110 кВ Машзавод-2 ориентировочной протяженностью 0,54 км	ПАО «Россети Сибирь»	2019	0,54 км
5	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Романовка – Багдарин с отпайками (РБ-125) до ПС 110 кВ Джилинда ориентировочной протяженностью 6,17 км	ПАО «Россети Сибирь»	2019	6,17 км
6	110 кВ	Строительство двух заходов ВЛ 110 кВ Селендума – Инкурская с отпайкой на ПС Торей на Торейскую СЭС ориентировочной 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	40 МВА
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	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	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	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	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 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 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
2017	20.12.2017	-9,3
	21.06.2017	23,9
2018	19.12.2018	-12,4
	20.06.2018	21,7
2019	18.12.2019	-15,8
	19.06.2019	20,9
2020	16.12.2020	-18,7
	17.06.2020	17,9
2021	15.12.2021	-18,2
	16.06.2021	9,1

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

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

трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{ддн}$) 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 ($S_{ддн}$) нагрузочного трансформатора с учетом отключения одного из взаиморезервируемых трансформаторов на подстанции.

2.2.1.1 ПАО «Россети Сибирь»

По данным ПАО «Россети Сибирь» рассмотрены предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО.

В таблице 7 представлены данные контрольного замера за период 2017–2021 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 на нагрузочных трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет в энергосистеме Республики Бурятия

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , 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
									2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	
1	ПС 110 кВ Кырен	110/35/10	1Т	ТМТН-6300/110	115/38,5/11	6,3	1977	77	2,97	2,99	1,95	5,41	3,12	1,19	1,47	2,78	2,05	1,07	0
			2Т	ТМТН-6300/110	115/38,5/11	6,3	1977	77	3,21	2,95	4,19	3,4	3,51	1,32	1,61	1,21	1,58	2,27	

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 Кырен	1Т	ТМТН-6300/110	1977	77	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т	ТМТН-6300/110	1977	77	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 _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	ПС 110 кВ Кырен	Зимний контрольный замер 2020 года	8,812	ПС 110 кВ Кырен	Заявители льготной категории до 150 кВт	–	–	2023	0,808	0	0,4	0,081	8,90	8,90	8,90	8,90	8,90	8,90

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 одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 116,6 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -18,7 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2 (применяется принцип линейной интерполяции).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,81 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,09 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 8,90 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 117,8 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кырен ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Кырен расчетный объем ГАО составит 1,34 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].

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 8,81 + 0,09 + 0 - 0 = 8,90 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 8,90 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Кырен с заменой трансформаторов 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора мощностью 10 МВА каждый.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

2.2.1.2 АО «ОЭЗ Байкальская гавань»

По данным АО «ОЭЗ Байкальская гавань» рассмотрены предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО.

В таблице 10 представлены данные контрольного замера за период 2017–2021 годов по рассматриваемой ПС, в таблице 11 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 12 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 10 – Фактическая нагрузка нагрузочных трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет в энергосистеме Республики Бурятия

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , 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
									2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	
1	ПС 110 кВ Берёг	110/10	Т-1	ТДН-10000/110-У1	118/10,1	10	2010	87,65	0,25	0,25	0,29	0,28	0,30	0,14	0,15	0,14	0,14	0,15	0,30
		110/10	Т-2	ТДН-10000/110-У1	118/10,1	10	2010	93,12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

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

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Берёг	Т-1	ТДН-10000/110-У1	2010	87,65	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДН-10000/110-У1	2010	93,12	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

Таблица 12 – 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 _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	ПС 110 кВ Берёг	Зимний контрольный замер 2021 года	0,30	ПС 110 кВ Берёг	АО «БСК»	–	25.05.2022	2023	0,6	0	0,4	0,060	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37

ПС 110 кВ Берег.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 0,30 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 2,4 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -18,2 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25 (применяется принцип линейной интерполяции).

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 0,30 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,60 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,07 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 0,07 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 0,5 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 0,30 + 0,07 + 0 - 0,30 = 0,07 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «ОЭЗ Байкальская гавань» (Реконструкция ПС 110 кВ Берег с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора мощностью 25 МВА каждый).

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 Протоколов совещаний под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр и от 31.08.2021 № НШ-249/1пр приведен в таблице 13.

Таблица 13 – 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 25 Мвар каждый, двух БСК 220 кВ мощностью 60 Мвар каждая, двух УШР 220 кВ мощностью 35 Мвар каждый	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)	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) 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

2.2.3.1 ПАО «Россети Сибирь»

ПАО «Россети Сибирь» в табличном виде предоставило информацию по недоотпуску электрической энергии. При этом данные о понесенном ущербе от недоотпуска электрической энергии и предложения по мероприятиям, направленным на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, не предоставлены. В связи с отсутствием предложений по мероприятиям данная информация в рамках подготовки материалов не рассматривается.

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше

ВЛ 220 кВ Таксимо – Чара.

ОЭС Сибири граничит с энергосистемой Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов (ОЭС Урала) и энергосистемой Амурской области и Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), включающей 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 Китая.

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.

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 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.

В рамках анализа перспективной режимно-балансовой ситуации и на основании расчетов электроэнергетических режимов и статической устойчивости, проведенных в соответствии с требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методическими указаниями по устойчивости энергосистем», утвержденными Приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630, определено, что предложенные технические решения совместно с развитием системы противоаварийного управления обеспечат следующие величины обмена мощностью в нормальной схеме по сечению «Восток – Сибирь»:

- 350 МВт из ОЭС Сибири в ОЭС Востока;
- 450 МВт из ОЭС Востока в ОЭС Сибири.

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

- сократить общую потребность объединения в генерирующей мощности при дальнейшем развитии энергосистем за счет использования эффекта разницы часовых поясов, а также уменьшить потребность в резервной мощности электростанций из-за увеличения эффективности использования пропускной способности межсистемных связей;

- 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 (ВСВГО), рынка на сутки вперед (РСВ) и балансирующего рынка (БР) и распространение всех рыночных механизмов, применяемых в ценовых зонах оптового рынка, на территорию второй неценовой зоны, расположенной на территории Дальнего Востока.

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

Срок реализации мероприятия – 2028 год.

2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ

2.3.2.1 Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго»

ПС 110 кВ Ирокинда.

В настоящий момент на подстанции установлены трансформаторы 1Т 110/6 кВ и 2Т 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА каждый. Фактическая максимальная нагрузка за отчетный период 2017–2021 годов выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 9,31 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 123,1 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ирокинда расчетный объем ГАО составит 1,75 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Ирокинда с заменой трансформаторов 1Т 110/6 кВ и 2Т 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый. Замена трансформатора 2Т 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 10 МВА реализована в 2022 году.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия – ПАО «Бурятзолото».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Южная.

В настоящий момент на подстанции установлены трансформаторы 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый. Фактическая максимальная нагрузка за отчетный период 2017–2021 годов выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 31,54 МВА. В ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 105,1 % от Сддн, что превышает Сддн трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -18,2°С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,20.

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом прироста нагрузки по действующим договорам на технологическое присоединение может составить 32,39 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 108,0 % от Сддн, что превышает Сддн трансформаторов. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Южная расчетный объем ГАО составит 2,4 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой трансформаторов 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

2.3.3 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, содержащийся в СиПР ЕЭС России [3] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ с учетом их актуализации, приведен в 4.2.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы

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

В соответствии с реестром инвестиционных проектов в таблице 14 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Республики Бурятия, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 14 – Перечень планируемых к вводу потребителей в соответствии с реестром инвестиционных проектов

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
1	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	2023	ПС 220 кВ Мухоршибирь ПС 220 кВ Саган-Нур
Более 10 МВт							
3	Озерный ГОК	ООО «Озерное»	0,0	82,0	220	2023	ПС 220 кВ Озерная
4	Тепличный комплекс	ООО «ТК «Гусиноозерский»	27,6	27,6	220	2023	Гусиноозерская ГРЭС ПС 220 кВ Мухоршибирь

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Бурятия за период 2023–2028 годов, представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Бурятия

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	6379	8505	8654	8681	8708	8757
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	2126	149	27	27	49
Годовой темп прироста, %	–	33,33	1,75	0,31	0,31	0,56

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Бурятия к 2028 году прогнозируется на уровне 8757 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 6,53 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 2126 млн кВт·ч или 33,33 %, наименьший прирост ожидается в 2026 и 2027 годах и составит 27 млн кВт·ч или 0,31 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Республики Бурятия учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенные в таблице 14.

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

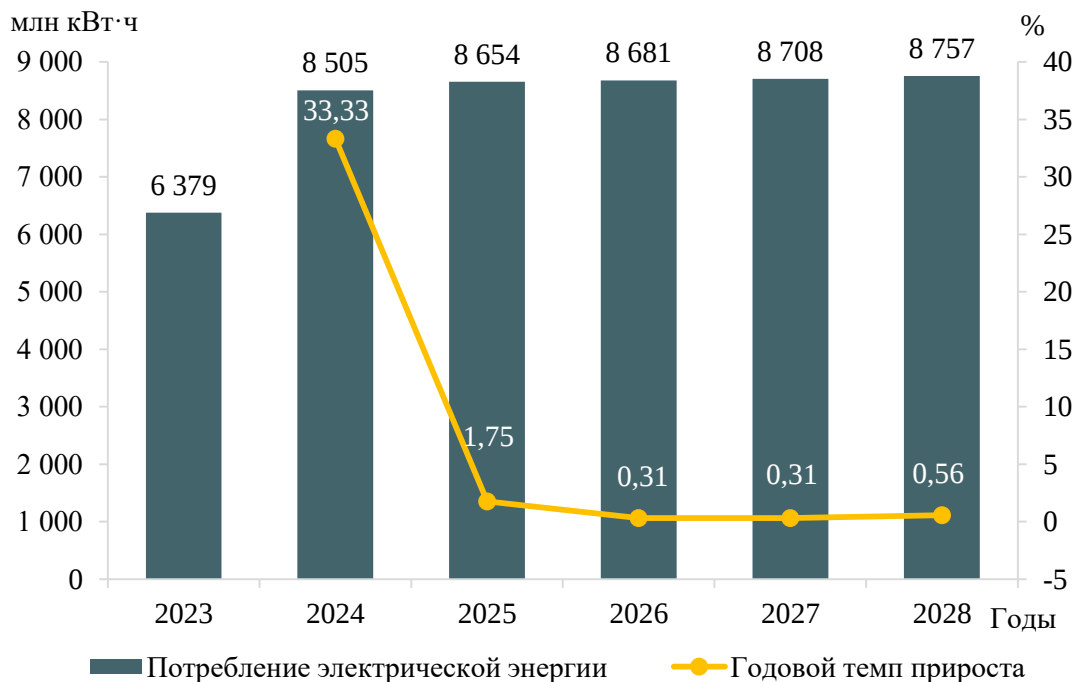


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Бурятия и годовые темпы прироста за период 2023–2028 годов

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 2023–2028 годов сформирован на основе данных 0, 3.2 и представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1165	1445	1450	1454	1459	1464
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	280	5	4	5	5
Годовой темп прироста, %	–	24,03	0,35	0,28	0,34	0,34
Число часов использования максимума потребления мощности	5476	5886	5968	5970	5968	5982

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия к 2028 году прогнозируется на уровне 1464 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 5,73 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 280 МВт или 24,03 %, что обусловлено реализацией развития второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД» и увеличением мощности действующих потребителей; наименьший годовой прирост ожидается в 2026 году и составит 0,28 %.

Характер годового режима электропотребления энергосистемы в целом в прогнозный период останется таким же разуплотненным, как и в отчетном периоде. К 2028 году число часов использования максимума прогнозируется на уровне 5982 час/год. Не характерное для энергосистемы снижение числа часов использования потребления мощности в 2023 году до 5476 час/год обусловлено увеличением потребления мощности за счет ввода в конце года нового потребителя (Мухоршибирский ЦОД), что обуславливает разуплотнение режима электропотребления только в этом году.

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

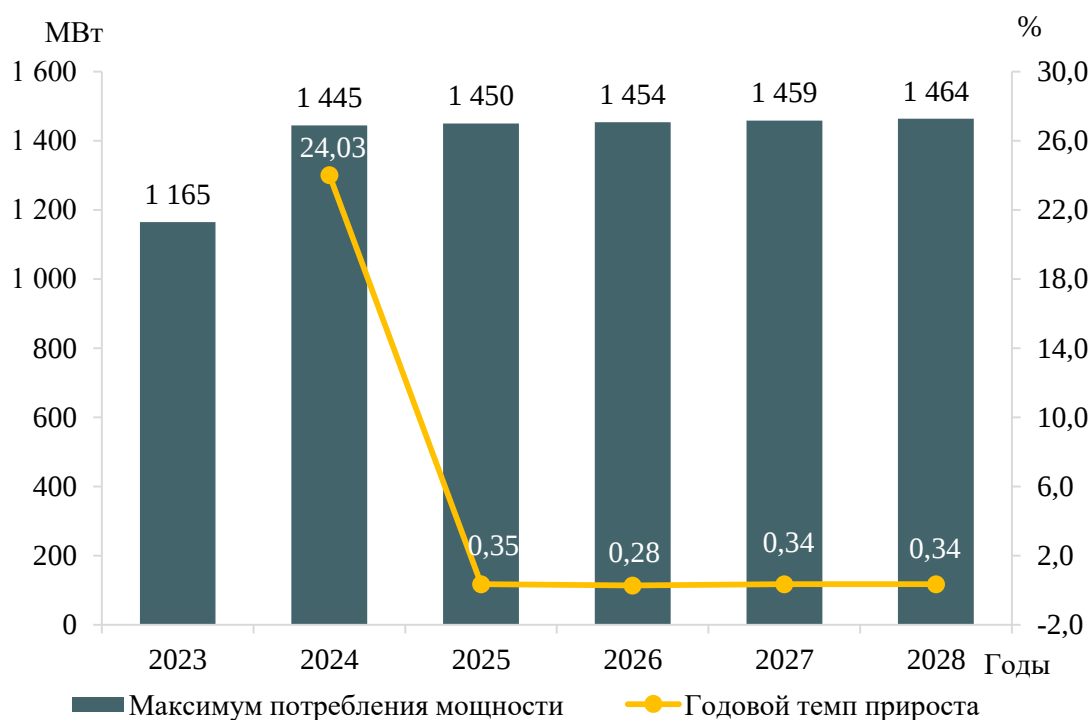


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия и годовые темпы прироста за период 2023–2028 годов

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 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 100 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Республики Бурятия в период 2023–2028 годов представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Бурятия, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 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 2023–2028 годов предусматривается в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 20 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Бурятия в 2028 году составит 1643,8 МВт. К 2028 году в структуре генерирующих

мощностей энергосистемы Республики Бурятия по сравнению с 2021 годом снизится доля ТЭС с 92,3 % до 86,9 %, доля СЭС возрастет с 7,7 % до 13,1 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Бурятия в период 2023–2028 годов представлена в таблице 18. Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Республики Бурятия в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 6.

Таблица 18 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Бурятия, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Всего	1523,8	1643,8	1643,8	1643,8	1643,8	1643,8
ТЭС	1408,8	1428,8	1428,8	1428,8	1428,8	1428,8
ВИЭ всего	115,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0
СЭС	115,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0

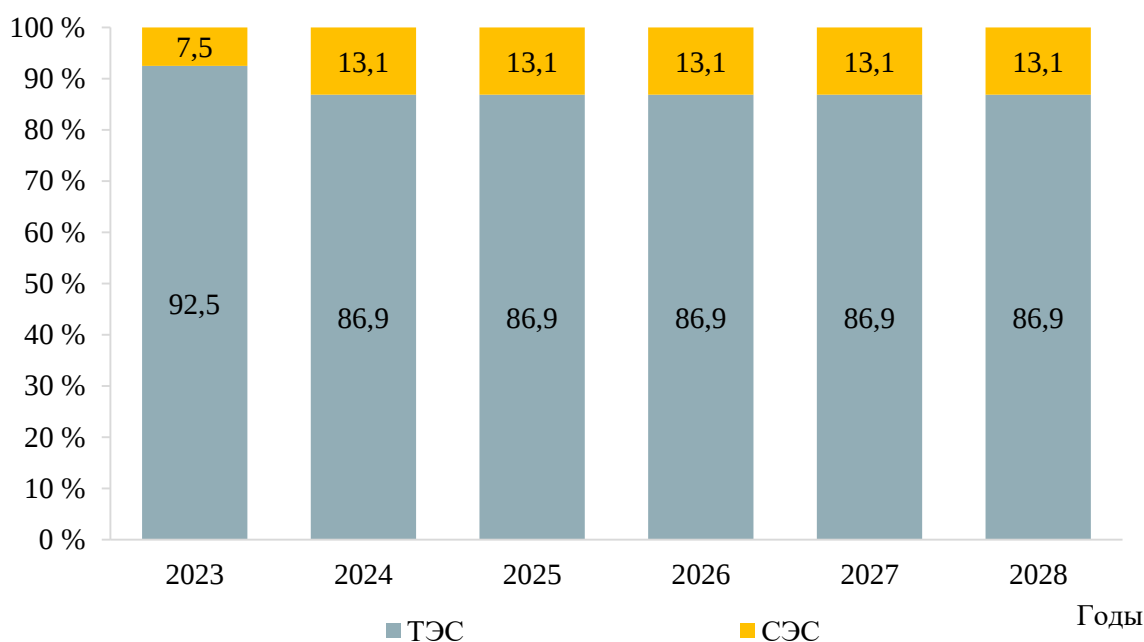


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Бурятия

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

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы

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

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 19 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 19 – 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	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт				
1	Строительство ПС 500 кВ Нижнеангарская с автотрансформатором 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) 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 25 Мвар каждый, двух БСК 220 кВ мощностью 60 Мвар каждая, двух УШР 220 кВ мощностью 35 Мвар каждый	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167+167	–	–	–	–	–	501+167	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полнос Сухой Лог», ОАО «РЖД», ООО «ИНК», ПАО «Высочайший»	ООО «Полнос Сухой Лог»	–	229,0				
		ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	–	–	–	–	–	180								
		ПАО «Россети»	220	Мвар	2×25	–	–	–	–	–	50		ОАО «РЖД»	–	213,71				
			220	Мвар	2×60	–	–	–	–	–	120								
			220	Мвар	2×35	–	–	–	–	–	70								
2	Реконструкция ПС 500 кВ Нижнеангарская с установкой второго автотрансформатора 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА)	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167	–	–	–	–	–	501		Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полнос Сухой Лог», ОАО «РЖД», ООО «ИНК», ПАО «Высочайший»	ООО «ИНК»	–	65			
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								
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						ПАО «Высочайший»	–	20,0
5	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть –Кут № 1 ориентировочной протяженностью 480 км	ПАО «Россети»	500	км	480	–	–	–	–	–	480								
6	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2 ориентировочной протяженностью 480 км	ПАО «Россети»	500	км	–	480	–	–	–	–	480		Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полнос Сухой Лог», ОАО «РЖД», ООО «ИНК», ПАО «Газпром», ПАО «Высочайший»	ООО «Полнос Сухой Лог»	–	229,0			
7												ОАО «РЖД»		–	213,71				
	ООО «ИНК»	–	65																
	ПАО «Газпром»	–	56,5																
	ПАО «Высочайший»	–	20,0																
8	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Ангоя – Новый Уоян (АУ-38) и ВЛ 220 кВ Кичера – Новый Уоян (КУ-37) на ПС 500 кВ Нижнеангарская ориентировочной протяженностью 2,9 км и 1,5 км	ПАО «Россети»	220	км	2,9 1,5	–	–	–	–	–	4,4	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полнос Сухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Высочайший»	ООО «Полнос Сухой Лог»	–	229,0				
9	Реконструкция ПС 220 кВ Таксимо со строительством РУ 500 кВ и установкой	ПАО «Россети»	500	МВА	–	3×167+167	–	–	–	–	501+167		ОАО «РЖД»	–	213,71				
													ПАО «Высочайший»	–	20,0				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/вв од новой мощности, МВт
	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		500	Мвар	–	180+60	–	–	–	–	180+60				
10	Строительство ПС 220 кВ Озёрная с двумя автотрансформаторами 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	2×125	–	–	–	–	–	250	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Озёрное»	ООО «Озёрное»	–	82
11	Строительство двух ВЛ 220 кВ Чита – Озёрная ориентировочной протяженностью 240,543 км каждая		220	км	2×240,543	–	–	–	–	–	481,086				
12	Строительство ПС 110 кВ Фабрика с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 100 МВА каждый	ООО «Озерное»	110	МВА	2×100	–	–	–	–	–	200				
13	Строительство двух ВЛ 110 кВ Озёрная – Фабрика ориентировочной протяженностью 10,142 км каждая		110	км	2×10,142	–	–	–	–	–	20,384				
14	Строительство ПС 220 кВ ТК Гусиноозерский с трансформатором 220/10 кВ мощностью 40 МВА	ООО «Тепличный комплекс «Гусино-озерский»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Тепличный комплекс «Гусиноозерский»	ООО «Тепличный комплекс «Гусиноозерский»	–	27,6
15	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Мухоршибирь (ГМШ-260) до ПС 220 кВ ТК Гусиноозерский ориентировочной протяженностью 0,748 км		220	км	0,748	–	–	–	–	–	0,748				
16	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 потребителей я ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	26,6
17	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				
18	Строительство ПС 220 кВ Янчуй с трансформатором 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	1×40	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	18,56
19	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				
20	Строительство ПС 220 кВ ЦОД с трансформатором 220/10 кВ мощностью 125 МВА	ООО «Битривер-Б»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	125	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Битривер-Б»	ООО «Битривер-Б»	–	100
21	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				
22	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	27,878
23	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	38,61

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
24	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 потребителей МУ «Улан-Удэстройзаказчик»	МУ «Улан-Удэстройзаказчик»	–	14
25	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Медведчиково – Северная с отпайками I цепь (МСЗ-183) и ВЛ 110 кВ Медведчиково – Северная с отпайками II цепь (МС-184) до ПС 110 кВ Культурная ориентировочной протяженностью 5,714 км каждая		110	км	2×5,714	–	–	–	–	–	11,428				
26	Реконструкция ПС 110 кВ Иволга с заменой трансформатора 1Т 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Информационно-методологический центр»	ООО «Информационно-методологический центр»	–	4,54
27	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 потребителей АО «Особая экономическая зона «Байкальская гавань»	АО «Особая экономическая зона «Байкальская гавань»	–	10,0
28	Реконструкция ПС 110 кВ Комсомольская с заменой двух трансформаторов 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	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Эгитинский ГОК Плюс»	ООО «Эгитинский ГОК Плюс»	2,2	1,2

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

Сводный перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России [3] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия, приведен таблице 20.

Таблица 20 – Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Строительство ВЛ 220 кВ Таксимо – Чара ориентировочной протяженностью 239 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	239	239	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
2	Реконструкция ПС 110 кВ Иркинда с заменой трансформатора 1Т 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Бурятзолото»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой трансформаторов 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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

На основании проведённого анализа сформирован перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) (таблица 21).

Таблица 21 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Кырен с заменой трансформаторов 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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 22 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].

Таблица 22 – 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	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	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 – Джиды (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 62,9 МВА	110	МВА	–	1×62,9	–	–	–	–	62,9	Новобичурская СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»	50
4	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Окино-Ключи – Бичура (ОКБ-150) до РУ 110 кВ Новобичурской СЭС ориентировочной протяженностью 1,65 км	110	км	–	1,65	–	–	–	–	1,65			

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 в 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 ПАО «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 [5]).

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

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

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

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

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

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

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Республики Бурятия оценивается в 2028 году в объеме 8757 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 6,53 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия к 2028 году увеличится и составит 1464 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 5,73 %.

Наибольшие годовые темпы прироста потребления электрической энергии и мощности в энергосистеме Республики Бурятия прогнозируются в 2024 году, что связано с увеличением потребления ОАО «РЖД» за счет реализации развития второго этапа Восточного полигона.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 5476–5982 час/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Бурятия в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 100 МВт на СЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Бурятия в 2028 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 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 1979,225 км, трансформаторной мощности 2830,2 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: 09.01.2023).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 (ред. от 28.12.2020) : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

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

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 (ред. от 14.03.2022) «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: 27.06.2022).

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2028 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
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	
		2	К-190(210)-130		190,0	190,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	Модернизация в 2024 г.
		3	К-200-130-3		170,0	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0	Перемаркировка 02.02.2022
		4	К-210-130-3		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	
		6	К-210(215)-130		210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1190,0	1224,0	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	
		3	Р-12-3,4/0,1		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	
		7	Тп-100/110-8,8		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	
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	
		2	Р-12-35/5		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	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	
Установленная мощность, всего		–	–		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	
Установленная мощность, всего		–	–		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	
Установленная мощность, всего		–	–		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	
Установленная мощность, всего		–	–		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	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
Установленная мощность, всего		–	–				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	
Установленная мощность, всего		–	–		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
Торейская СЭС	ООО «ГРИН Энерджи Рус»			–								
		1 оч	ФЭСМ		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		2 оч	ФЭСМ		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	
Новобичурская СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»			–								
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1863)				50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
Установленная мощность, всего		–	–				50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

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

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

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
1	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	7287,69	7287,69
2	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 110 кВ Ирокинда с заменой трансформатора 1Т 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Бурятзолото»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	65,53	65,53
3	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 110 кВ Кырен с заменой трансформаторов 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	170,70	170,70
4	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой трансформаторов 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	241,16	241,16

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
5	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Строительство ПС 500 кВ с Нижнеангарская автотрансформатором 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) 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 25 Мвар каждый, двух БСК 220 кВ мощностью 60 Мвар каждая, двух УШР 220 кВ мощностью 35 Мвар каждый	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	2×25	–	–	–	–	–	50				
				ПАО «Россети»	220	Мвар	2×60	–	–	–	–	–	120				
				ПАО «Россети»	220	Мвар	2×35	–	–	–	–	–	70				
			Реконструкция ПС 500 кВ Нижнеангарская с установкой второго автотрансформатора 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА)	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167	–	–	–	–	–	501				
			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				
6	Республики Бурятия	Республика Бурятия	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				
7	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 1 ориентировочной протяженностью 480 км	ПАО «Россети»	500	км	480	–	–	–	–	–	480		Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
8	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Ангоя – Новый Уоян (АУ-38) и ВЛ 220 кВ Кичера – Новый Уоян (КУ-37) на ПС 500 кВ Нижнеангарская ориентировочной протяженностью 2,9 км и 1,5 км	ПАО «Россети»	220	км	2,9 1,5	–	–	–	–	–	4,4		Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности		
9	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2 ориентировочной протяженностью 480 км	ПАО «Россети»	500	км	–	480	–	–	–	–	480	2024	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр	38910,00	24060,83
10	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо ориентировочной протяженностью 230 км	ПАО «Россети»	500	км	–	230	–	–	–	–	230	2024	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр	27612,56	14375,39

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
11	Республики Бурятия	Республика Бурятия	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) 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		Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр		
				ПАО «Россети»	500	Мвар	–	180 +60	–	–	–	–	180 +60		Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр		

Примечания

1 ¹⁾ Необходимый год реализации – 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. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России, то в качестве необходимого указывается первый год среднесрочного периода.

2 ²⁾ Планируемый год реализации – год среднесрочного периода, определенный с учетом планов и решений по перспективному развитию энергосистемы, строительству, реконструкции, модернизации, техническому перевооружению, вводу в эксплуатацию и выводу из эксплуатации объектов по производству электрической энергии (мощности) и объектов электросетевого хозяйства, учтенных в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации 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.