

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА ЗАБАЙКАЛЬСКОГО КРАЯ

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	5
1 Описание энергосистемы .....	6
1.1 Основные внешние электрические связи.....	6
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии .....	6
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей .....	7
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период .....	7
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде .....	9
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики .....	13
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	13
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.....	13
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	13
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 .....	13
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	14
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	14
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	14
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 .....	17
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы .....	18
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.....	18
3.2 Прогноз потребления электрической энергии .....	21

3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	22
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	23
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы .....	26
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	26
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 Забайкальского края.....	26
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	30
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 .....	32
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 .....	32
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	35
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	36
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	37
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>38</b>
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>39</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А</b> Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	<b>41</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б</b> 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.....	<b>44</b>

## 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
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
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
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НПС	–	нефтеперекачивающая станция
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РЗА	–	релейная защита и автоматика
РП	–	(электрический) распределительный пункт
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
СЭС	–	солнечная электростанция
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
УШР	–	управляемый шунтирующий реактор

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Забайкальского края 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 Забайкальского края 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 Забайкальского края 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 Забайкальского края входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Забайкальское РДУ и обслуживает территорию Забайкальского края.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Забайкальского края 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 Забайкальского края, Республики Бурятия, Иркутской области, Ленского района Республики Саха (Якутия);

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

### 1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Забайкальского края связана с энергосистемами:

– Республики Бурятия (Филиал АО «СО ЕЭС» Бурятское РДУ):  
ВЛ 220 кВ – 5 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

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

– Республики Саха (Якутия) (Филиал АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ):  
ВЛ 220 кВ – 2 шт.

### 1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Забайкальского края

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ОАО «РЖД»	587,0
ПАО «ППГХО»	128,0
Более 50 МВт	
ООО «ГРК «Быстринское»	56,0
Более 10 МВт	
ООО «Байкалруд» (Нойон-Тологойский рудник)	22,55
АО «Ново-Широкинский рудник»	15,2

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

Установленная мощность электростанций энергосистемы Забайкальского края на 01.01.2023 составила 1693,8 МВт, в том числе: ТЭС – 1593,8 МВт, СЭС – 100,0 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 Забайкальского края, МВт

Наименование	На 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	1643,8	50,0	–	–	–	1693,8
ТЭС	1593,8	–	–	–	–	1593,8
ВИЭ – всего	50,0	50,0	–	–	–	100,0
СЭС	50,0	50,0	–	–	–	100,0

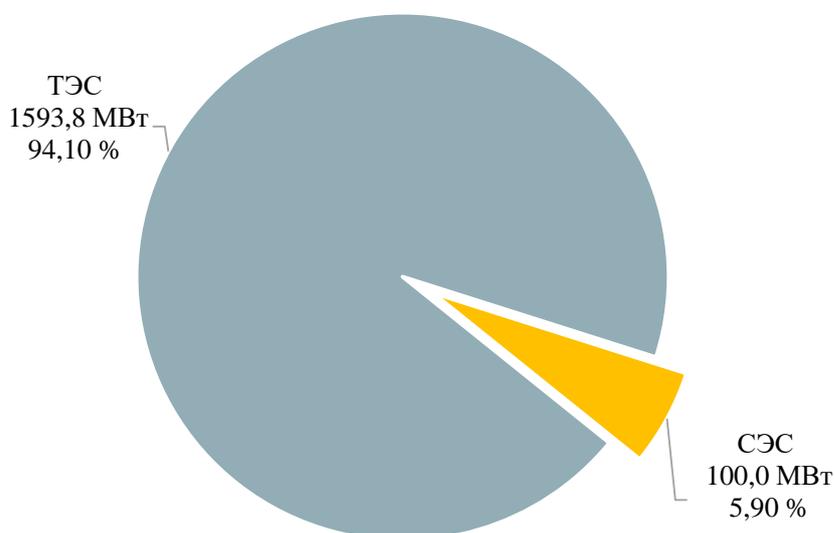


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Забайкальского края по состоянию на 01.01.2023

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

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

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Забайкальского края

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7961	8146	8193	8264	8581
Годовой темп прироста, %	1,89	2,32	0,58	0,87	3,84
Максимум потребления мощности, МВт	1296	1266	1290	1299	1356
Годовой темп прироста, %	3,10	-2,31	1,90	0,70	4,39
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6142	6434	6351	6362	6328
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	21.12 15:00	09.12 05:00	09.01 06:00	24.12 04:00	23.12 04:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-17,9	-19,2	-24	-31,6	-29

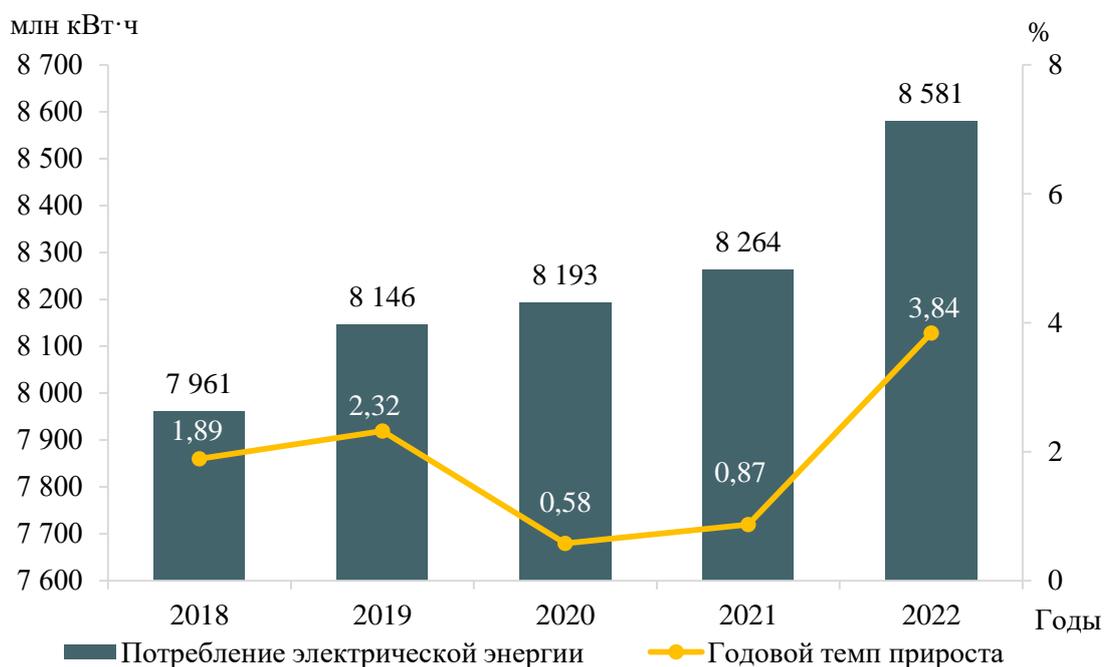


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Забайкальского края и годовые темпы прироста

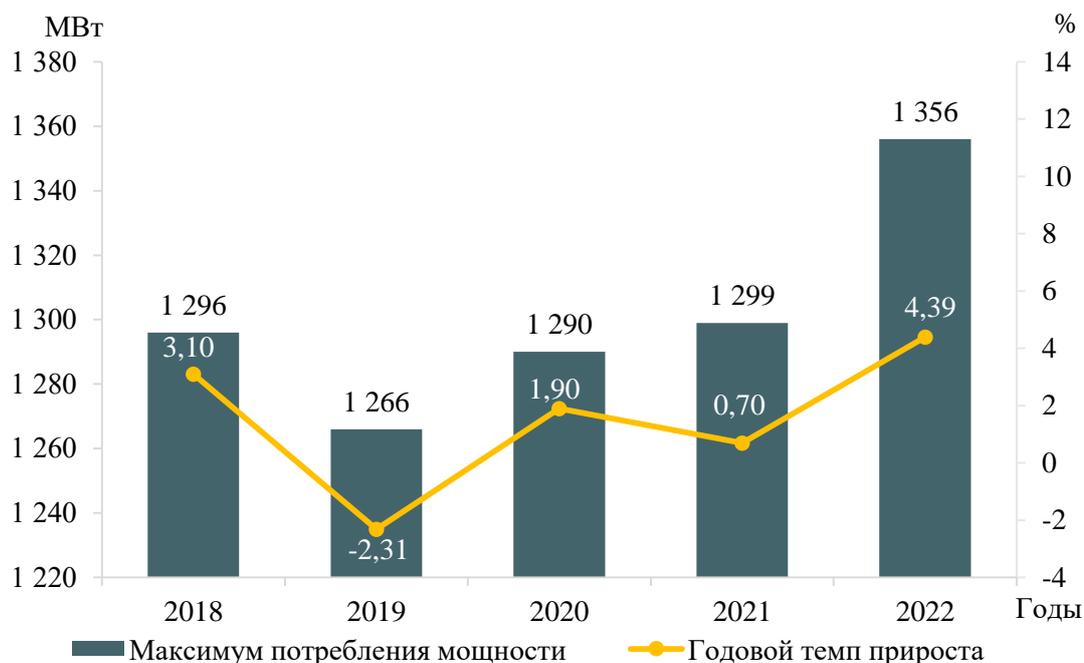


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Забайкальского края и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Забайкальского края увеличилось на 768 млн кВт·ч и составило в 2022 году 8581 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,89 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 3,84 % в 2022 году. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии зафиксирован в 2020 году и составил 0,58 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Забайкальского края вырос на 99 МВт и составил 1356 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,53 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 4,39 % в 2022 году; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2019 году и составило 2,31 %, что обусловлено снижением потребления мощности потребителями промышленного комплекса.

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

- вводом в эксплуатацию горно-обогатительного комбината на Быстринском золото-железомедном месторождении;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта;
- снижение объемов выпуска продукции обрабатывающих производств.

### **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 Забайкальского края приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического

оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Забайкальского края приведен в таблице 5.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Вершина Шахтамы – Акатуй – Кличка с отпайкой на ПС Бугдаинская (ВЛ-110-23) на участке от оп. 163 до оп. 305 протяженностью 21 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	2019	21 км
2	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Чара – Удоканский ГМК № 1 протяженностью 21,08 км	ПАО «Россети»	2019	21,08 км
3	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Верхняя Давенда – Наседкино (ВЛ-110-78) протяженностью 50,26 км	ПАО «Россети Сибирь»	2020	50,26 км
4	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Даурия – Даурия тяговая I цепь протяженностью 3,92 км	ПАО «Россети Сибирь»	2021	3,92 км
5	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Даурия – Даурия тяговая II цепь протяженностью 3,7 км	ПАО «Россети Сибирь»	2021	3,7 км
6	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Забайкальск – Забайкальск тяговая I цепь протяженностью 8,38 км	ПАО «Россети Сибирь»	2021	8,38 км
7	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Забайкальск – Забайкальск тяговая II цепь протяженностью 8,38 км	ПАО «Россети Сибирь»	2021	8,38 км
8	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ РП Рудник Арчиной – ПС Рудник Арчиной (ВЛ-110-79) протяженностью 5,35 км	Абонентская	2021	5,35 км
9	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ ТЭЦ ППГХО – ЦРП ППГХО на ПС 110 кВ Рудник № 6 протяженностью 0,42 км каждый с образованием ВЛ 110 кВ ТЭЦ ППГХО – Рудник № 6 и ВЛ 110 кВ ЦРП ППГХО – Рудник № 6	Абонентская	2021	2×0,42 км
10	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Читинская ТЭЦ-1 – Черновская I цепь с отпайками до Читинской СЭС протяженностью 0,2 км	ПАО «Россети Сибирь»	2021	0,2 км
11	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Чара – Удоканский ГМК № 2 протяженностью 21,7 км	ООО «Удоканская медь»	2021	21,7 км
12	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Чара – Блуждающий № 1 протяженностью 22,955 км	ООО «Удоканская медь»	2022	22,955 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
13	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Чара – Блуждающий № 2 протяженностью 22,904 км	ООО «Удоканская медь»	2022	22,904 км
14	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Хани – Чара № 2 протяженностью 127 км	ПАО «Россети»	2022	127 км
15	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Черновская – Ингода с отпайкой на Черновскую СЭС протяженностью 0,694 км	ООО «Грин Энерджи Рус»	2022	0,694 км
16	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Кличка – Акатуй – Бугдаинская с заменой провода протяженностью 25,455 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	2022	25,455 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	Реконструкция ПС 110 кВ Казаново с заменой трансформатора 1Т 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	2018	1×10 МВА
2	35 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская с установкой двух ШР 35 кВ мощностью 25 Мвар каждый	ПАО «Россети»	2018	2×25 Мвар
3	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Удоканский ГМК с одним трансформатором 220/35/10 кВ мощностью 80 МВА и двумя БСК 35 кВ мощностью 12 Мвар каждая	ООО «Удоканская медь»	2019	1×80 МВА 2×12 Мвар
4	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Наседкино с одним трансформатором 110/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	2020	1×16 МВА
5	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Удоканский ГМК с установкой одного трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 80 МВА и двух БСК 35 кВ мощностью 12 Мвар каждая	ООО «Удоканская медь»	2020	1×80 МВА 2×12 Мвар
6	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Даурия тяговая с четырьмя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	ОАО «РЖД»	2021	4×25 МВА 2×6,3 МВА
7	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Забайкальск тяговая с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	ОАО «РЖД»	2021	2×25 МВА 2×6,3 МВА
8	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Рудник № 6 с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	Абонентская	2021	2×40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
9	110 кВ	Строительство ПС 110/10 кВ Рудник Арчиной с одним трансформатором 110 кВ мощностью 16 МВА	Абонентская	2021	1×16 МВА
10	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Новая с заменой трансформатора 220/35 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 220/35 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2021	1×40 МВА
11	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Хилок с заменой трансформатора 220/35 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 220/35 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2021	1×40 МВА
12	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Блуждающий с тремя трансформаторами 220/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый, двумя БСК 220 кВ мощностью 52 Мвар каждая и двумя УШР 220 кВ мощностью 50 Мвар каждый	ООО «Удоканская медь»	2022	3×100 МВА 2×52 Мвар 2×50 Мвар
13	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Бада с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2022	1×40 МВА
14	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Новая с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2022	1×40 МВА
15	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Чита-1 с заменой трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2022	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 Забайкальского края отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

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

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

Предложения сетевых организаций по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ на территории Забайкальского края отсутствуют.

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

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

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 6.

Таблица 6 – Перечень мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения железнодорожного направления Кузбасс – порты Дальнего Востока в части оборудования класса напряжения 110 кВ и выше, реализуемых на территории Забайкальского края

№ 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	ВЛ 220 кВ Зилово – Холбон	Строительство третьей ВЛ 220 кВ Зилово – Холбон ориентировочной протяженностью 189,759 км	Сети	ПАО «Россети»
2	ВЛ 220 кВ Зилово – Могоча	Строительство третьей ВЛ 220 кВ Зилово – Могоча ориентировочной протяженностью 204,188 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 Забайкальского края, отсутствуют.

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

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

#### Строительство ВЛ 220 кВ Маккавеево – Чита.

Электрическая связь между ПС 220 кВ Чита и ПС 220 кВ Маккавеево образована двумя ЛЭП 220 кВ, выполненными на двухцепных опорах на участке транзита от ПС 220 кВ Чита до Читинской ТЭЦ-1 по всей протяженности ЛЭП и на 22 % протяженности ЛЭП на участке транзита 220 кВ от Читинской ТЭЦ-1 до ПС 220 кВ Маккавеево. В этих условиях при отключении двух ЛЭП на участке транзита 220 кВ от ПС 220 кВ Чита до ПС 220 кВ Маккавеево происходит отделение на изолированную работу Читинского и/или Юго-Восточного энергорайонов энергосистемы Забайкальского края.

Анализ перспективной схемно-режимной и режимно-балансовой ситуации на период до 2029 года показывает, что с учетом запланированного набора нагрузки на тяговых подстанциях ОАО «РЖД» в рамках реализации второго этапа развития Восточного полигона железных дорог, а также освоения месторождений полиметаллических руд в Забайкальском крае в послеаварийном режиме:

– после отключения двух ЛЭП 220 кВ с отделением на изолированную работу Юго-Восточного энергорайона энергосистемы Забайкальского края с учетом полного состава включенного генерирующего оборудования в данном энергорайоне не покрываемый дефицит активной мощности в зимний период может составить до 80 МВт;

– после отключения наиболее крупного блока Харанорской ГРЭС с учетом полного состава включенного генерирующего оборудования в данном энергорайоне дефицит активной мощности в зимний период может составить до 40 МВт.

Строительство ВЛ 220 кВ Маккавеево – Чита позволит:

1) при раздельной работе ОЭС Сибири с ОЭС Востока:

– минимизировать риски отделения на изолированную работу Читинского и/или Юго-Восточного энергорайонов энергосистемы Забайкальского края вследствие аварийного отключения ЛЭП 220 кВ на участке Чита – Читинская ТЭЦ-1 – Маккавеево;

– увеличить максимально допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении «Восток», состоящем из ВЛ 220 кВ Читинская ТЭЦ-1 – Новая (ВЛ-201), ВЛ 220 кВ Читинская ТЭЦ-1 – Чита-1 (ВЛ-202), на величину до 200 МВт и исключить возникновение дефицита активной мощности в Юго-Восточном энергорайоне энергосистемы Забайкальского края в послеаварийном режиме после отключения наиболее крупного блока Харанорской ГРЭС;

2) при параллельной синхронной работе ОЭС Сибири и ОЭС Востока:

– исключить ограничение перетока активной мощности из ОЭС Востока в ОЭС Сибири в объеме до 50 МВт в нормальной схеме электрической сети и до 160 МВт в единичной ремонтной схеме;

– исключить ограничение перетока активной мощности из ОЭС Сибири в ОЭС Востока при ремонте наиболее крупного блока Харанорской ГРЭС в объеме до 110 МВт.

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 7 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Забайкальского края, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 7 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Забайкальского края

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания	
Более 100 МВт								
19	1	Проект ОАО «РЖД» «Кузбасс-порты Дальнего Востока»	ОАО «РЖД»	547,0	212,0	220	2024	ПС 220 кВ Тарбагатай ПС 220 кВ Бада ПС 220 кВ Хилок ПС 220 кВ Харагун ПС 220 кВ Могзон ПС 220 кВ Сохондо ПС 220 кВ Лесная ПС 220 кВ Чита I ПС 220 кВ Новая ПС 220 кВ Карымская ПС 220 кВ Урульга ПС 220 кВ Размахнино ПС 220 кВ Шилка ПС 220 кВ Приисковская ПС 220 кВ Шапка ПС 220 кВ Чернышевск-Забайкальская ПС 220 кВ Бушулей ПС 220 кВ Зилово ПС 220 кВ Урюм ПС 220 кВ Сбега ПС 220 кВ Ксеньевская ПС 220 кВ Кислый ключ ПС 220 кВ Пеньковская ПС 220 кВ Могоча ПС 220 кВ Семиозерный ПС 220 кВ Амазар ПС 220 кВ Чичатка

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 50 МВт							
2	Удоканский горно-металлургический комбинат	ООО «Удоканская медь»	142,95	53,05	220	2023 с поэтапным набором мощности до 2025	ПС 220 кВ Чара
Более 10 МВт							
3	ГОК на месторождении «Железный Кряж»	АО «Висмут»	0,0	18,2	110	2024–2025	ПС 110 кВ Михайловка
4	Угольный разрез «Защуланский»	ООО «Разрезуголь»	0,0	12,0	110	2023	ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская
Инвестиционные проекты по информации от исполнительных органов субъектов РФ							
5	Култуминский ГОК	ООО «Култуминское»	0,0	75,0	110	2024–2025	ПС 220 кВ Быстринская
6	ООО «ТК «Ясногорский»	ООО «ТК «Ясногорский»	0,0	20,7	110	2024	Харанорская ГРЭС ПС 110 кВ Турга
7	Освоение Лугиинского золоторудного месторождения	ООО ГК «Лугиинское»	0,0	11,3	Не определено	2025	Не определен

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Забайкальского края на период 2024–2029 годов представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Забайкальского края

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	8765	9523	10294	11672	12645	12895	12908
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	758	771	1378	973	250	13
Годовой темп прироста, %	–	8,65	8,10	13,39	8,34	1,98	0,10

Потребление электрической энергии по энергосистеме Забайкальского края прогнозируется на уровне 12908 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 6,01 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2026 году и составит 1378 млн кВт·ч или 13,39 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 13 млн кВт·ч или 0,10 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Забайкальского края учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 7.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Забайкальского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.



Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Забайкальского края и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии энергосистемы Забайкальского края обусловлена следующими основными факторами:

- вводом новых и развитием действующих предприятий добывающих производств;
- выходом на проектную мощность горно-металлургического предприятия ООО «Удоканская медь»;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта.

### 3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Забайкальского края на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Забайкальского края

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1370	1567	1677	1855	1999	2030	2039
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	197	110	178	144	31	9
Годовой темп прироста, %	–	14,38	7,02	10,61	7,76	1,55	0,44
Число часов использования максимума потребления мощности ч/год	6398	6077	6138	6292	6326	6352	6331

Максимум потребления мощности энергосистемы Забайкальского края к 2029 году прогнозируется на уровне 2039 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 6,00 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 197 МВт или 14,38 %, что обусловлено реализацией развития Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД», а также увеличением потребления ООО «Удоканская медь»; наименьший прирост в размере 9 МВт или 0,44 % прогнозируется в 2029 году.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется таким же достаточно разуплотненным, как и в отчетный период. Число часов использования максимума к 2029 году прогнозируется на уровне 6331 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Забайкальского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

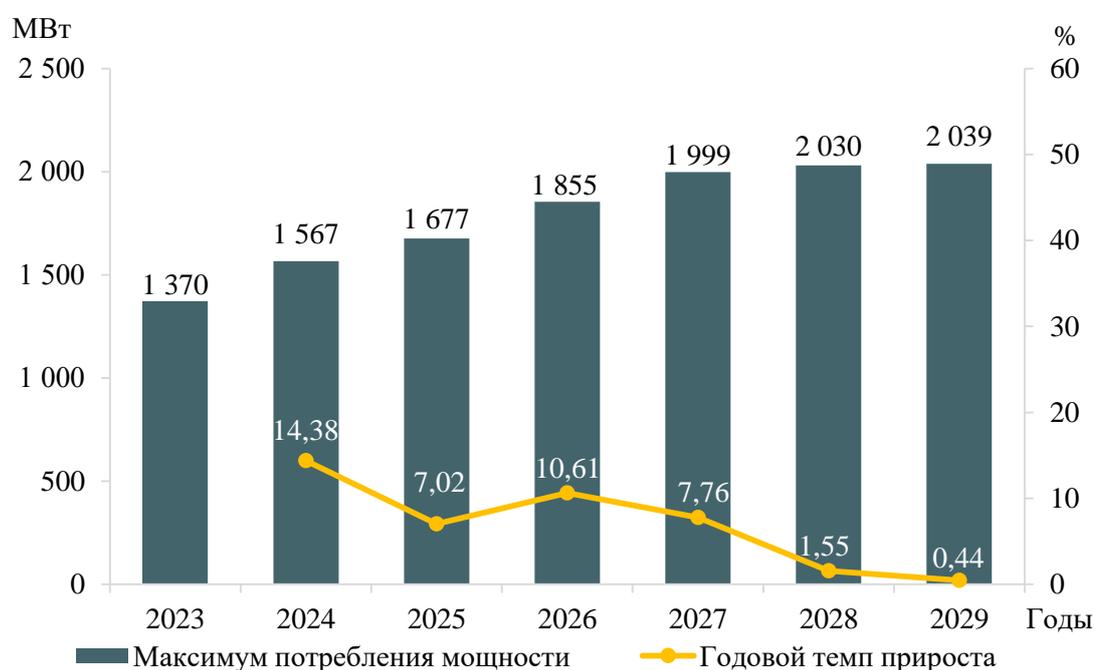


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Забайкальского края и годовые темпы прироста

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Забайкальского края в период 2024–2029 годов предусматриваются в объеме 1058,7 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Забайкальского края в 2023 году и в период 2024–2029 годов представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Забайкальского края, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024– 2029 гг.
Всего	–	60,0	336,8	271,0	170,6	220,3	–	1058,7
ВИЭ – всего	–	60,0	336,8	271,0	170,6	220,3	–	1058,7
СЭС	–	60,0	336,8	271,0	170,6	220,3	–	1058,7

Развитие возобновляемых источников энергии предусматривает строительство СЭС в объеме 1058,7 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Забайкальского края в 2029 году составит 2752,5 МВт. К 2029 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Забайкальского края по сравнению с отчетным годом снизится доля ТЭС с 94,1 % до 57,9 %, доля СЭС возрастет с 5,9 % до 42,1 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Забайкальского края представлена в таблице 11. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Забайкальского края представлена на рисунке 6.

Таблица 11 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Забайкальского края, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Всего	1693,8	1753,8	2090,6	2361,6	2532,2	2752,5	2752,5
ТЭС	1593,8	1593,8	1593,8	1593,8	1593,8	1593,8	1593,8
ВИЭ – всего	100,0	160,0	496,8	767,8	938,4	1158,7	1158,7
СЭС	100,0	160,0	496,8	767,8	938,4	1158,7	1158,7

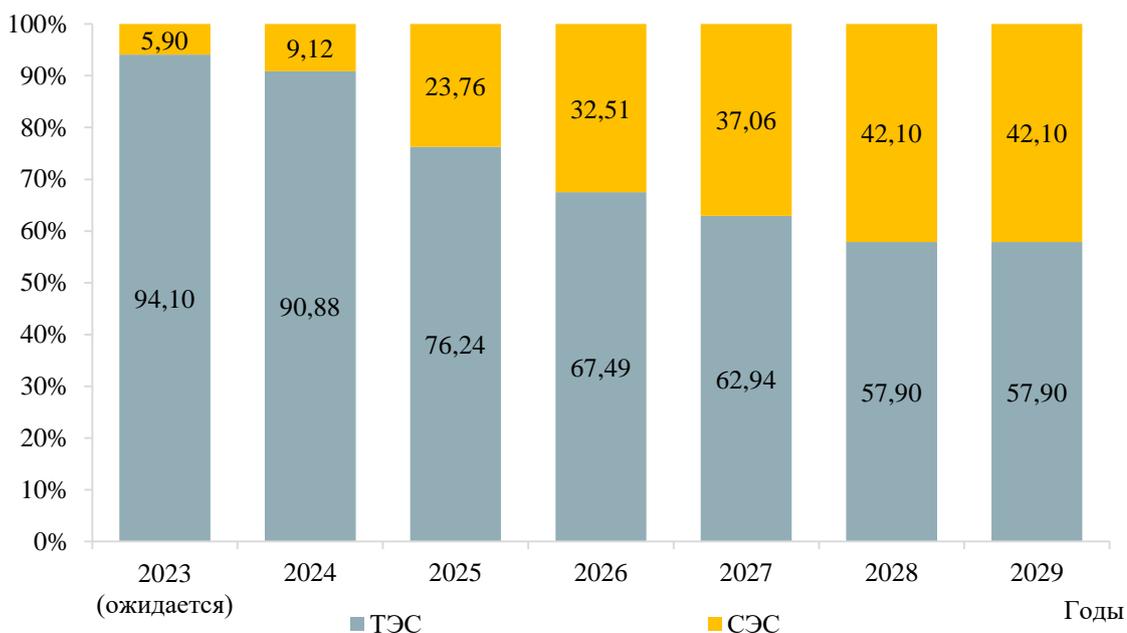


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Забайкальского края

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

## **4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 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 Забайкальского края не требуются.

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

В таблице 12 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 Забайкальского края.

Таблица 12 – 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 Забайкальского края

№ 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 220 кВ Семиозерный с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	23,364	–
2	Строительство захода ВЛ 220 кВ Семиозерный – Могоча (ВЛ-225) на ПС 220 кВ Семиозерный ориентировочной протяженностью 1,561 км	ПАО «Россети»	220	км	–	1,561	–	–	–	–	–	1,561				
3	Строительство захода ВЛ 220 кВ Семиозерный – Чичатка (ВЛ-227) на ПС 220 кВ Семиозерный ориентировочной протяженностью 1,566 км	ПАО «Россети»	220	км	–	1,566	–	–	–	–	–	1,566				
4	Строительство ВЛ 220 кВ Зилово – Могоча ориентировочной протяженностью 204,188 км	ПАО «Россети»	220	км	204,188	–	–	–	–	–	–	204,188	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	29,689	11,18
5	Строительство ВЛ 220 кВ Зилово – Холбон ориентировочной протяженностью 189,759 км	ПАО «Россети»	220	км	189,759	–	–	–	–	–	–	189,759		ОАО «РЖД»	18,469	10,58
														ОАО «РЖД»	23,375	8,365
														ОАО «РЖД»	26,092	7,85
														ОАО «РЖД»	28,149	6,445
6	Реконструкция ПС 220 кВ Бушулей с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	29,689	11,18
7	Реконструкция ПС 220 кВ Зилово с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	26,092	7,85
8	Реконструкция ПС 220 кВ Тарбагатай с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	34,452	3,07
9	Реконструкция ПС 220 кВ Харагун с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	31,96	3,57
10	Строительство ПС 110 кВ Железный Кряж с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Висмут»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Висмут»	АО «Висмут»	–	18,185
11	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Приаргунская ТЭЦ – Михайловка с отпайками (ВЛ-110-25) до ПС 110 кВ Железный Кряж ориентировочной протяженностью 29,69 км	АО «Висмут»	110	км	–	29,69	–	–	–	–	–	29,69				

№ 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
12	Строительство ПС 110 кВ Заявителя ООО «РАЗРЕЗУГОЛЬ» с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ООО «РАЗРЕЗ УГОЛЬ»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РАЗРЕЗУГОЛЬ»	ООО «РАЗРЕЗ-УГОЛЬ»	–	12
13	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Малета – Красный Чикой (ВЛ-110-59) до ПС 110 кВ Заявителя ООО «РАЗРЕЗУГОЛЬ» ориентировочной протяженностью 85,584 км	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	85,584	–	–	–	–	–	–	85,584				
14	Строительство ПС 110 кВ Промпарк с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	2×6,3	–	–	–	–	–	12,6	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Корпорация развития Забайкальского края»	АО «Корпорация развития Забайкальского края»	–	4,999
15	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Читинская ТЭЦ-1 – Каштак I, II цепь с отпайками (ВЛ-110-07, ВЛ-110-08) до ПС 110 кВ Промпарк ориентировочной протяженностью 3 км каждая	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	2×3	–	–	–	–	–	6				
16	Строительство ПС 110 кВ Заводская с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Забайкальский известковый завод», ООО «Забайкальский цементный завод»	ООО «Забайкальский известковый завод»	–	4,98
17	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Первая – Мирная на ПС 110 кВ Заводская ориентировочной протяженностью 2,61 км каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	2×2,61	–	–	–	–	–	5,22		ООО «Забайкальский цементный завод»	–	4,98
18	Строительство РУ 110 кВ Борзинской СЭС с одним трансформатором 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА	ООО «Юнигрин Пауэр»	110	МВА	–	1×63	–	–	–	–	–	63	Обеспечение выдачи мощности Борзинской СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»	–	60
19	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Борзя Восточная – Борзя Западная (ВЛ 110-99) до РУ 110 кВ Борзинской СЭС ориентировочной протяженностью 7,1 км	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	7,1	–	–	–	–	–	7,1				
20	Строительство ПС 110 кВ Пограничная с одним трансформатором 110 кВ мощностью 63 МВА	ООО «Юнигрин Пауэр»	110	МВА	–	–	1×63	–	–	–	–	63	Обеспечение выдачи мощности Пограничной СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»	–	60
21	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Забайкальск – Абагайтуй (ВЛ-110-38) до ПС 110 кВ Пограничная ориентировочной протяженностью 0,2 км	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	0,2	–	–	–	–	0,2				
22	Строительство ПС 110 кВ Дружная с одним трансформатором 110 кВ мощностью 63 МВА	ООО «Юнигрин Пауэр»	110	МВА	–	–	1×63	–	–	–	–	63	Обеспечение выдачи мощности Дружной СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»	–	60
23	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ ТЭЦ ППГХО – Забайкальск (ВЛ-110-105) до ПС 110 кВ Дружная ориентировочной протяженностью 0,2 км	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	0,2	–	–	–	–	0,2				

№ 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
24	Строительство РУ 110 кВ Луговой СЭС с четырьмя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «Солар Ритейл»	110	МВА	–	–	4×63	–	–	–	–	252	Обеспечение выдачи мощности Луговой СЭС	ООО «Солар Ритейл»	–	136,2
25	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Холбон до РУ 110 кВ Луговой СЭС ориентировочной протяженностью 3 км	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×3	–	–	–	–	6				

### **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 в таблице 13.

Таблица 13 – 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	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)	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	–	–	3×167+167	501+167	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
		ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	–	–	–	1×180+60	180+60	
2	Строительство ВЛ 500 кВ Таксимо – Чара ориентировочной протяженностью 239 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	–	239	239	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
3	Строительство ВЛ 500 кВ Чара – Тында (Магистральная) ориентировочной протяженностью 570 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	–	570	570	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
4	Строительство ВЛ 220 кВ Маккавеево – Чита ориентировочной протяженностью 118,2 км	ПАО «Россети»	220	км	–	118,2	–	–	–	–	–	118,2	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
5	Строительство ВЛ 220 кВ Таксимо – Чара ориентировочной протяженностью 239 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	239	–	239	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
6	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча ориентировочной протяженностью 324 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	324	–	324	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
7	Строительство ВЛ 220 кВ Зилово – Могоча ориентировочной протяженностью 204,188 км	ПАО «Россети»	220	км	204,188	–	–	–	–	–	–	204,188	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
8	Строительство ВЛ 220 кВ Зилово – Холбон ориентировочной протяженностью 189,759 км	ПАО «Россети»	220	км	189,759	–	–	–	–	–	–	189,759	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»

#### **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**

Мероприятия, направленные на исключение ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, на территории Забайкальского края, отсутствуют.

#### **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 14 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 [1], а также Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1195 [2], и Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [3].

Таблица 14 – 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 220 кВ Ононской СЭС с одним трансформатором 220 кВ мощностью 125 МВА	220	МВА	–	–	1×125	–	–	–	–	125	Ононская СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»	150
2	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Харанорская ГРЭС – Шерловогорская на Ононскую СЭС ориентировочной протяженностью 0,1 км	220	км	–	–	0,1	–	–	–	–	0,1			
3	Строительство РУ 220 кВ Петровск-Забайкальской СЭС-1 и СЭС-2 с тремя трансформаторами 220 кВ мощностью 100 МВА каждый	220	МВА	–	–	–	3×100	–	–	–	300	Петровск-Забайкальская СЭС-1	ООО «Юнигрин Пауэр»	150
												Петровск-Забайкальская СЭС-2	ООО «Юнигрин Пауэр»	134
4	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Мухоршибирь – Саган-Нур на Петровск-Забайкальскую СЭС-1 и СЭС-2 ориентировочной протяженностью 1,5 км каждый	220	км	–	–	–	2×1,5	–	–	–	3,0	Петровск-Забайкальская СЭС-1	ООО «Юнигрин Пауэр»	150
												Петровск-Забайкальская СЭС-2	ООО «Юнигрин Пауэр»	134

№ 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
5	Строительство РУ 110 кВ СЭС Майдари с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	110	МВА	–	–	–	2×100	–	–	–	200	СЭС Майдари	ООО «Солар Ритейл»	180,6
6	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Орловский ГОК – Булак (ВЛ-110-91) на СЭС Майдари ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	110	км	–	–	–	2×0,1	–	–	–	0,2			
7	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Орловский ГОК – Степь (ВЛ-110-61) на СЭС Майдари ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	110	км	–	–	–	2×0,1	–	–	–	0,2			

## **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 Забайкальского края, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию мероприятий представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) 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 [4]).

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**

В Забайкальском крае отсутствуют реализуемые и перспективные мероприятия по развитию распределительных электрических сетей, необходимые к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети не требуется.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Забайкальского края, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Забайкальского края, 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 Забайкальского края оценивается в 2029 году в объеме 12908 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 6,01 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Забайкальского края к 2029 году увеличится и составит 2039 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 6,00 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Забайкальского края в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 6077–6352 ч/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Забайкальского края в период 2024–2029 годов предусматриваются в объеме 1058,7 МВт на СЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Забайкальского края в 2029 году составит 2752,5 МВт.

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

Всего за период 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 2030,768 км, трансформаторной мощности 1921,6 МВА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем» : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации 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», зарегистрирован М-вом юстиции 29 августа 2018 г., регистрационный № 52023. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

2. 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).

3. 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).

4. 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).

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: 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 Забайкальского края														
Харанорская ГРЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»			Мазут, уголь										
		1	К-215-130-1		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
		2	К-215-130-1		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
		3	К-225-12,8-3Р		235,0	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	665,0	665,0	665,0	665,0	665,0	665,0	665,0	665,0		
Читинская ТЭЦ-2	ПАО «ТГК-14»			Мазут, уголь										
		1	Р-6-35/5М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	Р-6-3,4/0,5-1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
Читинская ТЭЦ-1	ПАО «ТГК-14»			Мазут, уголь										
		1	ПР-60-90/13/1,2		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	ПТ-60-90/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		3	Т-80/104-85		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		4	Т-87-90		87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	
		5	Т-87-90		87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8		
Приаргунская ТЭЦ пос. Приаргунск	ПАО «ТГК-14»			Мазут, уголь										
		1	ПТ-12-35/10М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ПТ-12-35/10М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0		
Шерловогорская ТЭЦ пос. Шерловая Гора	ПАО «ТГК-14»			Мазут, уголь										
		2	ПТ-12-35/10М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
ТЭЦ ППГХО	ПАО «ППГХО»			Уголь										
		1	ПТ-60/75-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	Т-50/60-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		4	Т-50/60-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		5	ПТ-60/75-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		6	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		7	Т-110/120-130		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	410,0	410,0	410,0	410,0	410,0	410,0	410,0	410,0		
Первомайская ТЭЦ	ООО «Первомайская ТЭЦ»			Уголь										
		1	АП-6-35/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	АТ-6-35/1,2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	ПР-6-35/10/1,2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0		
Ингодинская СЭС	ООО «Солнечная генерация»			–										
		–	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
Кенонская СЭС	ООО «Солнечная генерация»												
		–	ФЭСМ	–	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	
Читинская СЭС	ООО «Грин Энерджи Рус»												
		1 очередь	ФЭСМ	–	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		2 очередь	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Установленная мощность, всего		–	–		35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	
Черновская СЭС	ООО «Грин Энерджи Рус»												
		1 очередь	ФЭСМ	–	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		2 очередь	ФЭСМ		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
Установленная мощность, всего		–	–		35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	
Борзинская СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»												
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1860)	–			60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г. <sup>1)</sup>
Установленная мощность, всего		–	–				60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
Абагайтуйская СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»												
		-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1875)	–				60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г. <sup>1)</sup>
		-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1876)					60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г. <sup>1)</sup>
Установленная мощность, всего		–	–					120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	
Луговая СЭС	ООО «Солар Ритейл»												
		1	ФЭСМ Хандама (код ГТП GVIE2335)	–					8,7	8,7	8,7	8,7	Ввод в эксплуатацию в 2026 г. <sup>1)</sup>
		2	ФЭСМ Аверина (код ГТП GVIE2341)						25,5	25,5	25,5	25,5	Ввод в эксплуатацию в 2026 г. <sup>1)</sup>
		3	ФЭСМ Шахтерская (код ГТП GVIE2590)						51,0	51,0	51,0	51,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г. <sup>1)</sup>
		4	ФЭСМ Ивашки (код ГТП GVIE2593)						51,0	51,0	51,0	51,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г. <sup>1)</sup>
Установленная мощность, всего		–	–						136,0	136,0	136,0	136,0	
ГТП GVIE2878	ООО «Юнигрин Пауэр»												
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2878)	–				50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г. <sup>1)</sup>
Установленная мощность, всего		–	–					50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
ГТП GVIE2879	ООО «Юнигрин Пауэр»												
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2879)	–				50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г. <sup>1)</sup>
Установленная мощность, всего		–	–					50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
ГТП GVIE2877	ООО «Юнигрин Пауэр»												
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2877)	–				50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г. <sup>1)</sup>
Установленная мощность, всего		–	–					50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
ГТП GVIE2880	ООО «Юнигрин Пауэр»												
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2880)	–					50,0	50,0	50,0	50,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г. <sup>1)</sup>
Установленная мощность, всего		–	–						50,0	50,0	50,0	50,0	
ГТП GVIE2889	ООО «Юнигрин Пауэр»												
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2889)	–						50,0	50,0	50,0	Ввод в эксплуатацию в 2027 г. <sup>1)</sup>
Установленная мощность, всего		–	–							50,0	50,0	50,0	
ГТП GVIE2888	ООО «Юнигрин Пауэр»												
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2888)	–						50,0	50,0	50,0	Ввод в эксплуатацию в 2027 г. <sup>1)</sup>
Установленная мощность, всего		–	–							50,0	50,0	50,0	
ГТП GVIE2900	ООО «Юнигрин Пауэр»												
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2900)	–							67,0	67,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г. <sup>1)</sup>
Установленная мощность, всего		–	–								67,0	67,0	
ГТП GVIE2901	ООО «Юнигрин Пауэр»												
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2901)	–							67,0	67,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г. <sup>1)</sup>
Установленная мощность, всего		–	–								67,0	67,0	
Полевая СЭС	ООО «Солар Ритейл»												
		1	ФЭСМ Нерча (код ГТП GVIE2818)	–				36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	Ввод в эксплуатацию в 2025 г. <sup>1)</sup>
		2	ФЭСМ Даурия (код ГТП GVIE2822)	–				30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г. <sup>1)</sup>
		3	ФЭСМ Куэнга (код ГТП GVIE2823)	–					25,0	25,0	25,0	25,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г. <sup>1)</sup>
		4	ФЭСМ Кудинца (код ГТП GVIE2838)	–					20,0	20,0	20,0	20,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г. <sup>1)</sup>
Установленная мощность, всего		–	–					66,8	111,8	111,8	111,8	111,8	
Майдари СЭС	ООО «Солар Ритейл»												
		1	ФЭСМ Туяна (код ГТП GVIE2827)	–					40,0	40,0	40,0	40,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г. <sup>1)</sup>
		2	ФЭСМ Майдари (код ГТП GVIE2817)	–						20,6	20,6	20,6	Ввод в эксплуатацию в 2027 г. <sup>1)</sup>
		3	ФЭСМ Сарана (код ГТП GVIE2824)	–						50,0	50,0	50,0	Ввод в эксплуатацию в 2027 г. <sup>1)</sup>
		4	ФЭСМ Падма (код ГТП GVIE2825)	–							30,0	30,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г. <sup>1)</sup>
		5	ФЭСМ Нордан (код ГТП GVIE2819)	–							40,0	40,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г. <sup>1)</sup>
		6	ФЭСМ Солонго (код ГТП GVIE2809)	–							16,3	16,3	Ввод в эксплуатацию в 2028 г. <sup>1)</sup>
Установленная мощность, всего		–	–						40,0	110,6	196,9	196,9	

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 Забайкальского края

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	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	Забайкальский край	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 ШПР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар для ВЛ 500 кВ Чара - Тында (Магистральная)	ПАО «Россети»	500	МВА	-	-	-	-	-	-	3×167+167	501+167	-	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	4844,70	4844,70
							-	-	-	-	-	-	1×180+60	180+60				
2	Забайкальского края, Республики Бурятия	Забайкальский край	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
3	Забайкальского края, Амурской области (ОЭС Востока)	Забайкальский край	Строительство ВЛ 500 кВ Чара – Тында (Магистральная) ориентировочной протяженностью 570 км	ПАО «Россети»	500	км	-	-	-	-	-	-	570	570	-	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	36030,39	36030,39
4	Забайкальского края	Забайкальский край	Строительство ВЛ 220 кВ Маккавеево – Чита ориентировочной протяженностью 118,2 км	ПАО «Россети»	220	км	-	118,2	-	-	-	-	-	118,2	2024	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	3191,66	3191,66
5	Забайкальского края, Республики Бурятия	Забайкальский край	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

№ 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
6	Забайкальского края	Забайкальский край	Строительство ВЛ 220 кВ Зилово – Холбон ориентировочной протяженностью 189,759 км	ПАО «Россети»	220	км	189,8	–	–	–	–	–	–	189,8	2023	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова	21114,00	13857,66
7	Забайкальского края	Забайкальский край	Строительство ВЛ 220 кВ Зилово – Могоча ориентировочной протяженностью 204,188 км	ПАО «Россети»	220	км	204,2	–	–	–	–	–	–	204,2	2023	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова		
8	Забайкальского края, Амурской области (ОЭС Востока)	Забайкальский край	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча ориентировочной протяженностью 324 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	324	–	324	–	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	11402,75	11402,75

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.