

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2026–2031 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА КЕМЕРОВСКОЙ ОБЛАСТИ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	10
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	10
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	10
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	12
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России	19
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	19
2.1.1 Энергорайон ПС 500 кВ Ново-Анжерская – ПС 110 кВ Ачинск тяговая	19
2.1.2 Энергорайон ПС 220 кВ Краснополянская – ПС 110 кВ Барышевская	22
2.1.3 ПС 220 кВ Заискитимская	24
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.....	26
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	26
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	31
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	31
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	32
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	32
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	33
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы	34
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	34
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	38
3.3	Прогноз потребления мощности	39
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	40
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы	42
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	42
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 Кемеровской области – Кузбасса	44
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	53
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	57
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети	59
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию	60
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	62
7.1	Основные подходы	62
7.2	Исходные допущения	63
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства	66
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	67
7.4	Оценка чувствительности экономических условий	69
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	71

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	72
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к строительству, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	74
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии.....	77

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДН	–	аварийно допустимое напряжение
АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АОСН	–	автоматика ограничения снижения напряжения
АТ	–	автотрансформатор
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДС	–	деление сети
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КРУЭ	–	комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
КС	–	контролируемое сечение
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДН	–	минимально допустимое напряжение
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МП	–	муниципальное предприятие
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НПЗ	–	нефтеперерабатывающий завод
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление
РП	–	(электрический) распределительный пункт
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы

Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
T	–	трансформатор
TНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ФАС России	–	Федеральная антимонопольная служба
ШР	–	шунтирующий реактор
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
$S_{\text{ддн}}$	–	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 Кемеровской области за период 2020–2024 годов. За отчетный принимается 2024 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Кемеровской области на каждый год перспективного периода (2026–2031 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2031 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Кемеровской области на период до 2031 года, в том числе рассмотрены:

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

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

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Кемеровской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ и обслуживает территорию Кемеровской области – Кузбасса.

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

– филиал ПАО «Россети» – Кузбасское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Кемеровской области – Кузбасса и Томской области;

– филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго-РЭС» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Кемеровской области – Кузбасса.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Кемеровской области связана с энергосистемами:

– Республики Хакасия (Филиал АО «СО ЕЭС» Хакаское РДУ): КВЛ 500 кВ – 2 шт., КВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт.;

– Красноярского края и Республики Тыва (Филиал АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт.;

– Новосибирской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт.;

– Республики Алтай и Алтайского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Томской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Кемеровской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
АО «РУСАЛ Новокузнецк»	399,0
АО «ЕВРАЗ ЗСМК»	342,0
АО «КФ» Новокузнецк	284,0
ОАО «РЖД»	217,0
АО «СУЭК-Кузбасс»	146,0
КАО «Азот»	102,0

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 50 МВт	
АО «ОУК «Южкузбассуголь»	93,0
АО «КФ» Юрга	90,0
ООО «Эр Ликид Кузбасс»	87,0
Евразруда – филиал АО «ЕВРАЗ ЗСМК»	64,0
ООО «ЗСЭМЗ»	54,0
Более 10 МВт	
ООО «Топкинский цемент»	46,0
ПАО «Распадская» (АО «Разрез Распадский»)	42,0
ПАО «Южный Кузбасс»	35,0
ООО «Химпром»	34,0
АО «Транснефть-Западная Сибирь»	29,0
АО «Черниговец»	27,0
ООО «Разрез Березовский», ООО «Шахта № 12»	27,0
Талдинский и Ерунаковский угольные разрезы АО «УК «Кузбассразрезуголь»	21,0
АО «СПЭМК»	21,0
Яйский НПЗ АО «НХС»	20,0
АО «Междуречье»	20,0
Кедровский угольный разрез АО «УК «Кузбассразрезуголь»	18,0
Караканский угольный разрез АО «УК «Кузбассразрезуголь»	18,0
ООО «Шахта «Юбилейная», ЦОФ «Щедрухинская»	18,0
ПАО «КОКС»	18,0
ООО «УК «Талдинская»	18,0
АО «УК «Северный Кузбасс»	16,0
Бачатский угольный разрез АО «УК «Кузбассразрезуголь»	16,0
ООО «Разрез «Березовский»	16,0
ООО «ММК-УГОЛЬ» «Шахта Чертинская-Коксовая»	15,0
ООО «Шахта Сибирская»	15,0
ООО «Шахта «Листвяжная»	14,0
ООО «ММК-УГОЛЬ» «Шахта им. С.Д. Тихова»	14,0
Краснобродский угольный разрез АО «УК «Кузбассразрезуголь»	13,0
АО «Распадская Коксовая»	13,0
ОАО «Суховский»	14,0
Филиал ПАО «Южный Кузбасс» Управление по обогащению и переработке угля – «ЦОФ «Сибирь»	12,0
ООО «КДВ Яшкинские Теплицы»	11,0
Разрез Виноградовский – филиал АО «Кузбасская топливная компания»	11,0
ООО «ММК-УГОЛЬ» «ЦОФ Беловская»	11,0
АО ОФ «Распадская»	11,0
ООО «ММК-УГОЛЬ» шахта «Костромовская»	11,0
ООО «Шахта Байкаимская»	10,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Кемеровской области на 01.01.2025 составила 5466,6 МВт на ТЭС.

В структуре генерирующих мощностей энергосистемы Кемеровской области доля ТЭС составляет 100 %.

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

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

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Кемеровской области, МВт

Наименование	На 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	5465,8	–	–	+0,8	–	5466,6
ТЭС	5465,8	–	–	+0,8	–	5466,6

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Кемеровской области в 2024 году составило 20163,0 млн кВт·ч на ТЭС.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Кемеровской области за период 2020–2024 годов, млн кВт·ч

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	20432,3	18646,6	21334,2	20744,4	20163,0
ТЭС	20432,3	18646,6	21334,2	20744,4	20163,0

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Кемеровской области приведена в таблице 4 и на рисунках 1, 2.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Кемеровской области

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	31293	31800	31172	31233	30980
Годовой темп прироста, %	-1,45	1,62	-1,97	0,20	-0,81
Максимум потребления мощности, МВт	4335	4393	4384	4519	4311
Годовой темп прироста, %	-3,56	1,34	-0,20	3,08	-4,60

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	7219	7239	7110	6911	7186
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	28.12 15:00	26.01 07:00	04.12 15:00	12.12 14:00	21.02 15:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-39,6	-35,9	-24,2	-31,7	-27,5

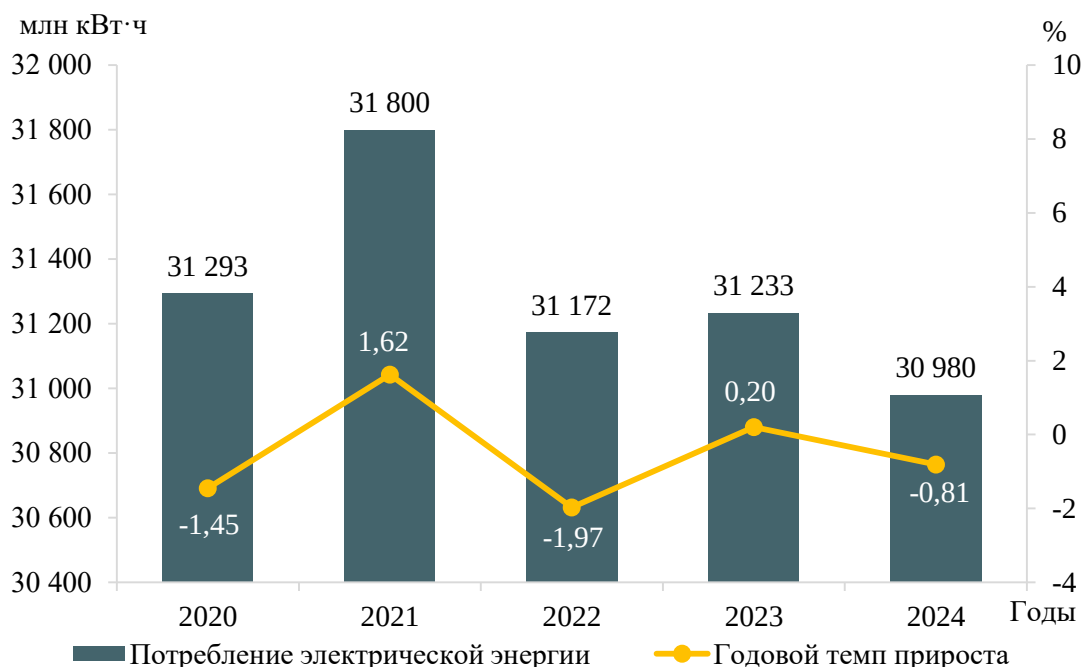


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии энергосистемы Кемеровской области и годовые темпы прироста

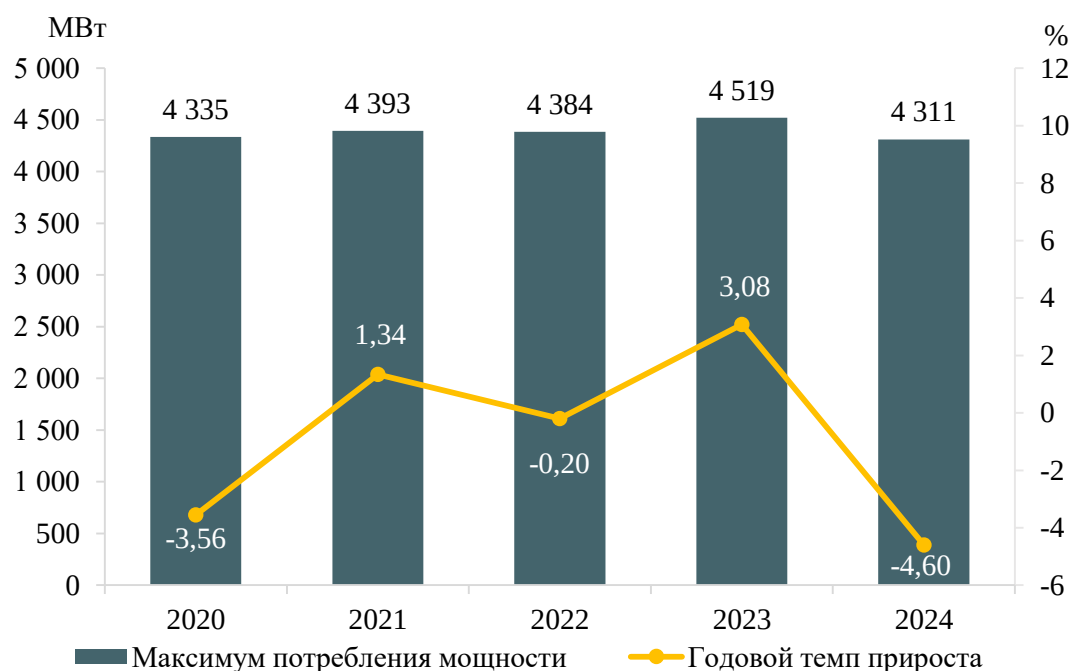


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности энергосистемы Кемеровской области и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии энергосистемы Кемеровской области снизилось на 775 млн кВт·ч и составило в 2024 году 30980 млн кВт·ч, что соответствует отрицательному среднегодовому темпу прироста 0,49 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 1,62 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2022 году и составило 1,97 %.

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности энергосистемы Кемеровской области снизился на 184 МВт и составил 4311 МВт, что соответствует отрицательному среднегодовому темпу прироста мощности 0,83 %.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 3,08 % в 2023 году; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2024 году и составило 4,6 %.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Кемеровской области был зафиксирован в 1990 году в размере 5460 МВт.

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

- разнонаправленными тенденциями потребления в металлургическом производстве со снижением потребления в 2022–2024 годах;
- введением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019, в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- разнонаправленными тенденциями потребления объектами железнодорожного транспорта;
- увеличением потребления населением.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Кемеровской области – Кузбасса приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Кемеровской области – Кузбасса приведен в таблице 6.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Юргинская – Яшкинская I цепь до ПС 110 кВ Ресурсная протяженностью 2,1 км	ООО «Кузбасская Энергосетевая Компания»	2020	2,1 км
2	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Юргинская – Яшкинская II цепь до ПС 110 кВ Ресурсная протяженностью 2,1 км	ООО «Кузбасская Энергосетевая Компания»	2020	2,1 км
3	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Опорная-1 – Кислородная I цепь протяженностью 0,35 км	АО «ЕВРАЗ ЗСМК»	2020	0,35 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
4	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Опорная-1 – Кислородная II цепь протяженностью 0,35 км	АО «ЕВРАЗ ЗСМК»	2020	0,35 км
5	220 кВ	Ввод в работу вновь образованной ВЛ 220 кВ Бискамжа – Теба путем объединения существующих ВЛ 220 кВ Бискамжа – Чарыш (Д-56) и ВЛ 220 кВ Теба – Чарыш (Д-57) через вновь смонтированный участок ВЛ протяженностью 1,321 км	ПАО «Россети»	2021	1,321 км
6	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Междуреченская – Чарыш протяженностью 84,808 км	ПАО «Россети»	2021	84,808 км
7	220 кВ	Строительство кабельного участка для выполнения захода КВЛ 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС – Междуреченская I цепь в КРУЭ 220 кВ ПС 220 кВ Междуреченская протяженностью 0,342 км	ПАО «Россети»	2021	0,342 км
8	110 кВ	Строительство кабельного участка для выполнения захода КВЛ 110 кВ Междуреченская – Томусинская-2 в КРУЭ 110 кВ ПС 220 кВ Междуреченская протяженностью 0,115 км	ПАО «Россети»	2021	0,115 км
9	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Томь-Усинская – Теба с отпайкой на ПС Междуреченская протяженностью 0,403 км и 0,511 км на ПС 220 кВ Междуреченская с образованием КВЛ 220 кВ Томь- Усинская ГРЭС – Междуреченская II цепь и КВЛ 220 кВ Междуреченская – Теба	ПАО «Россети»	2022	0,403 км 0,511 км
10	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Еланская – Тальжино I цепь до ПС 110 кВ Кийзасская протяженностью 16,599 км	ПАО «Россети Сибирь»	2022	16,599 км
11	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Соколовская – Вольная-2 протяженностью 6,25 км	ООО ХК «СДС- Энерго»	2022	6,25 км
12	110 кВ	Строительство кабельного участка для выполнения захода КВЛ 110 кВ Междуреченская – Карьерная-1 в КРУЭ 110 кВ ПС 220 кВ Междуреченская протяженностью 0,24 км	ПАО «Россети»	2022	0,24 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
13	110 кВ	Строительство кабельного участка для выполнения захода КВЛ 110 кВ Междуреченская – Карьерная-2 в КРУЭ 110 кВ ПС 220 кВ Междуреченская протяженностью 0,24 км	ПАО «Россети»	2022	0,24 км
14	110 кВ	Строительство кабельного участка для выполнения захода КВЛ 110 кВ Междуреченская – Красногорская-1 в КРУЭ 110 кВ ПС 220 кВ Междуреченская протяженностью 0,285 км	ПАО «Россети»	2022	0,285 км
15	110 кВ	Строительство кабельного участка для выполнения захода КВЛ 110 кВ Междуреченская – Красногорская-2 в КРУЭ 110 кВ ПС 220 кВ Междуреченская протяженностью 0,28 км	ПАО «Россети»	2022	0,28 км
16	110 кВ	Строительство кабельного участка для выполнения захода КВЛ 110 кВ Междуреченская – Междуреченская тяговая-1 в КРУЭ 110 кВ ПС 220 кВ Междуреченская протяженностью 0,17 км	ПАО «Россети»	2022	0,17 км
17	110 кВ	Строительство кабельного участка для выполнения захода КВЛ 110 кВ Междуреченская – Междуреченская тяговая-2 в КРУЭ 110 кВ ПС 220 кВ Междуреченская протяженностью 0,16 км	ПАО «Россети»	2022	0,16 км
18	110 кВ	Строительство кабельного участка для выполнения захода КВЛ 110 кВ Междуреченская – Распадская-1 в КРУЭ 110 кВ ПС 220 кВ Междуреченская протяженностью 0,19 км	ПАО «Россети»	2022	0,19 км
19	110 кВ	Строительство кабельного участка для выполнения захода КВЛ 110 кВ Междуреченская – Распадская-2 в КРУЭ 110 кВ ПС 220 кВ Междуреченская протяженностью 0,18 км	ПАО «Россети»	2022	0,18 км
20	110 кВ	Строительство кабельного участка для выполнения захода КВЛ 110 кВ Междуреченская – Томусинская-1 в КРУЭ 110 кВ ПС 220 кВ Междуреченская протяженностью 0,132 км	ПАО «Россети»	2022	0,132 км
21	110 кВ	Строительство кабельного участка для выполнения захода КВЛ 110 кВ Мысковская – Междуреченская I цепь с отпайкой на ПС Чеболсинская в КРУЭ 110 кВ ПС 220 кВ Междуреченская протяженностью 0,204 км	ПАО «Россети»	2022	0,204 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
22	110 кВ	Строительство кабельного участка для выполнения захода КВЛ 110 кВ Мысковская – Междуреченская II цепь с отпайкой на ПС Чеболсинская в КРУЭ 110 кВ ПС 220 кВ Междуреченская протяженностью 0,23 км	ПАО «Россети»	2022	0,23 км
23	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кузбасская – Новокузнецкая II цепь на ПС 220 кВ Кыргайская с образованием ВЛ 220 кВ Новокузнецкая – Кыргайская и ВЛ 220 кВ Кузбасская – Кыргайская протяженностью 10,99 км и 11,8 км	ООО «ОФ Талдинская»	2023	10,99 км 11,8 км
24	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Афонинская – Красный Брод с отпайкой на ПС Краснокаменская до ПС 110 кВ Уткинская протяженностью 1,234 км	АО «УК «Кузбассраз-резуголь»	2024	1,234 км
25	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Ускат – Карагайлинская-Новая с отпайкой на ПС Краснокаменская до ПС 110 кВ Уткинская протяженностью 1,234 км	ПАО «Россети Сибирь»	2024	1,234 км
26	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ ЗСМК – Ерунаковская Тяговая I цепь до ПС 110 кВ Щедрухинская протяженностью 0,095 км	ПАО «Россети Сибирь»	2024	0,095 км
27	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ ЗСМК – Ерунаковская Тяговая II цепь до ПС 110 кВ Щедрухинская протяженностью 0,052 км	ПАО «Россети Сибирь»	2024	0,052 км
28	110 кВ	Строительство обходного участка ВЛ 110 кВ Рудничная – Крохалевская I цепь протяженностью 1,817 км	ПАО «Россети Сибирь»	2024	1,817 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Азот 1-2 с заменой трансформатора 110/6 кВ мощностью 63 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 63 МВА	ООО ХК «СДС-Энерго»	2020	63 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
2	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Заречная с заменой двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	2020	2×40 МВА
3	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Иверка с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «РЖД»	2020	16 МВА
4	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Орджоникидзевская с заменой трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	2020	40 МВА
5	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Ресурсная с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ООО «Кузбасская Энергосетевая Компания»	2020	2×16 МВА
6	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Шахтовая с заменой трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	2020	63 МВА
7	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Юбилейная с заменой двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Кузбасская Энергосетевая Компания»	2020	2×40 МВА
8	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Кислородная с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 85 МВА каждый	АО «ЕВРАЗ ЗСМК»	2020	2×85 МВА
9	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Опорная-1 с заменой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 220/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети»	2020	2×63 МВА
10	500 кВ	Реконструкция ПС 500 кВ Новокузнецкая с заменой автотрансформатора 500/220/35 кВ мощностью 801 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 267 МВА каждый) на автотрансформатор 500/220/35 кВ мощностью 801 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 267 МВА каждый)	ПАО «Россети»	2020	3×267 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
11	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Междуреченская с установкой двух автотрансформаторов 220/110/6 кВ мощностью 200 МВА каждый и двух БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар каждая	ПАО «Россети»	2021	2×200 МВА 2×25 Мвар
12	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Теба с заменой трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2022	40 МВА
13	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Кийзасская с одним трансформатором 110/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	2022	16 МВА
14	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Красноярская с демонтажем двух трансформаторов 110/6,6/6,3 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	2022	2×16 МВА
15	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Антибесская с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ОАО «РЖД»	2022	10 МВА
16	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Азот-2 с заменой трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 40 МВА	КАО «Азот»	2022	40 МВА
17	500 кВ	Реконструкция ПС 500 кВ Ново-Анжерская с установкой пятого автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА	ПАО «Россети»	2023	250 МВА
18	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Кыргайская с двумя трансформаторами 220/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «ОФ Талдинская»	2023	2×40 МВА
19	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Литвиново с заменой трансформаторов Т1 110/10 кВ и Т2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	2023	2×25 МВА
20	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Ново-Чертинская с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 31,5 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	2023	40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
21	110 кВ	Реконструкция Западно-Сибирской ТЭЦ с заменой трансформаторов Т-3-125 110/10 кВ и Т-4-125 110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	Западно-Сибирская ТЭЦ – Филиал АО «ЕВРАЗ ЗСМК»	2023	2×125 МВА
22	500 кВ	Реконструкция ПС 500 кВ Юрга с установкой третьего автотрансформатора 500/110/10 кВ мощностью 250 МВА	ПАО «Россети»	2024	250 МВА
23	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Уткинская с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «УК «Кузбассраз-резуголь»	2024	2×25 МВА
24	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Щедрухинская с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	ООО «Активные Угли»	2024	2×10 МВА

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

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

На территории Кемеровской области – Кузбасса к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относятся:

- энергорайон ПС 500 кВ Ново-Анжерская – ПС 110 кВ Ачинск тяговая;
- энергорайон ПС 220 кВ Краснополянская – ПС 110 кВ Барышевская;
- ПС 220 кВ Заискитимская.

2.1.1 Энергорайон ПС 500 кВ Ново-Анжерская – ПС 110 кВ Ачинск тяговая

В таблице 7 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне ПС 500 кВ Ново-Анжерская – ПС 110 кВ Ачинск тяговая.

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий энергорайона ПС 500 кВ Ново-Анжерская – ПС 110 кВ Ачинск тяговая

[illegible]

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме ²⁾ , связанной с отключением ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками и ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка, переток активной мощности в КС «Ачинск тяговая – Каштан тяговая» превышает МДП на величину до 78 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 78 МВт	Реконструкция ПС 110 кВ Мариинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар. Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар ¹⁾ . Создание на ПС 110 кВ Ачинск тяговая устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кротово тяговая (С-25); АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками (С-26) ¹⁾	Отсутствуют	Реконструкция ПС 110 кВ Мариинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар. Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар ¹⁾ . Создание на ПС 110 кВ Ачинск тяговая устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кротово тяговая (С-25); АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками (С-26) ¹⁾

Примечания

1 ¹⁾ Мероприятие выполняется на территории Красноярского края.

2 ²⁾ Двойная ремонтная схема – схема электрической сети, характеризующаяся дополнительным по отношению к единичной ремонтной схеме отключенным состоянием линии электропередачи, или единицы генерирующего, или электросетевого оборудования или схема электрической сети, которая формируется по истечении 20 минут после возникновения нормативного возмущения (за исключением нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы) в единичной ремонтной схеме электрической сети.

3 ³⁾ Мероприятия реализованы в объеме установки шкафов АОПО. Требуется реализация мероприятий в части организации каналов ПА.

2.1.2 Энергорайон ПС 220 кВ Краснополянская – ПС 110 кВ Барышевская

В таблице 8 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне ПС 220 кВ Краснополянская – ПС 110 кВ Барышевская.

Таблица 8 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий энергорайона ПС 220 кВ Краснополянская – ПС 110 кВ Барышевская

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме ¹⁾ , связанной с отключением ВЛ 110 кВ Барышевская – Горная с отпайками со стороны ПС 110 кВ Барышевская и ВЛ 110 кВ Барышевская – Буготак с отпайками, переток активной мощности в КС «Краснополянская – Торсьма» превышает МДП на величину до 41 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 41 МВт	Создание на ПС 220 кВ Краснополянская устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Контрольный с отпайками; АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Непрерывка с отпайками ²⁾	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Краснополянская устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Контрольный с отпайками; АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Непрерывка с отпайками ²⁾
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме ¹⁾ , связанной с отключением ВЛ 110 кВ Краснополянская – Непрерывка с отпайками и ВЛ 110 кВ Краснополянская – Контрольный с отпайками, переток активной мощности в КС «Барышевское» превышает МДП на величину до 37 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 37 МВт	Создание на ПС 110 кВ Барышевская устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Барышевская – Горная с отпайками; АОПО ВЛ 110 кВ Барышевская – Буготак с отпайками ^{2), 3)}	Отсутствуют	Создание на ПС 110 кВ Барышевская устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Барышевская – Горная с отпайками; АОПО ВЛ 110 кВ Барышевская – Буготак с отпайками ^{2), 3)}

Примечания

1 ¹⁾ Двойная ремонтная схема – схема электрической сети, характеризующаяся дополнительным по отношению к единичной ремонтной схеме отключенным состоянием линии электропередачи, или единицы генерирующего, или электросетевого оборудования или схема электрической сети, которая формируется по истечении 20 минут после возникновения нормативного возмущения (за исключением нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы) в единичной ремонтной схеме электрической сети.

2 ²⁾ Мероприятия реализованы в объеме установки шкафов АОПО. Требуется реализация мероприятий в части организации каналов ПА.

3 ³⁾ Мероприятие выполняется на территории Новосибирской области.

2.1.3 ПС 220 кВ Заискитимская

В таблице 9 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне ПС 220 кВ Заискитимская.

Таблица 9 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий энергорайона ПС 220 кВ Заискитимская

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме ¹⁾ , связанной с отключением ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Заискитимская и ВЛ 220 кВ Кемеровская – Заискитимская, переток активной мощности в КС «Космическое 220 кВ» превышает МДП на величину до 26 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 26 МВт	Создание на ПС 220 кВ Заискитимская устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Заискитимская – Кемеровская ГРЭС с отпайкой на ПС Космическая; АОПО ВЛ 110 кВ Заискитимская – Ново-Кемеровская ТЭЦ с отпайкой на ПС Космическая	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Заискитимская устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Заискитимская – Кемеровская ГРЭС с отпайкой на ПС Космическая; АОПО ВЛ 110 кВ Заискитимская – Ново-Кемеровская ТЭЦ с отпайкой на ПС Космическая
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме ¹⁾ , связанной с отключением ВЛ 110 кВ Заискитимская – Ново-Кемеровская ТЭЦ с отпайкой на ПС Космическая (участок от Ново-Кемеровской ТЭЦ до отпайки на ПС 110 кВ Космическая) и ВЛ 110 кВ Заискитимская – Кемеровская ГРЭС с отпайкой на ПС Космическая (участок от Кемеровской ГРЭС до отпайки на ПС 110 кВ Космическая), при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением АТ-2-125 (АТ-1-125) ПС 220 кВ Заискитимская, токовая нагрузка АТ-1-125 (АТ-2-125) ПС 220 кВ Заискитимская превышает АДТН на величину до 4 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 5 МВт	Создание на ПС 220 кВ Заискитимская устройств: АОПО АТ-1-125; АОПО АТ-2-125	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Заискитимская устройств: АОПО АТ-1-125; АОПО АТ-2-125

Примечание – ¹⁾ Двойная ремонтная схема – схема электрической сети, характеризующаяся дополнительным по отношению к единичной ремонтной схеме отключенным состоянием линии электропередачи, или единицы генерирующего, или электросетевого оборудования или схема электрической сети, которая формируется по истечении 20 минут после возникновения нормативного возмущения (за исключением нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы) в единичной ремонтной схеме электрической сети.

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера и (или) иного замера. В таблице 10 представлены данные по ТНВ в дни контрольных и (или) иных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 10 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2020	16.12.2020	-11,9
	17.06.2020	17,5
2021	15.12.2021	-15,9
	16.06.2021	19,9
2022	21.12.2022	-7,3
	15.06.2022	20,3
2023	20.12.2023	-8,7
	21.06.2023	17,0
2024	18.12.2024	-22,3
	19.06.2024	13,0

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

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

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

2.2.1.1 ПАО «Россети Сибирь»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Сибирь» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 11 представлены данные контрольных замеров за период

2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 12 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 13 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 11 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Спутник	110/10	Т-1	115/38,5/11	16	2,65	3,08	3,58	3,56	3,69	1,64	1,77	2,30	2,25	2,38	0
			Т-2	115/38,5/11	25	3,80	3,80	4,37	4,40	4,05	2,22	2,22	2,87	2,93	3,72	
2	ПС 110 кВ Степная	110/10	Т-1	115/11	16	3,45	3,50	3,63	4,31	4,76	2,88	1,92	3,27	2,83	3,37	0
			Т-2	115/11	10	2,92	3,56	4,07	3,90	3,88	2,98	3,08	3,53	2,85	3,54	

Таблица 12 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при T _{НВ} , °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Спутник	Т-1	ТДТН-16000/110	2006	76	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-25000/110	2008	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
2	ПС 110 кВ Степная	Т-1	ТДН-16000/110	1993	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-10000/110	1985	50	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 13 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Спутник	2023 / зима	7,96	ПС 110 кВ Спутник	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,21	0	–	0,02	7,98	7,98	7,98	7,98	7,98	7,98
				ПС 35 кВ Первомайская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,01	0	–	0,001						
2	ПС 110 кВ Степная	2024 / зима	8,64	ПС 110 кВ Степная	ООО «Сибирь-Энерго»	27.04.2024	20.4200.3422.23	2026	4,40	0	10	3,08	12,23	12,23	12,23	12,23	12,23	12,23
				ПС 110 кВ Степная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	1,54	0	–	0,15						

ПС 110 кВ Спутник.

В настоящий момент на подстанции установлены трехобмоточные трансформаторы Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА. Согласно информации от ПАО «Россети Сибирь», на подстанции отсутствует РУ 35 кВ и трансформаторы фактически работают в режиме двухобмоточных. Номинальная мощность обмотки 10 кВ трансформатора Т-1 составляет по 5,28 МВА. Таким образом, для оценки уровня загрузки трансформатора Т-1 будет учитываться номинальная мощность обмотки 10 кВ.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 7,96 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 20,55 %. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 25,46 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -8,7 °С и повышенном износе изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,21 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,02 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 7,96 + 0,02 + 0 - 0 = 7,98 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Спутник, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, на величину до 20,90 % (без ТП превышение до 20,55 %).

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Спутник, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, и составляет 25,53 % от $S_{\text{длн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Спутник ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Спутник расчетный объем ГАО составит 1,38 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 7,98 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Степная.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 8,64 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 71,97 % (44,98 %) от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при нормальном режиме нагрузки при $T_{\text{НВ}} -22,3^{\circ}\text{C}$ составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,94 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,59 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Сибирь» в соответствии с ТУ для ТП (ООО «Сибирь-Энерго» договор ТП от 27.04.2024 № 20.4200.3422.23 заявленной мощностью 4,400 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Степная с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов с учетом ТУ для ТП ООО «Сибирь-Энерго» договор ТП от 27.04.2024 № 20.4200.3422.23 заявленной мощностью 4,400 МВт согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 8,64 + 3,59 + 0 - 0 = 12,23 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими

договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Степная, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, на величину до 1,91 % (без ТП превышение отсутствует).

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Степная, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, и составляет 63,69 % от $S_{\text{дн}}$.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП ООО «Сибирь-Энерго» договор ТП от 27.04.2024 № 20.4200.3422.23 заявленной мощностью 4,400 МВт согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 8,64 + 0,17 + 0 - 0 = 8,81 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Степная, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 45,87 % (73,39 %) от $S_{\text{дн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Сибирь» (реконструкция ПС 110 кВ Степная с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА).

Для подключения потребителя ООО «Сибирь-Энерго» договор ТП от 27.04.2024 № 20.4200.3422.23 заявленной мощностью 4,400 МВт, необходима реконструкция ПС 110 кВ Степная с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА, что указано в 4.2.

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

Предложения от сетевых организаций на территории Кемеровской области – Кузбасса по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ отсутствуют.

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

Предложения сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям на территории Кемеровской области – Кузбасса, отсутствуют.

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

Мероприятия, необходимые для реализации второго этапа развития Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД» на территории Кемеровской области – Кузбасса.

Перечень мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД» в части оборудования класса напряжения 110 кВ и выше в соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556 приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Перечень мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД» в части оборудования класса напряжения 110 кВ и выше, реализуемых в энергосистеме Кемеровской области

№ п/п	Наименование мероприятия	Ответственная организация
<i>Перечень утвержденных к реализации мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения тяговых подстанций Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД» в части мероприятий по оборудованию класса напряжения 220 кВ и 500 кВ</i>		
<i>Транзит 110 кВ Барышевская – Краснополянская</i>		
1	Реконструкция ПС 110 кВ Торсьма с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»
2	Реконструкция ПС 110 кВ Торсьма с установкой БСК 110 кВ мощностью 52 Мвар	ОАО «РЖД»
<i>Транзит 110 кВ Бачатская – Смазнево</i>		
1	Реконструкция ПС 110 кВ Шестаковская с заменой трансформаторов Т-1-16 110/35/10 кВ и Т-2-16 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»
2	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Шестаковская – Бачатская – 1, 2 до ПС 110 кВ Бочаты ориентировочной протяженностью 3,98 км каждая	ПАО «Россети Сибирь»
<i>Транзит 110 кВ Беловская – Северный Маганак</i>		
1	Реконструкция ПС 110 кВ Красный Брод с заменой трансформаторов Т-1-40 110/35/6 кВ и Т-2-40 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»
<i>Транзит 110 кВ Ново-Анжерская – Ачинск тяговая (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускается выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)</i>		
1	Реконструкция ПС 110 кВ Мариинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар	ОАО «РЖД»
2	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар	ОАО «РЖД»
3	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Мариинск – Каштан тяговая с отпайками и ВЛ 110 кВ Мариинск – Тягинская с отпайками до ПС 110 кВ Аверьяновка тяговая ориентировочной протяженностью 3,276 км каждая	ПАО «Россети Сибирь»
4	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками и ВЛ 110 кВ Иверка – Антибесская с отпайкой на ПС Берекульская до ПС 110 кВ Воскресенка ориентировочной протяженностью 4 км каждая	ПАО «Россети Сибирь»
5	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка и ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками до ПС 110 кВ Мальцево ориентировочной протяженностью 2,4 км каждая	ПАО «Россети Сибирь»

№ п/п	Наименование мероприятия	Ответственная организация
6	Строительство отпайек от ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками и ВЛ 110 кВ Яйская – Иверка с отпайками до ПС 110 кВ Почитанка ориентировочной протяженностью 4 км каждая	ПАО «Россети Сибирь»
7	Строительство отпайек от ВЛ 110 кВ Юргинская – Юрга I, II цепь с отпайкой на ПС Западная до ПС 110 кВ Сарзас ориентировочной протяженностью 3,2 км каждая	ПАО «Россети Сибирь»
8	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками на ПС 110 кВ Сулуй ориентировочной протяженностью 8 км каждый	ПАО «Россети Сибирь»
<i>Транзит 110 кВ Южно-Кузбасская ГРЭС – Томь-Усинская ГРЭС</i>		
1	Строительство отпайек от ВЛ 110 кВ Южно-Кузбасская ГРЭС – Томь-Усинская ГРЭС I, II цепь с отпайками до ПС 110 кВ Томусинская тяговая ориентировочной протяженностью 0,13 км каждая	ПАО «Россети Сибирь»

Мероприятия для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России.

Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Кемеровской области – Кузбасса приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Кемеровской области – Кузбасса

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год реализации	Ответственная организация
1	Реконструкция ПС 220 кВ НКАЗ-2 с заменой автотрансформатора АТ-1 220/110 кВ мощностью 200 МВА на автотрансформатор 220/110 кВ мощностью 250 МВА, заменой автотрансформатора АТ-2 220/110 кВ мощностью 200,1 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 66,7 МВА каждый) на автотрансформатор 220/110 кВ мощностью 250 МВА, заменой трансформаторов Т-1 220/10 кВ, Т-2 220/10 кВ и Т-3 220/10 кВ мощностью 200,1 МВА каждый (три однофазных трансформатора мощностью 66,7 МВА каждый) на три трансформатора 220/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	2×250 МВА 3×200 МВА	2028	ПАО «Россети»
2	Реконструкция ПС 220 кВ ЗСМК (Западно-Сибирская) с заменой автотрансформатора АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА и автотрансформатора АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 240 МВА на два автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 250 МВА каждый	2×250 МВА	2026	ПАО «Россети»

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы

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

В таблице 16 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Кемеровской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 16 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Кемеровской области

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
1	Развитие второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	270,0	263,0	220	2027	ПС 220 кВ Артышта ПС 220 кВ Теба
					110		ПС 110 кВ Дуброво ПС 110 кВ Бочаты (новая) ПС 110 кВ Егозово ПС 110 кВ Непрерывка ПС 110 кВ Контрольный ПС 110 кВ Промышленная ПС 110 кВ Торсьма ПС 110 кВ Падунская ПС 110 кВ Таскаево ПС 110 кВ Сарзас (новая) ПС 110 кВ Тутальская ПС 110 кВ Тальменка ПС 110 кВ Литвиново ПС 110 кВ Хопкино ПС 110 кВ Кузель ПС 110 кВ Тайга ПС 110 кВ Пихтач ПС 110 кВ Судженка ПС 110 кВ Мальцево (новая) ПС 110 кВ Яя ПС 110 кВ Почитанка (новая) ПС 110 кВ Ижморская ПС 110 кВ Междуреченская тяговая ПС 110 кВ Томусинская (новая)

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
							ПС 110 кВ Карлык ПС 110 кВ Полосухино ПС 110 кВ Ерунаково тяговая ПС 110 кВ Ускат ПС 110 кВ Тяжин ПС 110 кВ Мариинск ПС 110 кВ 3704 км ПС 110 кВ Антибесская ПС 110 кВ Воскресенка (новая) ПС 110 кВ Иверка ПС 110 кВ Аверьяновка тяговая ПС 110 кВ Берикульская ПС 110 кВ Сулуй
					35		ПС 35 кВ Трудармейская тяговая ПС 35 кВ Бускусан ПС 35 кВ Улус ПС 35 кВ Белово ПС 35 кВ Проектная тяговая ПС 35 кВ Углерод ПС 35 кВ Терентьевская тяговая ПС 35 кВ Мысковская тяговая ПС 35 кВ Тырган (новая)

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
2	Угледобывающий комплекс	АО «УК Сибирская»	40,0	40,0	220	2025	ПС 500 кВ Кузбасская ПС 220 кВ ЗСМК (Западно- Сибирская)
3	Угледобывающий комплекс	ПАО «Распадская»	0,0	32,0	6	2026	ПС 110 кВ Распадская горная
4	Угледобывающий комплекс	ООО «Шахта Сибирская»	4,3	29,7	6	2025	ПС 110 кВ Полысаевская-3
5	Центр обработки данных	ООО «Бамовская ТЭС-1»	8,39	23,4	10	2025	ПС 220 кВ Заискитимская
6	Угледобывающий комплекс	ООО «Разрез Тайлепский»	0,0	21,0	110	2025	Южно-Кузбасская ГРЭС
7	Жилые комплексы (РП 10 кВ № 73, РП 10 кВ № 74)	МП «ГорУКС»	0,0	20,0	10	2025	ПС 110 кВ Космическая
8	Угледобывающий комплекс	ООО «Шахта № 12»	0,0	17,0	110	2025	ПС 220 кВ Северный Маганак
9	Зарядные автомобильные станции	ООО СП «Барзасское товарищество»	0,0	12,1	6	2025 2026	ПС 110 кВ Мазутная
10	Угледобывающий комплекс	АО «УК «Кузбассразрезуголь»	0,0	11,5	35	2025	ПС 220 кВ Крохалевская
11	Жилые комплексы (РП 10 кВ № 71)	МП «ГорУКС»	0,0	10,0	10	2025	ПС 110 кВ Заводская
12	Жилые комплексы (РП 10 кВ № 72)	МП «ГорУКС»	0,0	10,0	10	2025	ПС 110 кВ Мирная

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Кемеровской области на период 2026–2031 годов представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Кемеровской области

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	30770	31448	32998	34408	34418	34551	35281
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	678	1550	1410	10	133	730
Годовой темп прироста, %	–	2,20	4,93	4,27	0,03	0,39	2,11

Потребление электрической энергии по энергосистеме Кемеровской области прогнозируется на уровне 35281 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,87 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2027 году и составит 1550 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 4,93 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 10 млн кВт·ч или 0,03 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Кемеровской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 16.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Кемеровской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 3.



Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Кемеровской области и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии энергосистемы Кемеровской области обусловлена следующими основными факторами:

- вводом новых промышленных потребителей;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Кемеровской области на период 2026–2031 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Кемеровской области

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности, МВт	4246	4490	4653	4839	4850	4869	4971
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	244	163	186	11	19	102
Годовой темп прироста, %	–	5,75	3,63	4,00	0,23	0,39	2,09
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	7247	7004	7092	7111	7096	7096	7097

Максимум потребления мощности энергосистемы Кемеровской области к 2031 году прогнозируется на уровне 4971 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,06 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 244 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 5,75 %, что обусловлено вводом промышленных потребителей; наименьший годовой прирост ожидается в 2029 году и составит 11 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 0,23 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы Кемеровской области в прогнозный период останется таким же плотным, как и в отчетный период. Число часов использования максимума к 2031 году прогнозируется на уровне 7097 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Кемеровской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.

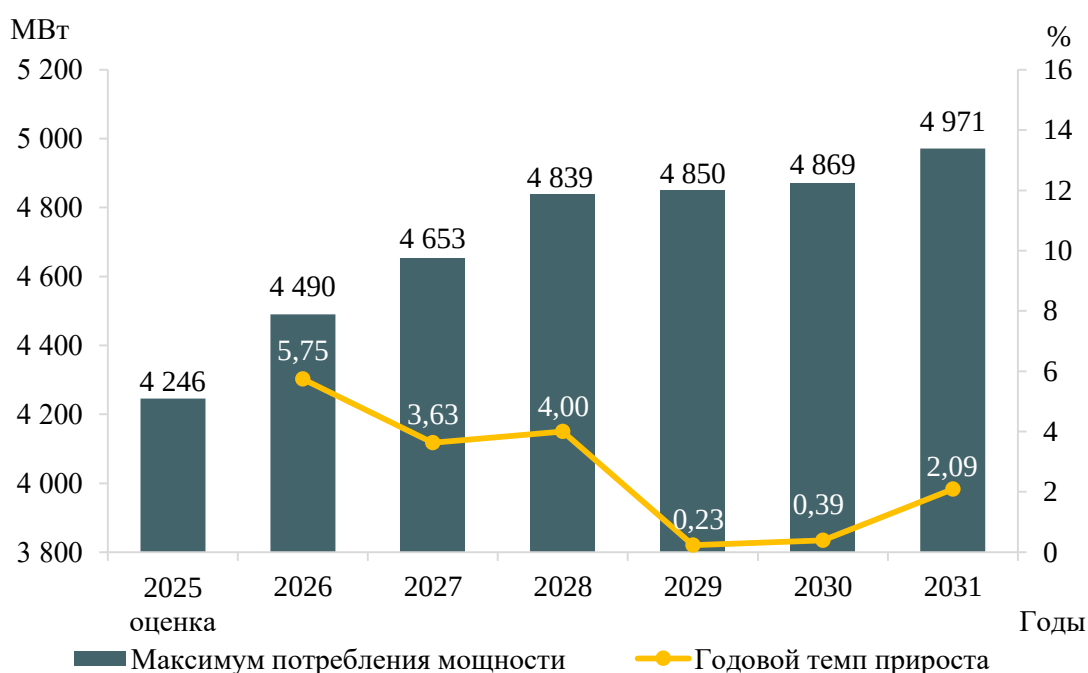


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Кемеровской области и годовые темпы прироста

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

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Кемеровской области в период 2026–2031 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Кемеровской области в 2031 году составит 5413,6 МВт. К 2031 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Кемеровской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Кемеровской области представлена в таблице 19. Структура установленной

мощности электростанций энергосистемы Кемеровской области представлена на рисунке 5.

Таблица 19 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Кемеровской области, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	5413,6	5413,6	5413,6	5413,6	5413,6	5413,6	5413,6
ТЭС	5413,6	5413,6	5413,6	5413,6	5413,6	5413,6	5413,6

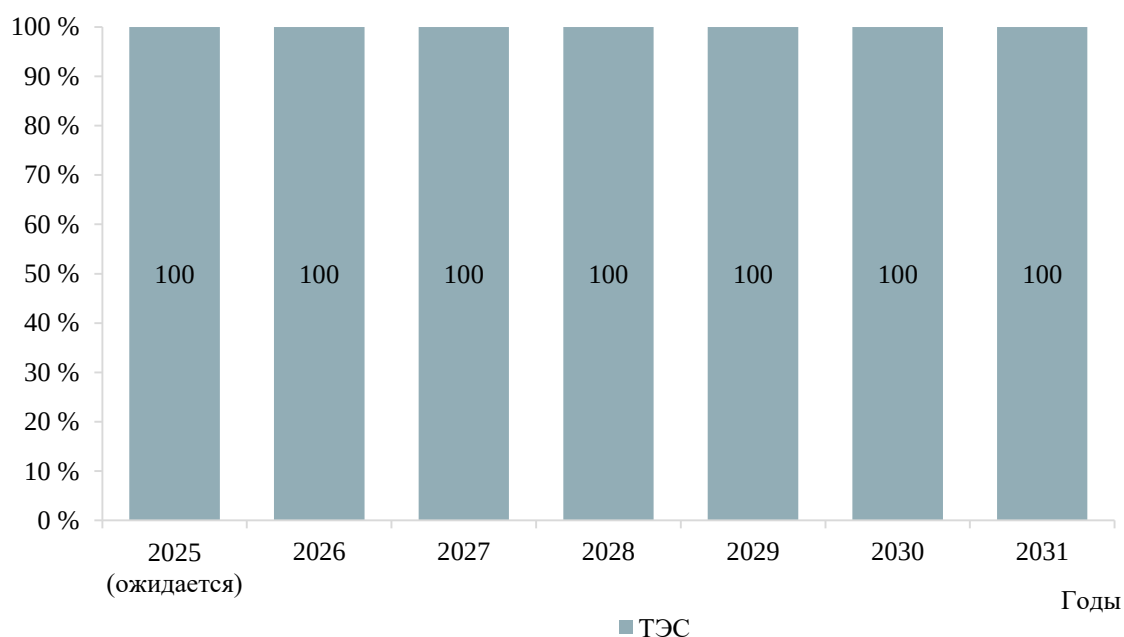


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Кемеровской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Кемеровской области 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 2025–2031 годы

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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Мариинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×60	–	–	–	–	–	–	60	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
2	Создание на ПС 110 кВ Мариинск устройства АОСН	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Создание на ПС 110 кВ Иверка устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками; – АОПО ВЛ 110 кВ Иверка – Антибесская с отпайкой на ПС Беркульская	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Создание на ПС 220 кВ Заискимитская устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Заискимитская – Кемеровская ГРЭС с отпайкой на ПС Космическая; – АОПО ВЛ 110 кВ Заискимитская – Ново-Кемеровская ТЭЦ с отпайкой на ПС Космическая	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Создание на ПС 220 кВ Заискимитская устройств: – АОПО АТ-1-125; – АОПО АТ-2-125	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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 Кемеровской области – Кузбасса

В таблице 21 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 Кемеровской области – Кузбасса.

Таблица 21 – 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 Кемеровской области – Кузбасса

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Строительство ПС 500 кВ Кварцитная с двумя автотрансформаторами 500/110/35 кВ мощностью 250 МВА каждый, установкой трех ШР 500 кВ мощностью 60 Мвар каждый	ПАО «Россети»	500	МВА	2×250	–	–	–	–	–	–	500	Обеспечение технологического присоединения потребителей Администрации Таштагольского муниципального района	Администрация Таштагольского муниципального района	–	231,15
		ПАО «Россети»	500	Мвар	3×60	–	–	–	–	–	–	180				
2	Строительство заходов КВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Новокузнецкая №1 на ПС 500 кВ Кварцитная ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети»	500	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	Обеспечение технологического присоединения потребителей Администрации Таштагольского муниципального района	Администрация Таштагольского муниципального района	–	231,15
3	Строительство ПС 110 кВ Мустаг с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 80 МВА каждый, установкой БСК 110 кВ мощностью 52 Мвар	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	Обеспечение технологического присоединения потребителей Администрации Таштагольского муниципального района	Администрация Таштагольского муниципального района	–	231,15
		ПАО «Россети Сибирь»	110	Мвар	1×52	–	–	–	–	–	–	52				
4	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ от двухцепной ВЛ 110 кВ Кондомская – Шерегеш-1 с отпайкой на ПС Зеленая до ПС 110 кВ Мустаг	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей Администрации Таштагольского муниципального района	Администрация Таштагольского муниципального района	–	231,15
5	Строительство двух ВЛ 110 кВ Кварцитная – Мустаг	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей Администрации Таштагольского муниципального района	Администрация Таштагольского муниципального района	–	231,15
6	Строительство ПС 110 кВ Курган с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей Администрации Таштагольского муниципального района	Администрация Таштагольского муниципального района	–	231,15
7	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Мустаг – Курган	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей Администрации Таштагольского муниципального района	Администрация Таштагольского муниципального района	–	231,15
8	Реконструкция двухцепной ВЛ 110 кВ Кондомская – Мустаг с отпайками на участке от ПС 110 кВ Кондомская до отпайки на ПС 110 кВ Шерегеш-1 с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей Администрации Таштагольского муниципального района	Администрация Таштагольского муниципального района	–	231,15
9	Строительство ПС 110 кВ Азас с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	–	–	2×40	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей Администрации Таштагольского муниципального района	Администрация Таштагольского муниципального района	–	231,15
10	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Южно-Кузбасская ГРЭС – Кондомская на ПС 110 кВ Азас	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	–	х	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей Администрации Таштагольского муниципального района	Администрация Таштагольского муниципального района	–	231,15

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
11	Реконструкция ПС 110 кВ Мустаг с установкой БСК 110 кВ мощностью 67 Мвар	ПАО «Россети Сибирь»	110	Мвар	–	–	–	1×67	–	–	–	67	Обеспечение технологического присоединения потребителей Администрации Таштагольского муниципального района	Администрация Таштагольского муниципального района	–	231,15
12	Реконструкция ПС 220 кВ Увальная с установкой двух трансформаторов 220/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «УК «Сибирская»	220	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «УК «Сибирская»	АО «УК «Сибирская»	40	40
13	Строительство ПС 110 кВ Аверьяновка тяговая с двумя трансформаторами 110/27,5 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	27,5
14	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Мариинск – Каштан тяговая с отпайками и ВЛ 110 кВ Мариинск – Тягинская с отпайками до ПС 110 кВ Аверьяновка тяговая ориентировочной протяженностью 3,276 км каждая	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×3,276	–	–	–	–	6,552	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	27,5
15	Строительство ПС 110 кВ Бочаты с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 20 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×20	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	16,630
16	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Шестаковская – Бачатская – 1, 2 до ПС 110 кВ Бочаты ориентировочной протяженностью 3,98 км каждая	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×3,98	–	–	–	–	7,96	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	16,630
17	Строительство ПС 110 кВ Воскресенка с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	18,240
18	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками и ВЛ 110 кВ Иверка – Антибесская с отпайкой на ПС Берекульская до ПС 110 кВ Воскресенка ориентировочной протяженностью 4 км каждая	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×4	–	–	–	–	8	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	18,240

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
19	Строительство ПС 110 кВ Зарядная с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Шахта № 12»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Шахта № 12»	ООО «Шахта № 12»	–	17
20	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Северный Маганак – Базовая-1, 2 до ПС 110 кВ Зарядная	ООО ХК «СДС-Энерго»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х				
21	Строительство ПС 110 кВ Мальцево с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	15,37
22	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка и ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками до ПС 110 кВ Мальцево ориентировочной протяженностью 2,4 км каждая	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×2,4	–	–	–	–	4,8	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	15,37
23	Строительство ПС 110 кВ Почитанка с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	19,160
24	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками и ВЛ 110 кВ Яйская – Иверка с отпайками до ПС 110 кВ Почитанка ориентировочной протяженностью 4 км каждая	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×4	–	–	–	–	8	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	19,160
25	Строительство ПС 110 кВ Сарзас с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	19,71
26	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Юргинская – Юрга I, II цепь с отпайкой на ПС Западная до ПС 110 кВ Сарзас ориентировочной протяженностью 3,2 км каждая	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×3,2	–	–	–	–	6,4	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	19,71

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
27	Строительство ПС 110 кВ Сулуй с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	11,340
28	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками на ПС 110 кВ Сулуй ориентировочной протяженностью 8 км каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×8	–	–	–	–	16	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	11,340
29	Строительство ПС 110 кВ Тайлепская с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Шахта Тайлепская»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Шахта Тайлепская»	ООО «Шахта Тайлепская»	–	21
30	Строительство двухцепных отпаяк от ВЛ 110 кВ Южно-Кузбасская ГРЭС – Шусталепская – 1, 2 до ПС 110 кВ Тайлепская ориентировочной протяженностью 0,917 км каждая	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	2×0,917	–	–	–	–	–	–	1,834	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Шахта Тайлепская»	ООО «Шахта Тайлепская»	–	21
31	Строительство ПС 110 кВ Томусинская тяговая с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	11
32	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Южно-Кузбасская ГРЭС – Томь-Усинская ГРЭС I, II цепь с отпайками до ПС 110 кВ Томусинская тяговая ориентировочной протяженностью 0,13 км каждая	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×0,13	–	–	–	–	0,26	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	11
33	Строительство ПС 110 кВ Распадская горная с двумя трансформаторами 110/6,6/6,3 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ПАО «Распадская»	ПАО «Распадская»	–	32
34	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Томь-Усинская ГРЭС – Распадская 5-1 и ВЛ 110 кВ Томь-Усинская ГРЭС – Распадская 5-2 до ПС 110 кВ Распадская горная ориентировочной протяженностью 4,73 км и 4,68 км	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	4,73 4,68	–	–	–	–	–	–	9,41	Обеспечение технологического присоединения потребителя ПАО «Распадская»	ПАО «Распадская»	–	32

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
35	Реконструкция ПС 110 кВ Антибесская с заменой трансформаторов Т1 110/35/10 кВ и Т2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	4,514	7,980
36	Реконструкция ПС 110 кВ Дуброво-тяговая с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	1×25	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	4	16
37	Реконструкция ПС 110 кВ Ерунаковская тяговая с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	11,539	6,25
38	Реконструкция ПС 110 кВ Иверка с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 15 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	7,517	14,680
39	Реконструкция ПС 110 кВ Карлык тяговая с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	9,500	2,000
40	Реконструкция ПС 110 кВ Контрольный с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	1×16	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	5,771	7,040
41	Реконструкция ПС 110 кВ Красный Брод с заменой трансформаторов Т-1-40 110/35/6 кВ и Т-2-40 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	126	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	14
42	Реконструкция ПС 110 кВ Кузель с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	4,59	6,510

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
43	Реконструкция ПС 110 кВ Междуреченская тяговая с заменой трансформаторов Т-1 110/27,5/10 кВ и Т-2 110/27,5/10 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	15,538	9
44	Реконструкция ПС 110 кВ Пихтач с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	5,091	20
45	Реконструкция ПС 110 кВ Полысаевская-3 с установкой третьего трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Шахта Сибирская»	ООО «Шахта Сибирская»	4,28	29,72
46	Реконструкция ПС 110 кВ Промышленная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 15 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	10,979	18,750
47	Реконструкция ПС 35 кВ Спутник с переводом на напряжение 110 кВ (с преобразованием в ПС 110 кВ Угольная) со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/6 кВ и Т-2 35/6 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/6,3/6,6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Энерго Паритет»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «УК «Сила Сибири»	АО «УК «Сила Сибири»	–	7,500
														АО «УК «Сила Сибири»	5,500	3,000
48	Строительство двух КВЛ 110 кВ Беловская ГРЭС – Угольная ориентировочной протяженностью 30,005 км и 29,758 км	ООО «Энерго Паритет»	110	км	30,005 29,758	–	–	–	–	–	–	59,763	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «УК «Сила Сибири»	АО «УК «Сила Сибири»	–	7,500
														АО «УК «Сила Сибири»	5,500	3,000
49	Реконструкция ПС 110 кВ Судженка с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 15 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	11,271	11,7
50	Реконструкция ПС 110 кВ Тайга с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	21,227	21,330
51	Реконструкция ПС 110 кВ Талдинская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Электро-сеть»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «УК «Кузбассразрезуголь»	АО «УК «Кузбассразрезуголь»	–	8,9

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
52	Реконструкция ПС 110 кВ Тальменка с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	8,816	15
53	Реконструкция ПС 110 кВ Таскаево с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 15 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	8,700	13,320
54	Реконструкция ПС 110 кВ Торсьма с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	13,126	17,540
55	Реконструкция ПС 110 кВ Торсьма с установкой БСК 110 кВ мощностью 52 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	–	1×52	–	–	–	–	52	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	20,850	22,070
														ОАО «РЖД»	10,979	18,750
														ОАО «РЖД»	13,126	17,540
														ОАО «РЖД»	9,462	12,960
														ОАО «РЖД»	–	12
														ОАО «РЖД»	4,153	8,33
														ОАО «РЖД»	8,122	7,890
														ОАО «РЖД»	12,724	7,830
														ОАО «РЖД»	6,651	7,180
														ОАО «РЖД»	5,771	7,040
														ОАО «РЖД»	13,594	5,06
56	Реконструкция ПС 110 кВ Тутальская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 32 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×32	–	–	–	–	64	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	14,141	15,03
57	Реконструкция ПС 110 кВ Хопкино с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	5,22	15

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
58	Реконструкция ПС 110 кВ Шестаковская с заменой трансформаторов Т-1-16 110/35/10 кВ и Т-2-16 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	11,565	7,320
59	Реконструкция ПС 110 кВ Яя с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	10,296	10,16
60	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Томь-Усинская ГРЭС – Распадская 5-2 до РУ 110 кВ ПС 110 кВ Распадская-2 ориентировочной протяженностью 0,167 км	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	0,167	–	–	–	–	–	–	0,167	Обеспечение технологического присоединения потребителя ПАО «Распадская»	ПАО «Распадская»	–	18
61	Строительство отпайки от КВЛ 110 кВ Беловская ГРЭС – Угольная-1, 2 до ПС 110 кВ КеНотЭК ориентировочной протяженностью 35,074 км каждая	ООО «Энерго Паритет»	110	км	2× 35,074	–	–	–	–	–	–	70,148	Обеспечение технологического присоединения потребителя ПАО «Кузбасская топливная компания»	ПАО «Кузбасская топливная компания»	10,650	4,500
62	Реконструкция ПС 110 кВ Мариинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×60	–	–	–	–	–	–	60	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	27,5
														ОАО «РЖД»	–	19,160
														ОАО «РЖД»	–	18,240
														ОАО «РЖД»	–	15,37
														ОАО «РЖД»	7,517	14,680
														ОАО «РЖД»	11,271	11,7
														ОАО «РЖД»	–	11,340
														ОАО «РЖД»	10,889	10,98
														ОАО «РЖД»	10,296	10,16
														ОАО «РЖД»	4,514	7,980
														ОАО «РЖД»	27,214	6,84
														ОАО «РЖД»	9,268	6,26
														ОАО «РЖД»	20,196	5,48
63	Реконструкция ПС 110 кВ Степная с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	1×16	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Сибирь-Энерго»	ООО «Сибирь-Энерго»	1,148	4,400

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 22.

Таблица 22 – 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	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Реконструкция ПС 220 кВ НКАЗ-2 с заменой автотрансформатора АТ-1 220/110 кВ мощностью 200 МВА на автотрансформатор 220/110 кВ мощностью 250 МВА, заменой автотрансформатора АТ-2 220/110 кВ мощностью 200,1 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 66,7 МВА каждый) на автотрансформатор 220/110 кВ мощностью 250 МВА, заменой трансформаторов Т-1 220/10 кВ, Т-2 220/10 кВ и Т-3 220/10 кВ мощностью 200,1 МВА каждый (три однофазных трансформатора мощностью 66,7 МВА каждый) на три трансформатора 220/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	2×250	–	–	–	500	Реновация основных фондов
		ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	3×200	–	–	–	600	
2	Реконструкция ПС 220 кВ ЗСМК (Западно-Сибирская) с заменой автотрансформатора АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА и автотрансформатора АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 240 МВА на два автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 250 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	2×250	–	–	–	–	–	500	Реновация основных фондов
3	Строительство отпайек от ВЛ 110 кВ Мариинск – Каштан тяговая с отпайками и ВЛ 110 кВ Мариинск – Тягинская с отпайками до ПС 110 кВ Аверьяновка тяговая ориентировочной протяженностью 3,276 км каждая	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×3,276	–	–	–	–	6,552	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
4	Строительство отпайек от ВЛ 110 кВ Шестаковская – Бачатская – 1, 2 до ПС 110 кВ Бочаты ориентировочной протяженностью 3,98 км каждая	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×3,98	–	–	–	–	7,96	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
5	Строительство отпайек от ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками и ВЛ 110 кВ Иверка – Антибесская с отпайкой на ПС Берекульская до ПС 110 кВ Воскресенка ориентировочной протяженностью 4 км каждая	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×4	–	–	–	–	8	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
6	Строительство отпайек от ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка и ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками до ПС 110 кВ Мальцево ориентировочной протяженностью 2,4 км каждая	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×2,4	–	–	–	–	4,8	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
7	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками и ВЛ 110 кВ Яйская – Иверка с отпайками до ПС 110 кВ Почитанка ориентировочной протяженностью 4 км каждая	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×4	–	–	–	–	8	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
8	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Юргинская – Юрга I, II цепь с отпайкой на ПС Западная до ПС 110 кВ Сарзас ориентировочной протяженностью 3,2 км каждая	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×3,2	–	–	–	–	6,4	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
9	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками на ПС 110 кВ Сулуй ориентировочной протяженностью 8 км каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×8	–	–	–	–	16	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
10	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Южно-Кузбасская ГРЭС – Томь-Усинская ГРЭС I, II цепь с отпайками до ПС 110 кВ Томусинская тяговая ориентировочной протяженностью 0,13 км каждая	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×0,13	–	–	–	–	0,26	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
11	Реконструкция ПС 110 кВ Красный Брод с заменой трансформаторов Т-1-40 110/35/6 кВ и Т-2-40 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	126	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
12	Реконструкция ПС 110 кВ Торсьма с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
13	Реконструкция ПС 110 кВ Шестаковская с заменой трансформаторов Т-1-16 110/35/10 кВ и Т-2-16 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
14	Реконструкция ПС 110 кВ Мариинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×60	–	–	–	–	–	–	60	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
15	Реконструкция ПС 110 кВ Торсьма с установкой БСК 110 кВ мощностью 52 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	–	1×52	–	–	–	–	52	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»

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

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Спутник с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА (номинальная мощность обмотки 10 кВ трансформатора Т-1 5,28 МВА) на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

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

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

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

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) утвержденных приказом Минэнерго России от 25.10.2024 № 7@ инвестиционной программы ПАО «Россети» на 2024–2029 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2023 № 37@;

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

3) утвержденных приказом Минэнерго России от 24.12.2024 № 46@ инвестиционной программы ПАО «Россети Сибирь» на 2024–2029 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Сибирь», утвержденную приказом Минэнерго России от 19.12.2023 № 23@;

4) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Сибирь» на 2024–2029 годы. Материалы размещены 26.05.2025 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

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

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

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

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

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Кемеровской области – Кузбасса по годам представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Кемеровской области – Кузбасса (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2025–2031 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	1519,04	2200,77	849,32	575,42	0,00	0,00	0,00	5144,55

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

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

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [4];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

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

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

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

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1178 [5] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2025 год на территории Кемеровской области – Кузбасса осуществляют свою деятельность 12 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Сибирь» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 46 % в суммарной НВВ сетевых организаций Кемеровской области – Кузбасса) и ООО «Кузбасская энергосетевая компания» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 24 % в суммарной НВВ сетевых организаций Кемеровской области – Кузбасса).

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

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО Кемеровской области – Кузбасса на прогнозный период включает в себя:

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

- прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Россети»;
- затраты на оплату услуг ПАО «Россети»;
- НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанной на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2024 год в соответствии с:

- информацией, представленной ТСО в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [6];
- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;
- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;
- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [7].

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов¹, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2024 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;

¹ Постановления Региональной энергетической комиссии Кузбасса от 30.11.2024 № 470 и от 30.11.2024 № 467.

– нормы амортизации, определенной на основании максимального срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 25 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 6 лет.

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

- 15 % годовых на 2026 год, 10,5 % годовых на 2027 и 2028 годы. Ставки определены с учетом прогноза Банка России от 25.07.2025 величины среднегодовой ключевой ставки;
- с 2029 года средняя процентная ставка принята в размере 10 % годовых с учетом значений среднегодовой ключевой ставки в зависимости от целевых значений инфляции.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 30 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

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

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

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

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2025 год постановлением Региональной энергетической комиссии Кузбасса от 30.11.2024 № 476 «Об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Кемеровской области – Кузбасса, поставляемой потребителям на 2025 год» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Кемеровской области – Кузбасса, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³. На период 2029–2031 годов принято, что экономические показатели сохраняются в размере последнего года прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2024 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2024 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2024 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2025 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Кемеровской области – Кузбасса, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Кемеровской области – Кузбасса, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Кемеровской области – Кузбассе, принятого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России,

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

скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2025 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозный уровень ПВВ и НВВ определен с учетом показателей соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, заключенных между исполнительным органом субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов и территориальными сетевыми организациями на территории региона (далее – регуляторное соглашение), согласованных ФАС России⁴ не позднее даты утверждения последней актуальной (на момент разработки документа) инвестиционной программы.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	11 %	8 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Дополнительный рост единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в соответствии с регуляторным соглашением	9 %	6 %	1 %	3 %	1 %	1 %
Рост цен на уголь	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	2,6 %	4,5 %	4,2 %	-0,04 %	0,3 %	2,1 %

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

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

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

– объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических

⁴ Приказ ФАС России от 30.09.2024 № 672/24.

систем России. При этом не учитываются мероприятия, полностью соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденные инвестиционные программы основных ТСО, и учитываются отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России. В случае отличия объемов капитальных вложений по годам в актуальном проекте инвестиционной программы основных ТСО от данных в утвержденной инвестиционной программе, такие отличия учитываются при оценке тарифных последствий.

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

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Кемеровской области – Кузбасса представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Кемеровской области – Кузбасса (в млн руб. без НДС)

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	3390	3269	3395	3432	3461	3461
объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	730	43	45	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	7334	3015	3474	4830	4847	4847

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Кемеровской области – Кузбасса при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 28 и на рисунке 6.

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

Таблица 28 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Кемеровской области – Кузбасса при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
ПВВ	млрд руб.	38,0	45,4	50,8	54,5	57,8	63,3
НВВ	млрд руб.	38,3	41,7	42,8	43,8	44,9	47,0
Δ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,3	-3,8	-8,0	-10,7	-12,9	-16,2
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,33	2,67	2,86	3,07	3,25	3,48
Среднегодовой темп роста	%	–	114	107	107	106	107
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,35	2,45	2,41	2,47	2,52	2,59
Среднегодовой темп роста	%	–	104	98	102	102	103
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,02	-0,22	-0,45	-0,61	-0,73	-0,89

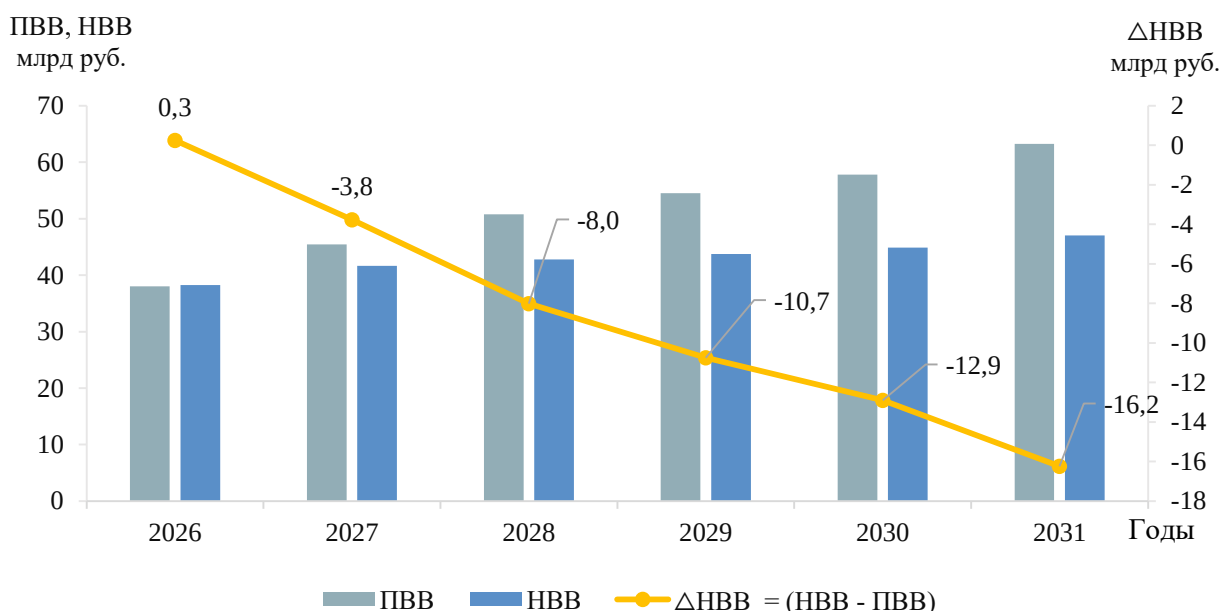


Рисунок 6 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Кемеровской области – Кузбасса при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый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

Как видно из таблицы 28, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Кемеровской области – Кузбасса при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

7.4 Оценка чувствительности экономических условий

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

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

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

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

- сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2025 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения (сценарий 1) и снижения (сценарий 2) темпа роста прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии, а также выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде при отсутствии роста прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (фиксации на уровне 2025 года) в сценарии 3. Дефицит финансирования в указанном сценарии суммарно за период наличия дефицита составляет 40,5 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (за период 2026–2031 годов)

Наименование	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	60 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	40 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %

В прогнозном периоде возможно снижение дефицита финансирования инвестиций суммарно за период 2026–2031 годов до 26,7 млрд руб. в наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2025 года) при значительном объеме привлеченных средств (включая бюджетное финансирование) в прогнозных капитальных вложениях (таблица 29).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Кемеровской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Кемеровской области, 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 Кемеровской области оценивается в 2031 году в объеме 35281 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,87 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Кемеровской области к 2031 году увеличится и составит 4971 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,06 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Кемеровской области в период 2026–2031 годов прогнозируется в диапазоне 7004–7111 ч/год.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Кемеровской области в 2031 году составит 5413,6 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Кемеровской области в рассматриваемый перспективный период.

Всего за период 2025–2031 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 203,294 км, трансформаторной мощности 2278,700 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/ (дата обращения: 29.08.2025).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 г., регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/ (дата обращения: 29.08.2025).

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

4. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/ (дата обращения: 29.08.2025).

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

6. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 20 декабря 2022 г. № 1340 : зарегистрирован М-вом юстиции 16 марта 2023 г., регистрационный № 72599. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_442245/ (дата обращения: 29.08.2025).

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2031 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
Энергосистема Кемеровской области													
Томь-Усинская ГРЭС	АО «Кузбассэнерго»			Уголь, мазут									
		1	К-100-90		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		2	К-100-90		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		3	К-100-90		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		4	КТ-120-8,8-2М		124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	
		5	КТ-120-8,8-2М		121,4	121,4	121,4	121,4	121,4	121,4	121,4	121,4	
		6	К-215-130		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	Перемаркировка 25.02.2025, 21.03.2025
		7	К-215-130		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		8	К-215-130		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		9	К-215-130		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1345,4	1345,4	1345,4	1345,4	1345,4	1345,4	1345,4	1345,4	
Беловская ГРЭС	АО «Кузбассэнерго»			Уголь, мазут									
		1	К-215-130-1		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		2	К-215-130-1		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		3	К-215-130-1		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		4	К-230-12,8-3М		230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	
		5	К-215-130-1		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		6	К-230-12,8-3М		230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0	
Южно-Кузбасская ГРЭС	ПАО «ЮК ГРЭС»			Уголь, мазут									
		1	К-50-90		53,0								Вывод из эксплуатации 01.03.2025
		2	К-50-90		53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	
		3	К-50-90		53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	
		4	К-50-90		53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	
		5	Т-115-8,8		113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	
		6	Т-88/106-90		88,0	88,0	88,0	88,0	88,0	88,0	88,0	88,0	
		7	К-50-90		53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	
		8	Т-88/106-90		88,0	88,0	88,0	88,0	88,0	88,0	88,0	88,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	554,0	501,0	501,0	501,0	501,0	501,0	501,0	501,0	
Кемеровская ГРЭС	АО «Кемеровская генерация»			Уголь, мазут									
		3	ПТР-30-2,9/0,6		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		5	ПТР-30-2,9/0,25		35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	
		6	Р-12-35/5		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		7	Р-12-35/5		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		9	Р-35-130/30		35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	
		10	Р-35-130/30		35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	
		11	Т-110-130/3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		12	Т-110-130/5		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		13	Т-110-130/7		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
Установленная мощность, всего		–	–	–	485,0	485,0	485,0	485,0	485,0	485,0	485,0	485,0	
Западно-Сибирская ТЭЦ	ООО «ЕВРАЗ ЗСМК»			Уголь, мазут, газ									
		1	ПТ-60/75-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	Т-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		3	Т-60/65-130		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		4	Т-100/120-130-2		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		5	Т-110/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		6	Т-110/120-130-4		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		7	Т-110/120-130-4		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	
Кемеровская ТЭЦ	АО «Кемеровская генерация»			Уголь, газ									
		2	Р-10-30/6		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0		
		3	Р-10-30/6		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0		
		4	ПТР-30-2,9/0,6		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0		
		7	ПТР-30-2,9/0,6		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
Ново-Кемеровская ТЭЦ	АО «Ново-Кемеровская ТЭЦ»			Уголь, мазут, газ									
		7	ПТР-80-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		9	Р-50-130/7		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		10	Р-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		11	ПТ-50-130/7		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		12	ПТ-50-130/7		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		13	Р-50-130/18		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		14	ПТ-135/165-130/18		135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	
		15	Т-120-12,8		115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	580,0	580,0	580,0	580,0	580,0	580,0	580,0	580,0	
Кузнецкая ТЭЦ	АО «Кузнецкая ТЭЦ»			Уголь, газ, мазут									
		3	Р-12-3,4/0,1		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		4	Р-12-35/5м		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		6	ПТР-30-2,9/0,6		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		9	Р-12-90/18		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		11	Т-20-90		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		12	Р-12-8,8/3,1м		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		13	Р-12-90/31		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего			–		–	–	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
Центральная ТЭЦ	ООО «СтройТехПроект»			Газ, уголь, мазут									
		6	ПР-24,8-2,9-2		24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	
ТЭЦ Юргинский машиностроительный завод	ООО «Интеграл»			Уголь, газ									
		1	АП25-2М		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		3	ПТ60-90/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание	
					Установленная мощность, МВт									
ТЭЦ Каскад-Энерго	ОАО «Каскад-Энерго»			Уголь										
		1	ТГ-3,5АС-6,3Р12/1,2		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5		
		2	П-6-12/0,5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5		
ГТЭС «Новокузнецкая»	ПАО «Кузбассэнерго»			Газ										
		14	ГТЭ-145		148,6	148,6	148,6	148,6	148,6	148,6	148,6	148,6	148,6	
		15	ГТЭ-145		148,8	148,8	148,8	148,8	148,8	148,8	148,8	148,8	148,8	
Установленная мощность, всего		–	–	–	297,4	297,4	297,4	297,4	297,4	297,4	297,4	297,4		
КЭС «Кокс»	ПАО «Кокс»			Коксовый газ										
		1	К-6-1,2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	К-6-1,2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	К-12-1,2		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		
ГПЭС КАО «Азот»	КАО «Азот»			Газ										
		Г1	MWM TCG2032B V16		4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	
		Г3	MWM TCG2032B V16		4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	
		Г5	MWM TCG2032B V16		4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5		

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 Кемеровской области – Кузбасса

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 220 кВ НКАЗ-2 с заменой автотрансформатора АТ-1 220/110 кВ мощностью 200 МВА на автотрансформатор 220/110 кВ мощностью 250 МВА, заменой автотрансформатора АТ-2 220/110 кВ мощностью 200,1 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 66,7 МВА каждый) на автотрансформатор 220/110 кВ мощностью 250 МВА, заменой трансформаторов Т-1 220/10 кВ, Т-2 220/10 кВ и Т-3 220/10 кВ мощностью 200,1 МВА каждый (три однофазных трансформатора мощностью 66,7 МВА каждый) на три трансформатора 220/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	2×250	–	–	–	500	2028 ³⁾	Реновация основных фондов	4077,00	1457,50
			Реконструкция ПС 220 кВ Т-1 220/10 кВ, Т-2 220/10 кВ и Т-3 220/10 кВ мощностью 200,1 МВА каждый (три однофазных трансформатора мощностью 66,7 МВА каждый) на три трансформатора 220/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	3×200	–	–	–	600				
2	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 220 кВ ЗСМК (Западно-Сибирская) с заменой автотрансформатора АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА и автотрансформатора АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 240 МВА на два автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 250 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	2×250	–	–	–	–	–	500	2026 ³⁾	Реновация основных фондов	1727,73	1304,59

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
3	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 110 кВ Торсьма с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	513,13	353,44
4	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 110 кВ Торсьма с установкой БСК 110 кВ мощностью 52 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	–	1×52	–	–	–	–	52	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	140,09	96,49
5	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 110 кВ Шестаковская с заменой трансформаторов Т-1-16 110/35/10 кВ и Т-2-16 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	2025 ³⁾	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	401,64	199,31

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
6	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 110 кВ Красный Брод с заменой трансформаторов Т-1-40 110/35/6 кВ и Т-2-40 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	126	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	545,38	275,16
7	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 110 кВ Мариинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×60	–	–	–	–	–	–	60	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	138,28	49,64

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
8	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Создание на ПС 110 кВ Мариинск устройства АОСН	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	12,25	12,25
9	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Мариинск – Каштан тяговая с отпайками и ВЛ 110 кВ Мариинск – Тягинская с отпайками до ПС 110 кВ Аверьяновка тяговая ориентировочной протяженностью 3,276 км каждая ⁴⁾	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×3,276	–	–	–	–	6,552	2025 ³⁾	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	216,16	216,08

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
10	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Шестаковская – Бачатская – 1, 2 до ПС 110 кВ Бочаты ориентировочной протяженностью 3,98 км каждая ⁴⁾	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×3,98	–	–	–	–	7,96	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	123,52	117,09
11	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками и ВЛ 110 кВ Иверка – Антибесская с отпайкой на ПС Берекульская до ПС 110 кВ Воскресенка ориентировочной протяженностью 4 км каждая ⁴⁾	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×4	–	–	–	–	8	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	96,54	64,01
12	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка и ВЛ 110 кВ Ново- Анжерская – Иверка с отпайками до ПС 110 кВ Мальцево ориентировочной протяженностью 2,4 км каждая ⁴⁾	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×2,4	–	–	–	–	4,8	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	75,75	47,29

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
13	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками и ВЛ 110 кВ Яйская – Иверка с отпайками до ПС 110 кВ Почитанка ориентировочной протяженностью 4 км каждая ⁴⁾	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×4	–	–	–	–	8	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	105,61	73,35
14	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Юргинская – Юрга I, II цепь с отпайкой на ПС Западная до ПС 110 кВ Сарзас ориентировочной протяженностью 3,2 км каждая ⁴⁾	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×3,2	–	–	–	–	6,4	2025 ³⁾	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	248,38	248,34
15	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками на ПС 110 кВ Сулуй ориентировочной протяженностью 8 км каждый ⁴⁾	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×8	–	–	–	–	16	2025 ³⁾	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	382,75	281,14

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
16	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Южно-Кузбасская ГРЭС – Томь-Усинская ГРЭС I, II цепь с отпайками до ПС 110 кВ Томусинская тяговая ориентировочной протяженностью 0,13 км каждая ⁴⁾	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×0,13	–	–	–	–	0,26	2025 ³⁾	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	101,38	101,36
17	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Создание на ПС 110 кВ Иверка устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками; – АОПО ВЛ 110 кВ Иверка – Антибесская с отпайкой на ПС Берикульская	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	27,21	27,21
18	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Создание на ПС 220 кВ Заискитимская устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Заискитимская – Кемеровская ГРЭС с отпайкой на ПС Космическая; – АОПО ВЛ 110 кВ Заискитимская – Ново-Кемеровская ТЭЦ с отпайкой на ПС Космическая	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	66,81	66,42
19	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Создание на ПС 220 кВ Заискитимская устройств: – АОПО АТ-1-125; – АОПО АТ-2-125	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
20	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 110 кВ Спутник с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА (номинальная мощность обмотки 10 кВ трансформатора Т-1 5,28 МВА) на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предположениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	153,87	153,87

Примечания

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

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

3 ³⁾ Планируемый год реализации может быть уточнен по результатам процедуры утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России.

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