

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

КЕМЕРОВСКАЯ ОБЛАСТЬ – КУЗБАСС

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	8
1 Описание энергосистемы .....	9
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Кемеровской области.....	9
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии .....	9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей .....	10
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет.....	10
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет.....	13
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики .....	18
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	18
2.1.1 Энергорайон ПС 500 кВ Ново-Анжерская – ПС 110 кВ Ачинск тяговая .....	18
2.1.2 Энергорайон ПС 220 кВ Краснополянская – ПС 110 кВ Барышевская .....	23
2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).....	25
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	25
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 .....	25
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	26
2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия .....	26
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше.....	26
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ.....	27
2.3.3 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных проектов 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 .....	28
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы .....	29
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в энергосистеме Кемеровской области и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.....	29
3.2	Прогноз потребления электрической энергии .....	32
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	33
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	34
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы .....	36
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	36
4.2	Перечень реализуемых и перспективных проектов 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.....	38
4.3	Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия .....	45
4.4	Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	47
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	48
6	Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	49
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	50
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	51

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	52
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	Перечень реализуемых и перспективных проектов 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.....	55

## 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
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ДС	–	деление сети
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -39 °С; Макс зима 0,92	–	зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – минус 39 °С
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -5 °С; Макс зима МУ	–	зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – минус 5 °С

- зимний режим  
минимальных  
нагрузок  
при ТНВ -39 °С;  
Мин зима 0,92

– зимний режим минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – минус 39 °С
- зимний режим  
минимальных  
нагрузок  
при ТНВ -5 °С;  
Мин зима МУ

– зимний режим минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – минус 5 °С
- КВЛ  
КС  
летний режим  
максимальных  
нагрузок  
при ТНВ +19 °С;  
Макс лето

- кабельно-воздушная линия электропередачи
  - контролируемое сечение
  - летний режим максимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 19 °С
- летний режим  
максимальных  
нагрузок  
при ТНВ +30 °С;  
ПЭВТ

– летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С – плюс 30 °С

летний режим минимальных нагрузок при ТНВ +19 °С; Мин лето	–	летний режим минимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 19 °С
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МЭС	–	магистральные электрические сети
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОН	–	отключение нагрузки
ПАР	–	послеаварийный режим
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СВ	–	секционный выключатель
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СКРМ	–	средство компенсации реактивной мощности
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТТ	–	трансформатор тока
ТЭС	–	тепловая электростанция
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ШСВ; МШВ	–	шиносоединительный выключатель
S <sub>ддн</sub>	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора

## ВВЕДЕНИЕ

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

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Кемеровской области на каждый год перспективного периода (2023–2028 годов).

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

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Кемеровской области на период до 2028 года, в том числе:

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

- перечень реализуемых и перспективных проектов 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 проектов по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.

## **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 энергосистемы Кемеровской области**

Энергосистема Кемеровской области связана с энергосистемами:

– Республики Хакасия (Филиал АО «СО ЕЭС» Хакасское 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 – Кузбасса с указанием максимальной потребляемой мощности за 2021 год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Кемеровской области – Кузбасса

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
АО «ЕВРАЗ ЗСМК»	564
АО «РУСАЛ Новокузнецк»	408
АО «КФ» г. Новокузнецк	289
АО «КФ» г. Юрга	92
ОАО «РЖД»	270
АО «СУЭК-Кузбасс»	153
КАО «Азот»	109
Более 50 МВт	
АО «ОУК «Южкузбассуголь»	75
ООО «Топкинский цемент»	54
ПАО «Южный Кузбасс»	52

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

Установленная мощность электростанций энергосистемы Кемеровской области на 01.01.2022 составила 5512,3 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) выводу из эксплуатации за 2021 год приведены в таблице 2.

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

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	5518,3	–	–	-6,0	–	5512,3
ТЭС	5518,3	–	–	-6,0	–	5512,3

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

Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности энергосистемы Кемеровской области приведены в таблице 3 и на рисунках 1, 2.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности энергосистемы Кемеровской области

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	31378	32009	31755	31293	31800
Годовой темп прироста, %	-0,22	2,01	-0,79	-1,45	1,62
Максимум потребления мощности, МВт	4403	4554	4495	4335	4393
Годовой темп прироста, %	-0,81	3,43	-1,30	-3,56	1,34
Число часов использования максимума потребления мощности	7127	7029	7064	7219	7239
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (мск), дд.мм/чч:мм	16.01 17:00	24.01 15:00	08.02 07:00	28.12 15:00	26.12 07:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-26,4	-35,5	-30,9	-39,6	-35,9

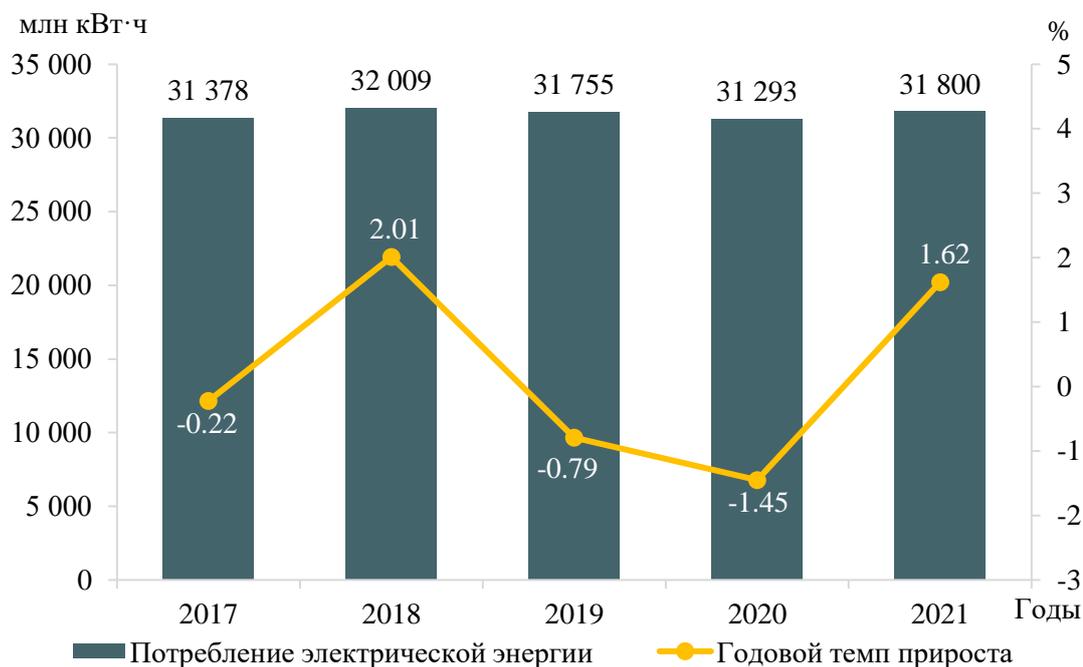


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии энергосистемы Кемеровской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

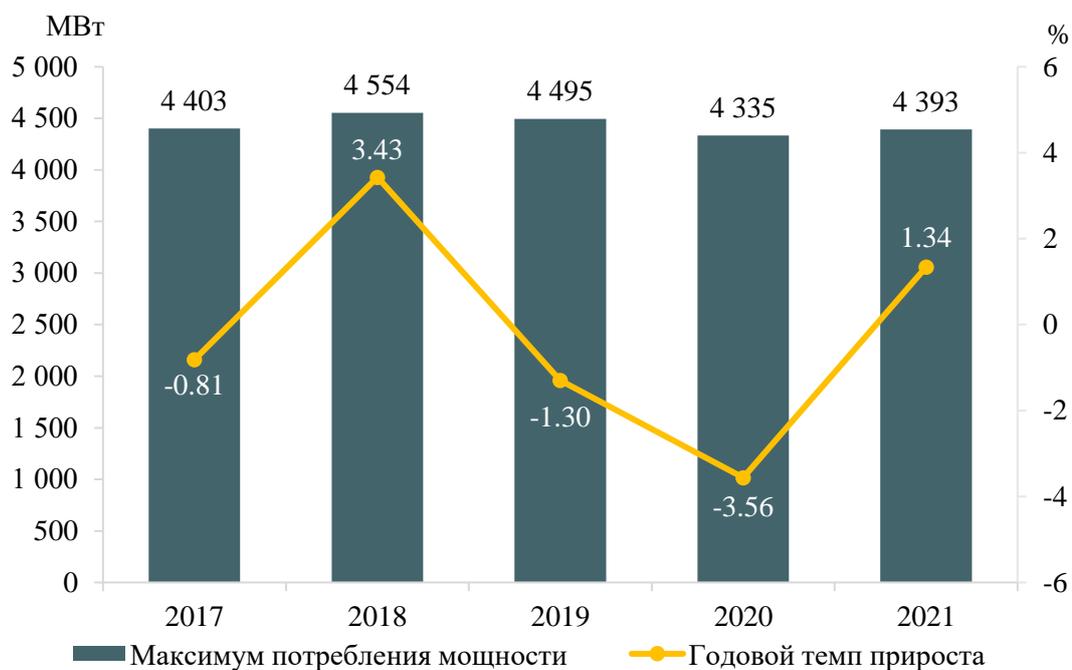


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности энергосистемы Кемеровской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Кемеровской области увеличилось на 353 млн кВт·ч и составило в 2021 году 31800 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,22 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 2,01 % в 2018 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2020 году и составило -1,45 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Кемеровской области снизился на 46 МВт и составил 4393 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности -0,21 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 3,43 % в 2018 году; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2020 году и составило -3,56 %, что было обусловлено началом пандемии Covid-19 и эпидемиологическими ограничениями.

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

- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- ростом потребления АО «Кузнецкие ферросплавы»;
- снижением потребления в сфере добычи полезных ископаемых;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Кемеровской области – Кузбасса приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Кемеровской области – Кузбасса приведен в таблице 5.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Новокузнецкая – КМК-1 II цепь с отпайками до ПС 220 кВ Metallург ориентировочной протяженностью 1,85 км	Филиал ПАО «Россети» – «МЭС Сибири»	2017	1,85 км
2	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Новокузнецкая – КМК-1 I цепь с отпайками до ПС 220 кВ Metallург ориентировочной протяженностью 1,76 км	Филиал ПАО «Россети» – «МЭС Сибири»	2017	1,76 км
3	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Бачатская – Ново-Бачатская I цепь с отпайками до ПС 110 кВ Убинская ориентировочной протяженностью 4,14 км	АО «Разрез «Шестаки»	2018	4,14 км
4	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Бачатская – Ново-Бачатская II цепь с отпайками до ПС 110 кВ Убинская ориентировочной протяженностью 4,14 км	АО «Разрез «Шестаки»	2018	4,14 км
5	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Беловская – Новоленинская II цепь с отпайками до ПС 110 кВ Моховская ориентировочной протяженностью 1,5 км	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго- РЭС»	2018	1,5 км
6	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Беловская – Новоленинская I цепь с отпайками до ПС 110 кВ Моховская ориентировочной протяженностью 1,5 км	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго- РЭС»	2018	1,5 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
7	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Крохалевская – Центральная I цепь путем отсоединения ВЛ 110 кВ Крохалевская – Новоколбинская I цепь от ПС 110 кВ Новоколбинская и подключение данной ЛЭП к ПС 110 кВ Центральная с образованием новой ВЛ 110 кВ Крохалевская – Центральная I цепь ориентировочной протяженностью 0,2 км	ООО ХК «СДС-Энерго»	2019	0,2 км
8	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Крохалевская – Центральная II цепь путем отсоединения ВЛ 110 кВ Крохалевская – Новоколбинская II цепь от ПС 110 кВ Новоколбинская и подключение данной ЛЭП к ПС 110 кВ Центральная с образованием новой ВЛ 110 кВ Крохалевская – Центральная II цепь ориентировочной протяженностью 0,2 км	ООО ХК «СДС-Энерго»	2019	0,2 км
9	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Талдинская – Южная-глубокая I цепь ориентировочной протяженностью 13,75 км	ООО «ЭнергоПаритет»	2019	13,75 км
10	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Талдинская – Южная-глубокая II цепь ориентировочной протяженностью 13,83 км	ООО «ЭнергоПаритет»	2019	13,83 км
11	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Беловская ГРЭС – Краснополянская с изменением трассы ЛЭП и заменой опор ориентировочной протяженностью 0,64 км	Филиал ПАО «Россети» – Кузбасское ПМЭС	2019	0,64 км
12	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Кемеровская – Краснополянская с изменением трассы ЛЭП и заменой опор ориентировочной протяженностью 0,64 км	Филиал ПАО «Россети» – Кузбасское ПМЭС	2019	0,64 км
13	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Юргинская – Яшкинская I цепь до ПС 110 кВ Ресурсная ориентировочной протяженностью 2,1 км	ООО «Кузбасская Энергосетевая Компания»	2020	2,1 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
14	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Юргинская – Яшкинская II цепь до ПС 110 кВ Ресурсная ориентировочной протяженностью 2,1 км	ООО «Кузбасская Энергосетевая Компания»	2020	2,1 км
15	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Опорная-1 – Кислородная I цепь ориентировочной протяженностью 0,35 км	АО «ЕВРАЗ ЗСМК»	2020	0,35 км
16	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Опорная-1 – Кислородная II цепь ориентировочной протяженностью 0,35 км	АО «ЕВРАЗ ЗСМК»	2020	0,35 км
17	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 ориентировочной протяженностью 1,32 км	Филиал ПАО «Россети» – Кузбасское ПМЭС	2021	1,32 км
18	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Междуреченская – Чарыш ориентировочной протяженностью 84,81 км	Филиал ПАО «Россети» – Кузбасское ПМЭС	2021	84,81 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Metallurg с двумя трансформаторами 220/6/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	Филиал ПАО «Россети» – «МЭС Сибири»	2017	2×40 МВА
2	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Западная с заменой трансформатора 110/10 кВ на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ООО «Кузбасская Энергосетевая Компания»	2018	25 МВА
3	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Моховская с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «КузбассЭлектро»	2018	2×40 МВА
4	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Убинская с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Электросеть»	2018	2×16 МВА
5	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Азот-2 с заменой трансформатора 110/6 кВ мощностью 40,5 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 40 МВА	ООО ХК «СДС-Энерго»	2019	40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
6	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Караканская с заменой двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «КузбассЭлектро»	2019	2×25 МВА
7	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Красный Брод с заменой трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 32 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго-РЭС»	2019	40 МВА
8	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Сидоровская с заменой трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго-РЭС»	2019	25 МВА
9	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Тальменка с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «РЖД»	2019	16 МВА
10	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Троицкая с заменой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «НефтеХимСервис»	2019	2×25 МВА
11	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Центральная с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО ХК «СДС-Энерго»	2019	2×40 МВА
12	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Южная Глубокая с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ООО «ЭнергоПаритет»	2019	2×16 МВА
13	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Соколовская с заменой трансформатора 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА на трансформатор 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА	АО «СУЭК – Кузбасс»	2019	125 МВА
14	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
15	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	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго-РЭС»	2020	2×40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
16	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Иверка с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «РЖД»	2020	16 МВА
17	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	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго-РЭС»	2020	40 МВА
18	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
19	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	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго-РЭС»	2020	63 МВА
20	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
21	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Кислородная с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 85 МВА каждый	АО «ЕВРАЗ ЗСМК»	2020	2×85 МВА
22	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Опорная-1с заменой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 220/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	Филиал ПАО «Россети» – Кузбасское ПМЭС	2020	2×63 МВА
23	500 кВ	Реконструкция ПС 500 кВ Новокузнецкая с заменой трансформатора 500/220/35 кВ мощностью 801 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 267 МВА каждый) на трансформатор 500/220/35 кВ мощностью 801 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 267 МВА каждый)	Филиал ПАО «Россети» – Кузбасское ПМЭС	2020	3×267 МВА
24	110 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Междуреченская с установкой двух автотрансформаторов 220/110/6 кВ мощностью 200 МВА каждый и двух БСК 220 кВ мощностью 25 Мвар каждая	Филиал ПАО «Россети» – Кузбасское ПМЭС	2021	2×200 МВА 2×25 Мвар

## **2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики**

### **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.

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

В таблице 6 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне ПС 500 кВ Ново-Анжерская – ПС 110 кВ Ачинск тяговая.

Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона ПС 500 кВ Ново-Анжерская – ПС 110 кВ Ачинск тяговая

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуация, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -39 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками в схеме ремонта участка ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка (участок от ПС 500 кВ Ново-Анжерская до отпайки на ПС Судженка) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит нарушение статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки (напряжение в сети 110 кВ ниже АДН). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 81 МВт	Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетный уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ Судженка составляет 62,51 кВ (74 % от АДН). <i>Допустимые параметры:</i> 84,7 кВ	Отсутствуют	Установка СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Мариинск и СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Каштан тяговая <sup>1)</sup> , создание устройств АОСН с действием на включение БСК и на ОН в объеме не менее 14 МВт	Отсутствуют	Нет
В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -39 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кротово тяговая (участок от ПС 110 кВ Ачинск тяговая до отпайки на ПС Кротово тяговая) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит нарушение статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки (напряжение в сети 110 кВ ниже АДН). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 28 МВт	Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетный уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ Кротово тяговая составляет 66,41 кВ (74 % от АДН). <i>Допустимые параметры:</i> 84,7 кВ	Отсутствуют	Установка СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Мариинск и СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Каштан тяговая <sup>1)</sup> (с учетом действия создаваемых устройств АОСН на включение БСК)	Отсутствуют	Нет
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +30 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кротово тяговая (участок от ПС 110 кВ Ачинск тяговая до отпайки на ПС Кротово тяговая) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит нарушение статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки (напряжение в сети 110 кВ ниже АДН). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 38 МВт	Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетный уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ Кротово тяговая составляет 65,7 кВ (78 % от АДН). <i>Допустимые параметры:</i> 84,7 кВ	Отсутствуют	Установка СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Мариинск и СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Каштан тяговая <sup>1)</sup> (с учетом действия создаваемых устройств АОСН на включение БСК)	Отсутствуют	Нет
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +19 °С в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками и участка ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка (участок от ПС 500 кВ Ново-Анжерская до отпайки на ПС Судженка) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит нарушение статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки (напряжение в сети 110 кВ ниже АДН). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 58 МВт	Двойная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в двойной ремонтной схеме	Расчетный уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ Судженка составляет 69,64 кВ (79 % от АДН). <i>Допустимые параметры:</i> 88,6 кВ	Отсутствуют	Установка СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Мариинск и СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Каштан тяговая <sup>1)</sup> (с учетом действия создаваемых устройств АОСН на включение БСК)	Отсутствуют	Нет

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуация, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +19 °С в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками и участка ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кротово тяговая (участок от ПС 110 кВ Ачинск тяговая до отпайки на ПС Кротово тяговая) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит нарушение статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки (напряжение в сети 110 кВ ниже МДН). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 43 МВт	Двойная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в двойной ремонтной схеме	Расчетный уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ Кротово тяговая составляет 64,93 кВ (73 % от МДН). <i>Допустимые параметры:</i> 88,6 кВ	Отсутствуют	Установка СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Мариинск и СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Каштан тяговая <sup>1)</sup> (с учетом действия создаваемых устройств АОСН на включение БСК)	Отсутствуют	Нет
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +19 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками и участка ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кротово тяговая (участок от ПС 110 кВ Ачинск тяговая до отпайки на ПС Кротово тяговая) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает АДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 66 МВт	Нормативное возмущение в двойной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в двойной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка провода ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка составляет 1109 А (147 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 754 А.  Расчетная токовая нагрузка провода ВЛ 110 кВ Яйская – Иверка с отпайками составляет 1039 А (138 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 754 А	Отсутствуют	Создание устройств АОПО на участке сети 110 кВ от ПС 500 кВ Ново-Анжерская до ПС 110 кВ Мариинск (АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками, ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка на ПС 500 кВ Ново-Анжерская, АОПО ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками, ВЛ 110 кВ Иверка – Антибесская с отпайкой на ПС Беркульская на ПС 110 кВ Иверка) с действием на ОН в объеме до 66 МВт (при установленных СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Мариинск и СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Каштан тяговая)	Отсутствуют	Да
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +19 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками и участка ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кротово тяговая (участок от ПС 110 кВ Ачинск тяговая до отпайки на ПС Кротово тяговая) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает АДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 66 МВт	Нормативное возмущение в двойной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в двойной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка провода ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками составляет 1116 А (148 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 754 А	Отсутствуют	Создание устройств АОПО на участке сети 110 кВ от ПС 500 кВ Ново-Анжерская до ПС 110 кВ Мариинск (АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками, ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка на ПС 500 кВ Ново-Анжерская, АОПО ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками, ВЛ 110 кВ Иверка – Антибесская с отпайкой на ПС Беркульская на ПС 110 кВ Иверка) с действием на ОН в объеме до 66 МВт (при установленных СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Мариинск и СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Каштан тяговая)	Отсутствуют	Да

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
<p>В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +19 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Иверка – Антибесская с отпайкой на ПС Бериккульская в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками и участка ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Критово тяговая (участок от ПС 110 кВ Ачинск тяговая до отпайки на ПС Критово тяговая) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает АДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 66 МВт</p>	<p>Нормативное возмущение в двойной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в двойной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме</p>	<p>Расчетная токовая нагрузка провода ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками составляет 926 А (122 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 754 А.</p> <p>Расчетная токовая нагрузка ТТ, В, Р в ячейке ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками на ПС 110 кВ Мариинск составляет 887 А (148 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 600 А.</p> <p>Расчетная токовая нагрузка В и ТТ в ячейке ШСВ-110 на ПС 110 кВ Мариинск составляет 623 А (104 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 600 А</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Создание устройств АОПО на участке сети 110 кВ от ПС 500 кВ Ново-Анжерская до ПС 110 кВ Мариинск (АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками, ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка на ПС 500 кВ Ново-Анжерская, АОПО ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками, ВЛ 110 кВ Иверка – Антибесская с отпайкой на ПС Бериккульская на ПС 110 кВ Иверка) с действием на ОН в объеме до 66 МВт (при установленных СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Мариинск и СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Каштан тяговая)</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Да</p>
<p>В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +19 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками и участка ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Критово тяговая (участок от ПС 110 кВ Ачинск тяговая до отпайки на ПС Критово тяговая) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает АДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 66 МВт</p>	<p>Нормативное возмущение в двойной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в двойной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме</p>	<p>Расчетная токовая нагрузка провода ВЛ 110 кВ Иверка – Антибесская с отпайками составляет 927 А (123 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 754 А.</p> <p>Расчетная токовая нагрузка провода Антибесская – Мариинск с отпайкой на ПС 3704 км составляет 874 А (116 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 754 А.</p> <p>Расчетная токовая нагрузка ТТ в ячейке ВЛ 110 кВ Иверка – Антибесская с отпайками на ПС 110 кВ Антибесская составляет 888 А (141 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 630 А.</p> <p>Расчетная токовая нагрузка В в ячейке СВ-110 на ПС 110 кВ Антибесская составляет 888 А (141 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 630 А.</p> <p>Расчетная токовая нагрузка ТТ, Р в ячейке ВЛ 110 кВ Антибесская – Мариинск с отпайками на ПС 110 кВ Мариинск составляет 855 А (143 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 600 А</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Создание устройств АОПО на участке сети 110 кВ от ПС 500 кВ Ново-Анжерская до ПС 110 кВ Мариинск (АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками, ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка на ПС 500 кВ Ново-Анжерская, АОПО ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками, ВЛ 110 кВ Иверка – Антибесская с отпайкой на ПС Бериккульская на ПС 110 кВ Иверка) с действием на ОН в объеме до 66 МВт (при установленных СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Мариинск и СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Каштан тяговая)</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Да</p>

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +19 °С в схеме ремонта Ново-Анжерская – Иверка с отпайками и участка ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит превышение МДП в КС «Ачинск тяговая – Каштан тяговая». Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 82 МВт	Двойная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения МДП в двойной ремонтной схеме	Расчетный переток в КС составляет 221 МВт (159 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 139 МВт	Отсутствуют	Создание устройств АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кривоно тяговая (С-25), ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками (С-26) с действием на ОН в объеме не менее 82 МВт при ТНВ +19 °С (при установленных СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Мариинск, СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Каштан тяговая и с учетом действия создаваемых устройств АОСН на включение БСК) <sup>1)</sup>	Отсутствуют	Да

Примечание – <sup>1)</sup> Мероприятия выполняются на территории Красноярского края.

### 2.1.2 Энергорайон ПС 220 кВ Краснополянская – ПС 110 кВ Барышевская

В таблице 7 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне ПС 220 кВ Краснополянская – ПС 110 кВ Барышевская.

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона ПС 220 кВ Краснополянская – ПС 110 кВ Барышевская

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +19 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Барышевская – Буготак с отпайками в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Барышевская – Горная с отпайками с стороны ПС 110 кВ Барышевская параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит превышение МДП. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 41 МВт	Двойная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в двойной ремонтной схеме	Расчетный переток в КС «Краснополянская – Торсьма» составляет 126 МВт (149 % от допустимой величины). <i>Допустимые параметры:</i> 85 МВт	Отсутствуют	Создание устройств АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Контрольный с отпайками, ВЛ 110 кВ Краснополянская – Непрерывка с отпайками с действием на ОН в объеме до 41 МВт при ТНВ +19 °С	Отсутствуют	Да
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +19 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Краснополянская – Контрольный с отпайками в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Краснополянская – Непрерывка с отпайками или аварийного отключения ВЛ 110 кВ Краснополянская – Контрольный с отпайками в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Краснополянская – Непрерывка с отпайками параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит превышение МДП в КС «Барышевское». Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 35 МВт	Двойная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения МДП в двойной ремонтной схеме	Расчетный переток в КС «Барышевское» составляет 122 МВт (144 % от допустимой величины). <i>Допустимые параметры:</i> 85 МВт	Отсутствуют	Создание устройств АОПО ВЛ 110 кВ Барышевская – Горная с отпайками, ВЛ 110 кВ Барышевская – Буготак с отпайками с действием на ОН в объеме не менее 35 МВт при ТНВ +19 °С <sup>1)</sup>	Отсутствуют	Да

Примечание – <sup>1)</sup> Мероприятие выполняется на территории Новосибирской области.

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

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

Предложения сетевых организаций по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ отсутствуют.

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

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

Перечень мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения железнодорожного направления Кузбасс – порты Дальнего Востока в части оборудования класса напряжения 110 кВ и выше в соответствии с решениями Протоколов совещаний под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр и от 31.08.2021 № НШ-249/1пр приведен в таблице 8.

Таблица 8 – Перечень мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения железнодорожного направления Кузбасс – порты Дальнего Востока в части оборудования класса напряжения 110 кВ и выше, реализуемых в энергосистеме Кемеровской области

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Тип	Ответственная организация
<i>Перечень утвержденных к реализации мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения тяговых подстанций железнодорожного направления Кузбасс - Дальний Восток в части мероприятий по оборудованию класса напряжения 220 кВ и 500 кВ</i>				
1	ПС 500 кВ Юрга	Реконструкция ПС 500 кВ Юрга с установкой третьего автотрансформатора 500/110/10 кВ мощностью 250 МВА	Сети	ПАО «Россети»
2		Реконструкция ПС 500 кВ Юрга с установкой двух выключателей 500 кВ и двух выключателей 110 кВ	Сети	ПАО «Россети»
3	ПС 500 кВ Ново-Анжерская	Реконструкция ПС 500 кВ Ново-Анжерская с установкой пятого автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА	Сети	ПАО «Россети»
4		Реконструкция ПС 500 кВ Ново-Анжерская с установкой одного выключателя 220 кВ и одного выключателя 110 кВ	Сети	ПАО «Россети»
<i>Транзит 110 кВ Барышевская – Краснополянская</i>				
1	ПС 110 кВ Торсьма	Реконструкция ПС 110 кВ Торсьма с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Сети	ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Тип	Ответственная организация
2		Реконструкция ПС 110 кВ Торсьма с установкой БСК 110 кВ мощностью 52 Мвар	Сети	ОАО «РЖД»
<i>Транзит 110 кВ Бачатская – Смазнево</i>				
1	ПС 110 кВ Шестаковская	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	Сети	ПАО «Россети Сибирь»
<i>Транзит 110 кВ Беловская – Северный Маганак</i>				
1	ПС 110 кВ Красный Брод	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	Сети	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	ПС 110 кВ Мариинск	Реконструкция ПС 110 кВ Мариинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар	Сети	ОАО «РЖД»
2	ПС 110 кВ Каштан тяговая (Красноярский край)	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар	Сети	ОАО «РЖД»

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

#### 2.2.3.1 ПАО «Россети Сибирь»

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

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

#### 2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше

В таблице 9 приведен перечень реализуемых и перспективных проектов по реновации объектов электросетевого хозяйства Единой национальной (общероссийской) электрической сети на территории Кемеровской области – Кузбасса.

Таблица 9 – Перечень реализуемых и перспективных проектов по реновации объектов электросетевого хозяйства Единой национальной (общероссийской) электрической сети

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год реализации	Ответственная организация
1	Реконструкция ПС 220 кВ НКАЗ-2 с заменой АТ-1 220/110 кВ мощностью 200 МВА на автотрансформатор 220/110 кВ мощностью 250 МВА, заменой АТ-2 220/110 кВ мощностью 200,1 МВА (группа однофазных автотрансформаторов 3×66,7 МВА) на автотрансформатор 220/110 кВ мощностью 250 МВА, с заменой Т-1, Т-2 и Т-3 220/10 кВ мощностью 200,1 МВА каждый (группа однофазных трансформаторов 3×66,7 МВА) на трансформаторы 220/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	2×250 МВА 3×200 МВА	2025	ПАО «Россети»

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

#### ПС 110 кВ Ново-Чертинская.

В настоящий момент на подстанции установлены трансформаторы Т-1 110/35/6 кВ мощностью 40,5 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 31,5 МВА. Фактическая максимальная нагрузка за отчетный период 2017–2021 годов выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 37,54 МВА. В ПАР трансформатора мощностью 40,5 МВА загрузка оставшегося в работе трансформатора мощностью 31,5 МВА составит 99 % от  $S_{ддн}$ , что не превышает  $S_{ддн}$  трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [1] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -16,7 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,20.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом прироста нагрузки по действующим договорам на технологическое присоединение может составить 39,8 МВА. Таким образом, в ПАР трансформатора мощностью 40,5 МВА загрузка оставшегося в работе трансформатора мощностью 31,5 МВА составит 105 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформатора. В случае аварийного отключения трансформатора мощностью 40,5 МВА на ПС 110 кВ Ново-Чертинская расчетный объем ГАО составит 2,0 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется 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.

Организация, ответственная за реализацию проекта, – филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго-РЭС».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

2.3.3 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных проектов 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 проектов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям, содержащийся в СиПР ЕЭС России [2] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ с учетом их актуализации, приведен в 4.2.

### **3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы**

#### **3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в энергосистеме Кемеровской области и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности**

В энергосистеме Кемеровской области до 2028 года в соответствии с реестром инвестиционных проектов планируется ввод новых производственных мощностей основных потребителей. В таблице 10 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей, которые учтены в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Кемеровской области.

Таблица 10 – Перечень планируемых к вводу потребителей в соответствии с реестром инвестиционных проектов

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
30	1	Проект ОАО «РЖД» «Кузбасс-порты Дальнего Востока»	ОАО «РЖД»	270,0	263,0	220	ПС 220 кВ Артышта ПС 220 кВ Теба
						110	2024

№ 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 Полосухино ПС 110 кВ Ерунаково ПС 110 кВ Ускат ПС 110 кВ Тырган (новая) ПС 110 кВ Тяжин ПС 110 кВ Мариинск ПС 110 кВ 3704 км ПС 110 кВ Антибесский ПС 110 кВ 3668 км (новая) ПС 110 кВ Иверка
					35		ПС 35 кВ Трудармейская ПС 35 кВ Бускускан ПС 35 кВ Улус ПС 35 кВ Белово ПС 35 кВ Проектная ПС 35 кВ Углерод ПС 35 кВ Терентьевская ПС 35 кВ Мыски

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Кемеровской области на период 2023–2028 годов представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Кемеровской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	31331	33708	34039	34406	34291	34430
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	2377	331	367	-115	139
Годовой темп прироста, %	–	7,59	0,98	1,08	-0,33	0,41

Потребление электрической энергии по энергосистеме Кемеровской области прогнозируется на уровне 34430 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,14 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 2377 млн кВт·ч или 7,59 %, наименьшее снижение ожидается в 2027 году и составит -115 млн кВт·ч или -0,33 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Кемеровской области учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенных в таблице 10.

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

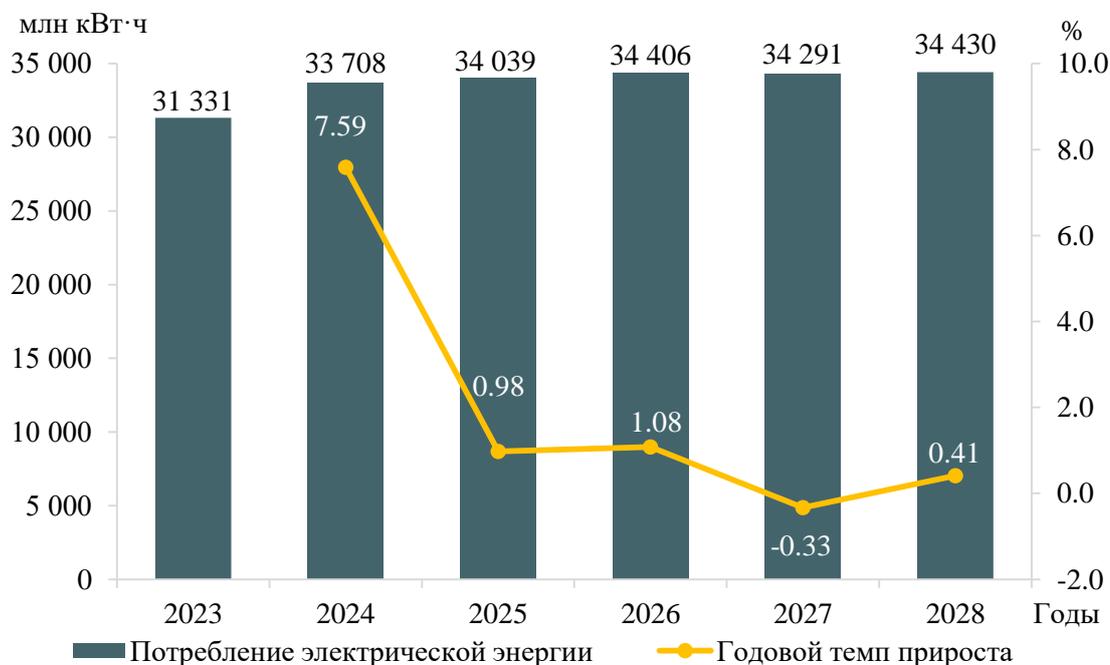


Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Кемеровской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

- вводом новых промышленных потребителей в добычи полезных ископаемых;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта.

### 3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Кемеровской области на период 2023–2028 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Кемеровской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	4438	4803	4822	4866	4850	4861
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	365	19	44	-16	11
Годовой темп прироста, %	–	8,22	0,40	0,91	-0,33	0,23
Число часов использования максимума потребления мощности	7060	7018	7059	7071	7070	7083

Максимум потребления мощности энергосистемы Кемеровской области к 2028 году прогнозируется на уровне 4861 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,46 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 365 МВт или 8,22 %, что обусловлено реализацией развития второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД»; наименьший прирост ожидается в 2027 году и будет иметь отрицательное значение -16 МВт или -0,33 %.

Характер режима электропотребления энергосистемы в прогнозный период останется таким же плотным, как и в отчетный период. Число часов использования максимума к 2028 году прогнозируется на уровне 7083 час/год. На перспективу в структуре потребления электрической энергии сохранится большая доля промышленных производств (свыше 63,5 %) в общем потреблении энергосистемы, которая имеет тенденцию к уплотнению годового режима.

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

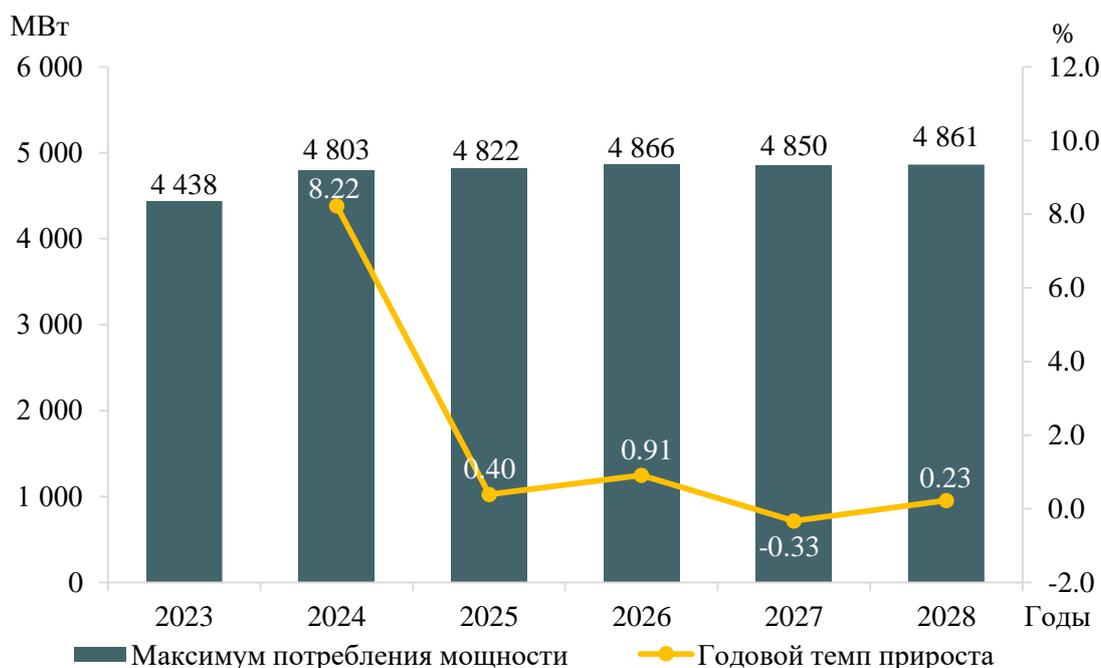


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Кемеровской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Кемеровской области в период 2023–2028 годов предусматривается в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 15 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций Кемеровской области в 2028 году составит 5480,8 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Кемеровской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности по энергосистеме Кемеровской области в период 2023–2028 годов представлена в таблице 13. Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Кемеровской области в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 5.

Таблица 13 – Установленная мощность электростанций по энергосистеме Кемеровской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Всего	5465,8	5465,8	5465,8	5465,8	5480,8	5480,8
ТЭС	5465,8	5465,8	5465,8	5465,8	5480,8	5480,8

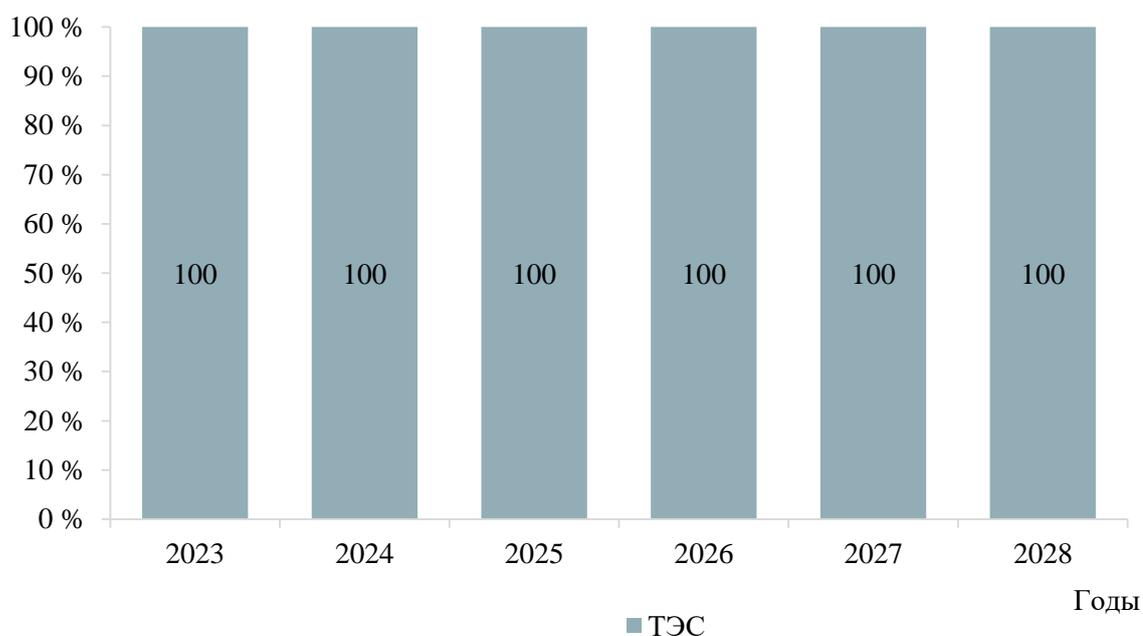


Рисунок 5 – Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Кемеровской области

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

#### **4 Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы**

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта
1	Реконструкция ПС 110 кВ Мариинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×60	–	–	–	–	–	60	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Создание на ПС 110 кВ Мариинск устройства АОСН с действием на включение БСК и ОН	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Создание на ПС 500 кВ Ново-Анжерская устройств АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка, ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками с действием на ОН	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Создание на ПС 220 кВ Краснополянская устройств АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Контрольный с отпайками, ВЛ 110 кВ Краснополянская – Непрерывка с отпайками с действием на ОН	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Создание на ПС 110 кВ Иверка устройств АОПО ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками, ВЛ 110 кВ Иверка – Антибесская с отпайкой на ПС Беркульская с действием на ОН	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

**4.2 Перечень реализуемых и перспективных проектов 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 15 представлен перечень реализуемых и перспективных проектов 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 15 – Перечень реализуемых и перспективных проектов 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 проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Реконструкция ПС 500 кВ Юрга с установкой третьего автотрансформатора 500/110/10 кВ мощностью 250 МВА	ПАО «Россети»	500	МВА	–	1×250	–	–	–	–	250	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	11,34
2	Реконструкция ПС 500 кВ Юрга с установкой двух выключателей 500 кВ	ПАО «Россети»	500	х	–	х	–	–	–	–	х				
3	Реконструкция ПС 500 кВ Юрга с установкой двух выключателей 110 кВ	ПАО «Россети»	110	х	–	х	–	–	–	–	х				
4	Строительство ПС 220 кВ Кыргайская с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «ОФ Талдинская»	220	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «ОФ Талдинская»	ООО «ОФ Талдинская»	–	32,00
5	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кузбасская – Новокузнецкая II цепь на ПС 220 кВ Кыргайская ориентировочной протяженностью 10,75 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	2×10,75	–	–	–	–	–	21,5				
6	Реконструкция ПС 500 кВ Ново-Анжерская с установкой пятого автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	1×250	–	–	–	–	250	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
7	Реконструкция ПС 500 кВ Ново-Анжерская с установкой одного выключателя 220 кВ	ПАО «Россети»	220	х	–	х	–	–	–	–	х				
8	Реконструкция ПС 500 кВ Ново-Анжерская с установкой одного выключателя 110 кВ	ПАО «Россети»	110	х	–	х	–	–	–	–	х				
9	Реконструкция ПС 220 кВ Metallurg с установкой двух трансформаторов 220/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Регионстрой»	220	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Регионстрой»	ООО «Регионстрой»	32,30	40,00
10	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 потребителей АО «УК «Сибирская»	АО «УК «Сибирская»	40,00	40,00
11	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	27,50
12	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	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго-РЭС» ОАО «РЖД»	110	км	2×3,276	–	–	–	–	–	6,552				
13	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	16,63
14	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Шестаковская – Бачатская-1 и ВЛ 110 кВ Шестаковская – Бачатская-2 до ПС 110 кВ Бочаты ориентировочной протяженностью 3,98 км каждая	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго-РЭС» ОАО «РЖД»	110	км	2×3,98	–	–	–	–	–	7,96				
15	Строительство ПС 110 кВ Воскресенка с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 20 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×20	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	18,24
16	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	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго-РЭС» ОАО «РЖД»	110	км	2×4	–	–	–	–	–	8				

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
17	Строительство ПС 110 кВ Кийзасская с одним трансформатором 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго-РЭС»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Разрез Кийзасский»	ООО «Разрез Кийзасский»	–	10,00
18	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Еланская – Тальжино-1 до ПС 110 кВ Кийзасская ориентировочной протяженностью 15,724 км		110	км	15,724	–	–	–	–	–	15,724				
19	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	15,37
20	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	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго-РЭС» ОАО «РЖД»	110	км	2×2,4	–	–	–	–	–	4,8				
21	Строительство ПС 110 кВ Почитанка с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 20 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×20	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	19,16
22	Строительство отпайки 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	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго-РЭС» ОАО «РЖД»	110	км	2×4	–	–	–	–	–	8				
23	Строительство ПС 110 кВ Сарзас с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 20 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×20	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	19,71
24	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Юргинская – Юрга I цепь с отпайкой на ПС Западная и ВЛ 110 кВ Юргинская – Юрга II цепь с отпайкой на ПС Западная до ПС 110 кВ Сарзас ориентировочной протяженностью 3,2 км каждая	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго-РЭС» ОАО «РЖД»	110	км	2×3,2	–	–	–	–	–	6,4				
25	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	11,34
26	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Иверка – Маринск с отпайками на ПС 110 кВ Сулуй ориентировочной протяженностью 8 км каждый с образованием ВЛ 110 кВ Иверка – Сулуй с отпайкой на ПС Беркульская и ВЛ 110 кВ Маринск – Сулуй с отпайкой на ПС 3704 км	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго-РЭС» ОАО «РЖД»	110	км	2×8	–	–	–	–	–	16				
27	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 потребителей ООО «Шахта Тайлепская»	ООО «Шахта Тайлепская»	–	21,00
28	Строительство двухцепной отпайки от ВЛ 110 кВ Южно-Кузбасская ГРЭС – Шушталепская-1 и ВЛ 110 кВ Южно-Кузбасская ГРЭС – Шушталепская-2 до ПС 110 кВ Тайлепская ориентировочной протяженностью 0,917 км каждая	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго-РЭС»	110	км	2×0,917	–	–	–	–	–	1,834				
29	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	11,00
30	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Южно-Кузбасская ГРЭС – Томь-Усинская ГРЭС I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Южно-Кузбасская ГРЭС – Томь-Усинская ГРЭС II цепь с отпайками до ПС 110 кВ Томусинская тяговая ориентировочной протяженностью 0,13 км каждая	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго-РЭС» ОАО «РЖД»	110	км	2×0,13	–	–	–	–	–	0,26				

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
31	Строительство ПС 110 кВ Уткинская с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «УК «Кузбассразрезуголь»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «УК «Кузбассразрезуголь»	АО «УК «Кузбассразрезуголь»	–	20,70
32	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Афонинская – Красный Брод с отпайкой на ПС Краснокаменская до ПС 110 кВ Уткинская ориентировочной протяженностью 1,35 км	АО «УК «Кузбассразрезуголь»	110	км	1,35	–	–	–	–	–	1,35				
33	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Ускат – Карагайлинская-Новая с отпайкой на ПС Краснокаменская до ПС 110 кВ Уткинская ориентировочной протяженностью 1,35 км	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго-РЭС»	110	км	1,35	–	–	–	–	–	1,35				
34	Строительство ПС 110 кВ Щедрухинская с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	ООО «Активные Угли»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Активные Угли»	ООО «Активные Угли»	–	10,00
35	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ ЗСМК – Ерунаковская Тяговая-1 и ВЛ 110 кВ ЗСМК – Ерунаковская Тяговая-2 до ПС 110 кВ Щедрухинская ориентировочной протяженностью 0,02 км каждая	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго-РЭС»	110	км	2×0,02	–	–	–	–	–	0,04				
36	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	4,51	7,98
37	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	4,00	16,00
38	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	11,54	6,25
39	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	7,52	14,68
40	Реконструкция ПС 110 кВ Ижморская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 15 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	10,89	10,98
41	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	5,77	7,04
42	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	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
43	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	4,59	6,51

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
44	Реконструкция ПС 110 кВ Литвиново 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 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	7,89	20,00
45	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	15,54	9,00
46	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	5,09	20,00
47	Реконструкция ПС 110 кВ Полысаевская-3 с установкой третьего трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго-РЭС»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Шахта Сибирская»	ООО «Шахта Сибирская»	4,28	29,72
48	Реконструкция отпайки на ПС 110 кВ Полысаевская-3 от ВЛ 110 кВ Беловская ГРЭС – Новоленинская с отпайками и ВЛ 110 кВ Набережная – Новоленинская с отпайками с преобразованием её в одноцепную отпайку от ВЛ 110 кВ Набережная – Новоленинская с отпайками до новой секции 110 кВ РУ 110 кВ ПС 110 кВ Полысаевская-3 ориентировочной протяженностью 4,2 км		110	км	4,2	–	–	–	–	–	4,2				
49	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	10,98	18,75
50	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 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «ЭнергоПаритет»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «УК «Сила Сибири»	АО «УК «Сила Сибири»	–	7,50
51	Строительство КВЛ 110 кВ Беловская ГРЭС – Угольная-1 ориентировочной протяженностью 30,005 км и КВЛ 110 кВ Беловская ГРЭС – Угольная-2 ориентировочной протяженностью 29,758 км	ООО «ЭнергоПаритет»	110	км	1×30,005 1×29,758	–	–	–	–	–	59,763		АО «УК «Сила Сибири»	–	3,00
52	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	11,27	11,70
53	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	21,23	21,33
54	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 «Электросеть»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «УК «Кузбассразрезуголь»	АО «УК «Кузбассразрезуголь»	–	8,90

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
55	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	8,82	15,00
56	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	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго-РЭС»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	8,70	13,32
57	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	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	16,73	17,54
58	Реконструкция ПС 110 кВ Торсьма с установкой БСК 110 кВ мощностью 52 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	1×52	–	–	–	–	52	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	16,73	17,54
59	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	14,14	15,03
60	Реконструкция ПС 110 кВ Тяжин с заменой трансформаторов Т1 110/35/27,5 кВ и Т2 110/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/27,5 кВ мощностью 63 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	20,20	5,48
61	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	5,22	15,00
62	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	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
63	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	10,30	10,16
64	Реконструкция ПС 110 кВ Шахтовая с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 40,5 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	63	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Хлеб»	ООО «Хлеб»	–	6
65	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	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго-РЭС»	110	км	0,167	–	–	–	–	–	0,167	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Распадская угольная компания»	ООО «Распадская угольная компания»	–	–

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
66	Строительство двухцепной отпайки от КВЛ 110 кВ Беловская ГРЭС – Угольная-1 и КВЛ 110 кВ Беловская ГРЭС – Угольная-2 до ПС 110 кВ КеНоТЭК (с изменением схемы подключения ПС 110 кВ КеНоТЭК) ориентировочной протяженностью 35,074 км каждая	ООО «ЭнергоПаритет»	110	км	–	2×35,074	–	–	–	–	35,074	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «Кузбасская топливная компания»	ПАО «Кузбасская топливная компания»	10,65	4,50
67	Строительство отпаяк от КВЛ 110 кВ Беловская ГРЭС – Угольная-1 и КВЛ 110 кВ Беловская ГРЭС – Угольная-2 до ПС 110 кВ Заречная-Новая (с изменением схемы подключения ПС 110 кВ Заречная-Новая) ориентировочной протяженностью 1,3 км каждая	ООО «ЭнергоПаритет»	110	км	–	–	–	2×1,3	–	–	2,6	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «УК «Сила Сибири»	АО «УК «Сила Сибири»	–	8,00
													АО «УК «Сила Сибири»	4,50	4,50
68	Строительство отпаяк от КВЛ 110 кВ Беловская ГРЭС – Угольная-1 и КВЛ 110 кВ Беловская ГРЭС – Угольная-2 до ПС 110 кВ Алексиевская (с изменением схемы подключения ПС 110 кВ Алексиевская)	ООО «ЭнергоПаритет»	110	км	–	–	–	–	х	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Шахта Алексиевская»	АО «Шахта «Алексиевская»	10,58	4,50
69	Реконструкция двухцепной отпайки от ВЛ 110 кВ ЗСМК – Карлык Тяговая-1, 2	АО «Электросеть»	110	км	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Энергия-НК»	ООО «Энергия-НК»	–	1,65
70	Реконструкция ПС 110 кВ Мариинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×60	–	–	–	–	–	60	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	19,51	4,12
71	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	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго-РЭС»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	3

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

Сводный перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России [2] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия, приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта
1	Реконструкция ПС 220 кВ НКЗ-2 с заменой АТ-1 220/110 кВ мощностью 200 МВА на автотрансформатор 220/110 кВ мощностью 250 МВА, заменой АТ-2 220/110 кВ мощностью 200,1 МВА (группа однофазных автотрансформаторов 3×66,7 МВА) на автотрансформатор 220/110 кВ мощностью 250 МВА, с заменой Т-1, Т-2 и Т-3 220/10 кВ мощностью 200,1 МВА каждый (группа однофазных трансформаторов 3×66,7 МВА) на трансформаторы 220/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	2×250	–	–	–	500	Реновация основных фондов
		ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	3×200	–	–	–	600	

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

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

## **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 проектов по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию**

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

Капитальные вложения в реализацию проектов определены на основании:

1) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «ФСК ЕЭС» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 25.11.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) итогового проекта инвестиционной программы ПАО «Россети Сибирь» на 2023–2027 годы и проекта изменений, которые вносятся в инвестиционную программу ПАО «Россети Сибирь» на 2022–2026 годы. Материалы размещены 16.12.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) утвержденной приказом Минэнерго России от 24.11.2022 № 27@ инвестиционной программы ПАО «Россети Сибирь» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Сибирь», утвержденную приказом Минэнерго России от 23.12.2021 № 32@;

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

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

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

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

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

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

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

– сформирован перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Кемеровской области оценивается в 2028 году в объеме 34430 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,14 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Кемеровской области к 2028 году увеличится и составит 4861 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,46 %.

Относительно высокие темпы прироста потребления электрической энергии и мощности в энергосистеме Кемеровской области прогнозируются в 2024 году, что связано с увеличением потребления ОАО «РЖД», обусловленное реализацией развития второго этапа Восточного полигона железных дорог.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Кемеровской области в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 7018–7083 час/год.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Кемеровской области в период 2023–2028 годов предусматривается в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 15 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Кемеровской области в 2028 году составит 5480,8 МВт.

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

Всего за период 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 200,224 км, трансформаторной мощности 2057,3 МВА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

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

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 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)								
Энергосистема Кемеровской области													
Томь-Усинская ГРЭС	АО «Кузбассэнерго»			Мазут, уголь									
		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	
		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		
Беловская ГРЭС	АО «Кузбассэнерго»			Мазут, уголь									
		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	215.0	215.0	Модернизация в 2027 г.
		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	1275.0	1275.0		
Южно-Кузбасская ГРЭС	ПАО «ЮК ГРЭС»			Мазут, уголь									
		1	К-50-90		53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	
		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	554.0	554.0	554.0	554.0	554.0	554.0		
Кемеровская ГРЭС	АО «Кемеровская генерация»			Газ, мазут, уголь									
		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-10-29/13		10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	
		7	Р-10-29/7		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	485.0	485.0	485.0	485.0	485.0	485.0	485.0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание	
													Установленная мощность (МВт)
Западно-Сибирская ТЭЦ	ООО «ЕВРАЗ ЗСМК»			Газ, мазут, уголь									
		1	ПТ-60/75-130/13		60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0		
		2	T-50-130		50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0		
		3	T-60/65-130		60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0		
		4	T-100/120-130-2		100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0		
		5	T-110/120-130-3		110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0		
		6	T-110/120-130-4		110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0		
		7	T-110/120-130-4		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		
Кемеровская ТЭЦ	АО «Кемеровская генерация»			Газ, мазут, уголь									
		2	P-10-30/5M		10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	
		3	P-10-30/5M		10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	
		4	ПТР-30-2,9/0,5		30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	
		7	ПТР-30-2,9/0,5		30.0	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		
Ново-Кемеровская ТЭЦ	АО «Ново-Кемеровская ТЭЦ»			Газ, мазут, уголь									
		7	ПТР-80-130/13		80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	
		9	P-50-130/7		50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	
		10	P-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	P-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	T-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		
Кузнецкая ТЭЦ	АО «Кузнецкая ТЭЦ»			Газ, мазут, уголь									
		3	P-12-3,4/0,1		12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	
		4	P-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	P-12-90/18		10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	
		11	T-20-90		20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	
		12	P-12-8,8/3,1м		12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	
		13	P-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 «ЭнергоТранзит»			Газ, мазут, уголь									
		3	T-16-29		16.0								Вывод из эксплуатации в 2022 г.
		4	ПТ-29/35-2,9/1,0		29.0								Вывод из эксплуатации в 2022 г.
		5	T-15-29		15.0								Вывод из эксплуатации в 2022 г.
		6	ПР-30-29/11/1,4		24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	84.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0		
ТЭЦ Юргинский машиностроительный завод	ООО «Интеграл»			Уголь, мазут									
		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		
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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
ГТЭС «Новокузнецкая»	ПАО «Кузбассэнерго»			Газ								
		14	ГТЭ-145		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	
Установленная мощность, всего					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	
		2	К-6-1,2		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	
Установленная мощность, всего					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	Ввод в эксплуатацию 25.10.2022
		Г3	MWM TCG2032B V16		4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	Ввод в эксплуатацию 26.08.2022
		Г5	MWM TCG2032B V16		4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	Ввод в эксплуатацию 11.07.2022
Установленная мощность, всего						13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б**

**Перечень реализуемых и перспективных проектов 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 проектов по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории Кемеровской области – Кузбасса

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>						Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение проекта	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028					2023–2028
1	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	2023	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД». 3. Протокол совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгина от 31.08.2021 № НИШ-249/1пр	133.87	133.87
2	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Создание на ПС 110 кВ Мариинск устройства АОСН с действием на включение БСК и ОН	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	х		1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Протокол совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгина от 31.08.2021 № НИШ-249/1пр	3.49	3.49
3	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Создание на ПС 110 кВ Иверка устройств АОПО ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками, ВЛ 110 кВ Иверка – Антибесская с отпайкой на ПС Беркульская с действием на ОН	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	6.10	6.10

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>						Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение проекта	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028					2023–2028
4	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 220 кВ НКАЗ-2 с заменой АТ-1 220/110 кВ мощностью 200 МВА на автотрансформатор 220/110 кВ мощностью 250 МВА, заменой АТ-2 220/110 кВ мощностью 200,1 МВА (группа однофазных автотрансформаторов 3×66,7 МВА) на автотрансформатор 220/110 кВ мощностью 250 МВА, с заменой Т-1, Т-2 и Т-3 220/10 кВ мощностью 200,1 МВА каждый (группа однофазных трансформаторов 3×66,7 МВА) на трансформаторы 220/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	2×250	–	–	–	500	2025	Реновация основных фондов	4077.00	1284.84
					220	МВА	–	–	3×200	–	–	–	600				
5	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 500 кВ Ново-Анжерская с установкой пятого автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	1×250	–	–	–	–	250	2024	1. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД». 2. Протокол совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгина от 18.12.2020 № НИШ-319пр	1531.26	1086.13
6	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 500 кВ Ново-Анжерская с установкой одного выключателя 220 кВ	ПАО «Россети»	220	х	–	х	–	–	–	–	х		1. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД». 2. Протокол совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгина от 18.12.2020 № НИШ-319пр		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение проекта	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
7	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 500 кВ Ново-Анжерская с установкой одного выключателя 110 кВ	ПАО «Россети»	110	х	–	х	–	–	–	–	х		1. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД». 2. Протокол совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр		
8	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Создание на ПС 500 кВ Ново-Анжерская устройств АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка, ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками с действием на ОН	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Протокол совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр		
9	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 500 кВ Юрга с установкой третьего автотрансформатора 500/110/10 кВ мощностью 250 МВА	ПАО «Россети»	500	МВА	–	1×250	–	–	–	–	250		1. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД». 2. Протокол совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр		
10	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 500 кВ Юрга с установкой двух выключателей 500 кВ	ПАО «Россети»	500	х	–	х	–	–	–	–	х	2024	1. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД». 2. Протокол совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение проекта	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
11	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 500 кВ Юрга с установкой двух выключателей 110 кВ	ПАО «Россети»	110	х	–	х	–	–	–	–	х		1. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД». 2. Протокол совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгина от 18.12.2020 № НШ-319пр	1720.02	1454.77
12	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Создание на ПС 220 кВ Краснополянская устройств АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Контрольный с отпайками, ВЛ 110 кВ Краснополянская – Непрерывка с отпайками с действием на ОН	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Протокол совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгина от 31.08.2021 № НШ-249/1пр		
13	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	2024	1. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД». 2. Протокол совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгина от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	133.49	133.49
14	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	2024	1. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД». 2. Протокол совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгина от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	226.79	226.79

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение проекта	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
15	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	2024	1. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД». 2. Протокол совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	151.86	151.86
16	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	2024	1. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД». 2. Протокол совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	272.38	272.38

Примечания

1 <sup>1)</sup> Необходимый год реализации – год среднесрочного периода, в котором на основании анализа существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на исключение (предотвращение) необходимости применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), обеспечение нормативного уровня балансовой надежности и обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима.

2 <sup>2)</sup> Планируемый год реализации – год среднесрочного периода, определенный с учетом планов и решений по перспективному развитию энергосистемы, строительству, реконструкции, модернизации, техническому перевооружению, вводу в эксплуатацию и выводу из эксплуатации объектов по производству электрической энергии (мощности) и объектов электросетевого хозяйства, технологическому присоединению к электрическим сетям, учтенных в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами.