

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	9
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	10
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	12
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики.....	15
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	15
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций.....	15
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	15
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	21
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	21
2.2.4 Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций	22
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	23
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	23
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям.....	23
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы	24
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	24

3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	27
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	28
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	29
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы	32
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	32
4.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Республики Башкортостан.....	32
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	35
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	36
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	38
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	39
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	40
7.1	Основные подходы.....	40
7.2	Исходные допущения.....	41
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	44
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	45
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	47
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	49
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	50
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	51
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также	

обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии	56
--	----

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИП	–	инвестиционный проект
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КОММод	–	отбор проектов реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций
КПД	–	коэффициент полезного действия
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы

СЭС	–	солнечная электростанция
T	–	трансформатор
TНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
TУ	–	технические условия
TЭС	–	тепловая электростанция
TЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЦП	–	центр питания
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)
S	–	полная мощность
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Республики Башкортостан за период 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Башкортостан на каждый год перспективного периода (2024–2029 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2029 года.

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

- мероприятия, направленные на исключение ввода ГАО в электрической сети, включая заявленные сетевыми организациями;

- перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям;

- мероприятия, направленные на предотвращение рисков ввода ГАО с учетом обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и мощности;

- перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО.

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

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Республики Башкортостан входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ и обслуживает территорию Республики Башкортостан.

Основная сетевая организация, осуществляющая функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Республики Башкортостан и владеющая объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и/или выше:

– АО «Башкирская электросетевая компания» (АО «БЭСК», включающая в себя ООО «БСК», ООО «Башкирэнерго» и ООО «БЭСК Инжиниринг») – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии на территории Республики Башкортостан.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Республики Башкортостан связана с энергосистемами:

– Оренбургской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Оренбургское РДУ): ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 5 шт.;

– Пермского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Пермское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 5 шт.;

– Республики Татарстан (Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт.;

– Удмуртской Республики (Филиал АО «СО ЕЭС» Пермское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– Челябинской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Челябинское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 6 шт., ВЛ 110 кВ – 15 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Республики Башкортостан

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ООО «Башнефть-Добыча»	423,4
ПАО «АНК «Башнефть»	225,9
ООО «БГК»	210,9
ООО «Газпром нефтехим Салават», АО «Салаватнефтемаш»	192,8
ОАО «РЖД»	181,9
АО «БСК», производство «Каустик»	127,6

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 50 МВт	
АО «Учалинский ГОК» (Сибайский филиал)», ООО «Башкирская медь» и АО «Бурибаевский ГОК»	94,1
ПАО «Уфаоргсинтез»	84,5
АО «Транснефть-Урал»	71,8
АО «СНХЗ»	56,5
АО «БСК», производство «Сода»	59,4
Более 10 МВт	
ПАО «ОДК-УМПО»	46,9
АО «БМК»	40,2
ООО «НСТЭЦ»	37,5
АО «ПОЛИЭФ»	33,4
ООО «ХайдельбергЦемент Рус»	22,6
ГУП РБ «Уфаводоканал»	20,9
ООО «Кроношпан Башкортостан»	18,2
АО «Белзан»	15,3
ООО «Кумертауская ТЭЦ»	13,3
Филиал в РБ ООО «РСХ»	13,6
АО «Салаватстекло»	12,1

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Башкортостан на 01.01.2023 составила 5562,7 МВт, в том числе: ГЭС – 223,4 МВт, ТЭС – 5243,6 МВт, ВЭС – 1,7 МВт, СЭС – 94,0 МВт.

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

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

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

Наименование	На 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	5498,0	115,0	50,0	-0,3	–	5562,7
ГЭС	223,4	–	–	–	–	223,4
ТЭС	5188,9	105,0	50,0	-0,3	–	5243,6
ВИЭ – всего	85,7	10,0	–	–	–	95,6
ВЭС	1,7	–	–	–	–	1,7
СЭС	84,0	10,0	–	–	–	94,0

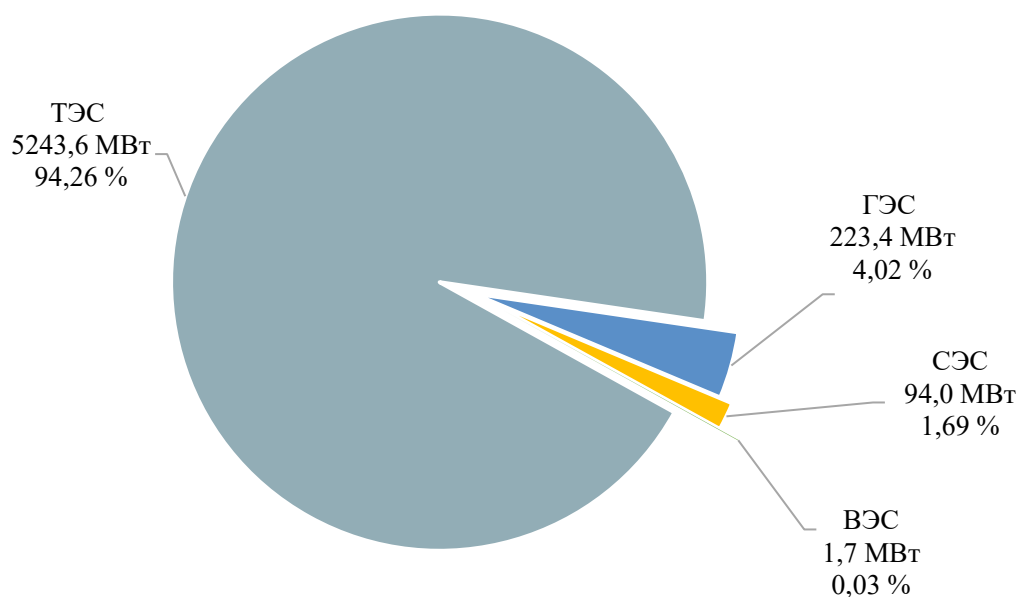


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Башкортостан по состоянию на 01.01.2023

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

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

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

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	27584	27430	25579	26465	27560
Годовой темп прироста, %	1,29	-0,56	-6,75	3,46	4,14
Максимум потребления мощности, МВт	4049	3992	3915	4121	4195
Годовой темп прироста, %	0,05	-1,41	-1,93	5,26	1,80
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6813	6871	6534	6422	6570
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	21.12 08:00	28.01 08:00	10.02 17:00	29.12 08:00	08.12 08:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-16,4	-18,8	-14,2	-21,3	-24,8

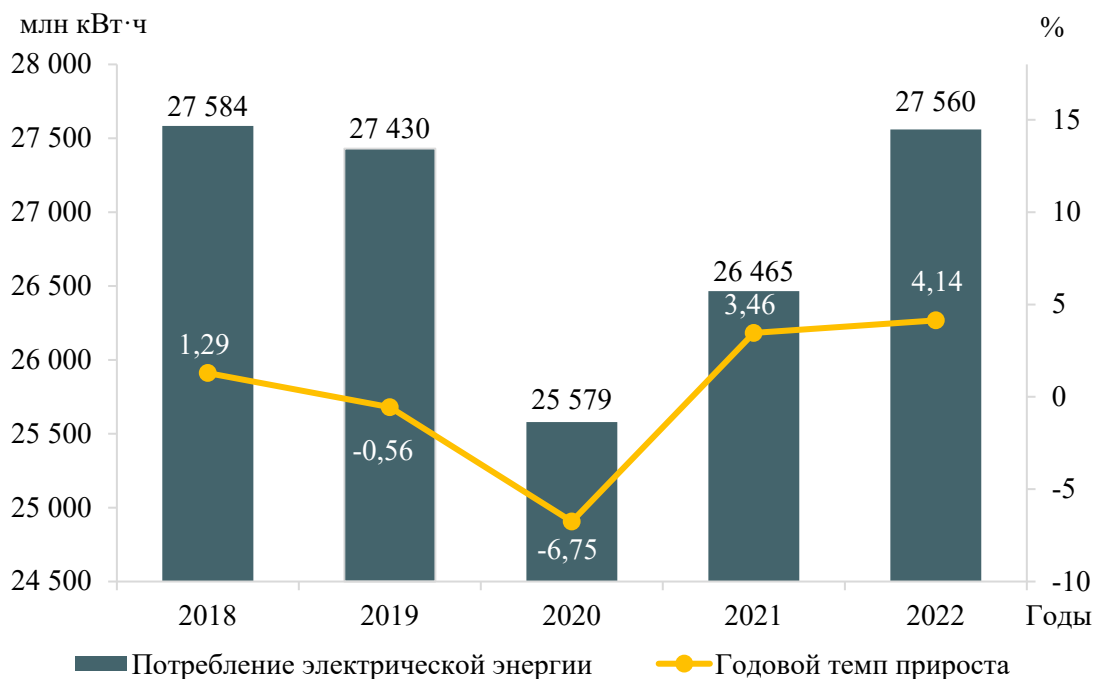


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Республики Башкортостан и годовые темпы прироста

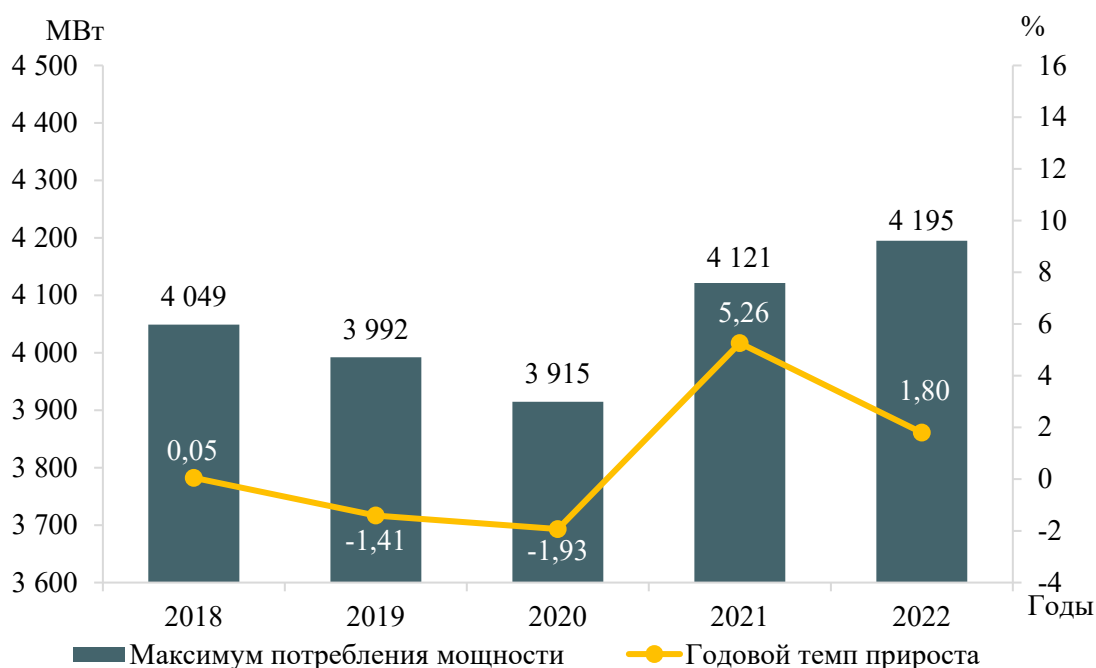


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Башкортостан и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Башкортостан увеличилось на 326 млн кВт·ч и составило в 2022 году 27560 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,24 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 4,14 % в 2022 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 6,75 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Башкортостан увеличился на 148 МВт и составил 4195 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,72 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 5,26 % в 2021 году; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2020 году и составило 1,93 %, что было обусловлено снижением потребления мощности ряда промышленных предприятий.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы Республики Башкортостан является достаточно плотным, что обусловлено наличием большой доли производственной сферы.

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

- разнонаправленными тенденциями потребления предприятиями по добыче полезных топливно-энергетических ископаемых;
- снижением потребления в обрабатывающих производствах, в большей степени в производстве кокса и нефтепродуктов;
- ростом потребления в домашних хозяйствах;
- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- значительной разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Башкортостан приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Башкортостан приведен в таблице 5.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Толпар от ВЛ 110 кВ Дема – Ирек с отпайками	ООО «Башкирэнерго»	2018	0,04 км
2	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Толпар от ВЛ 110 кВ Дема – Чишмы-тяги «Красная» с отпайками	ООО «Башкирэнерго»	2018	0,04 км
3	110 кВ	КВЛ 110 кВ Уфа-Южная – Набережная I цепь с отпайками. Подключение ПС 110 кВ Кустаревская от КВЛ 110 кВ Уфа-Южная – Набережная I цепь с отпайками	ООО «Башкирэнерго»	2019	3,04 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
4	110 кВ	КВЛ 110 кВ Уфа-Южная – Набережная II цепь с отпайками. Подключение ПС 110 кВ Кустаревская от КВЛ 110 кВ Уфа-Южная – Набережная II цепь с отпайками	ООО «Башкирэнерго»	2019	3,04 км
5	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Цемикс от ВЛ 110 кВ Агаповская – Сиб.ПП с отпайками	ООО «Башкирэнерго»	2021	1,09 км
6	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Цемикс от ВЛ 110 кВ ПС 90 – Сиб.ПП I цепь с отпайками	ООО «Башкирэнерго»	2021	1,05 км
7	110 кВ	ВЛ 110 кВ Рудничная – Бузавлык. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Бузавлык – Юбилейная на ПС 110 кВ Рудничная с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Рудничная – Юбилейная, ВЛ 110 кВ Рудничная – Бузавлык	ООО «Башкирская медь»	2021	1,58 км
8	110 кВ	ВЛ 110 кВ Рудничная – Юбилейная. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Бузавлык – Юбилейная на ПС 110 кВ Рудничная с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Рудничная – Юбилейная, ВЛ 110 кВ Рудничная – Бузавлык	ООО «Башкирская медь»	2021	1,51 км
9	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Романовка от ВЛ 110 кВ Уфимская ТЭЦ-4 – Дема I цепь с отпайками	ООО «Башкирэнерго»	2021	1 км
10	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Романовка от ВЛ 110 кВ Уфимская ТЭЦ-4 – Дема II цепь с отпайками	ООО «Башкирэнерго»	2021	1 км
11	110 кВ	Замена провода (АС -185) на кабель (ПвП2г-3×(1×800/150) на КВЛ 110 кВ Западная – Глумилино I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Кубанская	ООО «Башкирэнерго»	2022	0,686 км
12	110 кВ	Замена провода (АС -185) на кабель (ПвП2г-3×(1×800/150) на КВЛ 110 кВ Западная – Глумилино II цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Кубанская	ООО «Башкирэнерго»	2022	0,686 км
13	110 кВ	Включение в работу нового участка ВЛ 110 кВ Агаповская – Сиб.ПП от опоры № 8 до опоры № 12 отпайки ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Красная Башкирия.	ООО «Башкирэнерго»	2022	0,181 км
14	110 кВ	Включение в работу нового участка ВЛ 110 кВ ПС 90 – Сиб.ПП II цепь с отпайками от опоры № 245/10 до опоры № 12 отпайки на ПС 110 кВ Красная Башкирия.	ООО «Башкирэнерго»	2022	0,05 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
15	110 кВ	Включение в работу нового участка ВЛ 110 кВ ПС 90 – Сиб.ПП II цепь с отпайками от опоры № 245/10 до опоры № 252	ООО «Башкирэнерго»	2022	2,755 км
16	110 кВ	Включение в работу нового участка ВЛ 110 кВ ПС 90 – Сиб.ПП II цепь с отпайками от опоры № 245/10 до опоры № 248	ООО «Башкирэнерго»	2022	0,865 км
17	110 кВ	Включение в работу нового участка ВЛ 110 кВ Агаповская – Сиб.ПП с отпайками от опоры № 202 до опоры № 214	ООО «Башкирэнерго»	2022	2,779 км
18	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Алексеевка от ВЛ 110 кВ Аксаково – Завод II цепь с отпайками	ООО «Башкирэнерго»	2022	16,5 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	Ввод Т-2, Т-3, Т-4 на Затонской ТЭЦ	ООО «Башкирская генерирующая компания»	2018	2×125 МВА 200 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Толпар	Абонентская	2018	2×2,5 МВА
3	110 кВ	Замена трансформатора на Уфимская ТЭЦ-3	ООО «Башкирская генерирующая компания»	2018	40 МВА
4	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Кустаревская	ООО «Башкирэнерго»	2019	2×40 МВА
5	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Романовка	ООО «Башкирэнерго»	2021	2×10 МВА
6	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Рудничная	ООО «Башкирская медь»	2021	2×25 МВА
7	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Цемикс	ООО «Цемикс»	2021	10 Мвар 2×16 МВА
8	110 кВ	Замена трансформатора 1Т на ПС 110 кВ Шахты	АО «Учалинский ГОК»	2022	63 МВА
9	110 кВ	Ввод БСК на ПС 110 кВ Учалы	ООО «Башкирэнерго»	2022	58 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 Республики Башкортостан отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

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

Таблица 6 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С	
		Уфимский энергорайон	Центральная часть
2018	19.12.2018	-12,7	-12,3
	20.06.2018	19,8	19,6
2019	18.12.2019	-4,6	-3,9
	19.06.2019	18,0	15,7
2020	16.12.2020	-7,9	-8,4
	17.06.2020	20,6	20,4
2021	15.12.2021	-5,0	-4,7
	16.06.2021	24,5	24,5
2022	21.12.2022	-16,5	-15,6
	15.06.2022	20,0	19,5

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

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

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

2.2.1.1 ООО «Башкирэнерго»

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

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

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Падеевка	110	1Т	ТДТН-25000/110	115	25	1994	85	5,5	4,3	4,3	4,6	5,3	3,5	2,4	2,4	3,5	3,0	0
		35			38,5	25													
		10			11	25													
		110	2Т	ТДТН-25000/110	115	25	1994	95	10,3	9,8	10,8	9,6	10,3	3,1	4,3	4,3	4,6	4,3	
		35			38,5	25													
		10			11	25													
2	ПС 110 кВ Старо-Кубово	110	1Т	ТДН-16000/110	110	16	1982	91	8,89	5,41	6,22	6,49	11,94	2,11	2,96	2,63	0,58	3,74	0
		10			10	16													
		110	2Т	ТДТН-16000/110	115	16	1977	91	7,87	4,81	5,52	5,76	10,59	1,86	2,66	2,34	0,52	3,32	
		35			38,5	16													
		10			11	16													
		10			11	16													
3	ПС 110 кВ Нагаево	110	1Т	ТДН-16000/110	115	16	1996	88	10,6	11,6	14,2	12,4	12,7	4,2	3,5	7,7	4,0	5,2	0
		10			11	16													
		110	1Т	ТДН-16000/110	115	16	1996	95	8,5	8,1	11,7	11,8	11,8	2,9	3,3	0	4,1	4,2	
		10			11	16													
		10			11	16													
		10			11	16													

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

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Падеевка	1Т	ТДТН-25000/110	1994	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,05	1,05	1,05
		2Т	ТДТН-25000/110	1994	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,05	1,05	1,05
2	ПС 110 кВ Старо-Кубово	1Т	ТДН-16000/110	1982	91	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		2Т	ТДТН-16000/110	1977	91	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Нагаево	1Т	ТДН-16000/110	1996	88	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		2Т	ТДН-16000/110	1996	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

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

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Падеевка	2018	15,8	ПС 110 кВ Падеевка	НО ФРЖС РБ	18-10-13475-02-01	10.08.2018	2024	3,785	1,163	0,4	1,514	21,45	22,83	23,27	23,47	24,4	24,88
					ООО «Специализированный застройщик СМУ-3»	21-10-03003-02-01	30.03.2021	2024	1,044	–	10	0,417						
					ООО «Специализированный застройщик СМУ-2»	22-10-09091-02-01	04.06.2022	2024	1,363	–	10	0,545						
					Специализированный застройщик «МКД-СтройГрупп» ¹⁾	22-11-02319-02-01	14.06.2021	2024	1,89	–	10	0,756						
								2025	1,04	–	10	0,416						
								2026	1,04	–	10	0,416						
								2027	0,45	–	10	0,18						
2028	2,17	–	10	0,868														
2029	1,1	–	10	0,44														

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
					ООО «Группа компаний СУ-10»	14-10-10-008591-02-01	17.09.2014	2024	2,377	1,229	10	0,948						
					ООО «СЗ «СУ1-Затон»	23-10-00129-02-01	17.02.2023	2025	2,145	–	10	0,858						
					ООО «Экопластик»	23-10-00387-02-01	10.03.2023	2024	0,81	0,175	10	0,324						
					ООО СЗ «Баштехстрой»	19-10-15668-02-01	26.11.2019	2024	0,633	0,337	0,4	0,253						
					ООО СЗ «ФЖС»	17-10-13475-02-01	27.09.2017	2024	0,7	0,3	0,4	0,28						
					ТУ на ТП ниже 670 кВт (79 шт.)			2024	2,487	–	–	0,249						
2	ПС 110 кВ Старо-Кубово	2022	22,53	ПС 110 кВ Старо-Кубово	ООО «ГИП-Энерго»	21-11-16611-02-01	08.12.2021	2024	0,579	0,512	10	0,405	23,69	23,69	23,69	23,69	23,69	23,69
					ТУ на ТП ниже 670 кВт (383 шт.)			2024	6,824	–	–	0,682						
3	ПС 110 кВ Нагаево	2020	25,9	ПС 110 кВ Нагаево	ООО «Электрические сети» (Бирск)	21-11-13608-02-01	24.11.2021	2024	1,5	–	10	1,05	29,25	29,25	29,25	29,25	29,25	29,25
					ООО «ГИП-Энерго»	23-11-03283-02-01	17.04.2023	2024	0,44	0,46	10	0,308						
					ООО «ГИП-Энерго»	23-11-03288-02-01	17.04.2023	2024	0,76	0,14	10	0,532						
					ТУ на ТП ниже 670 кВт (660 шт.)			2024	12,417	–	–	1,242						

Примечание – ¹⁾ Для заявителя Специализированный застройщик «МКД-СтройГрупп» мощность указана для каждого этапа ТП.

ПС 110 кВ Падеевка.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 15,8 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 52,7 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -12,7 °С (для Уфимского энергорайона энергосистемы Республики Башкортостан) и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 26,24 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 3,2 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 9,08 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{персп}^{ТР} = 15,8 + 9,08 + 0 - 0 = 24,88 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 82,9 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ООО «Башкирэнерго» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Падеевка с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА).

ПС 110 кВ Старо-Кубово.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 22,53 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 117,3 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с данными собственника коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-16,5^{\circ}\text{C}$ (для Уфимского энергорайона энергосистемы Республики Башкортостан) и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,91 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 0,5125 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,16 МВА).

Согласно информации от ООО «Башкирэнерго» в соответствии с ТУ на ТП (ООО «ГИП-энерго» от 25.01.2022 № 22-11-16611-04-02) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Старо-Кубово с заменой 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 22,53 + 1,16 + 0 - 0 = 23,69 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 123,4 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Старо-Кубово ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Старо-Кубово расчетный объем ГАО составит 4,5 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 23,69 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ООО «Башкирэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Нагаево.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 25,9 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 129,5 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-7,9^{\circ}\text{C}$ (для Уфимского энергорайона энергосистемы Республики Башкортостан) и при режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 15,72 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 0,6 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,35 МВА).

Согласно информации от ООО «Башкирэнерго» в соответствии с несколькими ТУ на ТП (ООО «ГИП-энерго» от 06.04.2023 № 23-11-03283-04-01 и от 07.04.2023 № 23-11-03288-04-01) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Нагаево с заменой 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 25,9 + 3,35 + 0 - 0 = 29,25 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 146 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Нагаево ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Нагаево расчетный объем ГАО составит 9,25 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 29,25 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2×16 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ООО «Башкирэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

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

Предложения от сетевых организаций на территории Республики Башкортостан по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ отсутствуют.

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

Предложения сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям на территории Республики Башкортостан отсутствуют.

2.2.4 Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

В таблице 10 приведены предложения сетевых организаций, по которым сетевой организацией не представлена в полном объеме информация и документы, необходимые для принятия к рассмотрению предложения. Приведенные в таблице 10 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 10 – Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	ООО «Башкирэнерго»	Строительство ПС 110 кВ Кузнецовский Затон
2	ООО «Башкирэнерго»	Строительство ПС 110 кВ в районе н.п. Старый Юрмаш. Строительство ВЛ 110 кВ отпайка от ВЛ 110 кВ Уфа-Южная - Шакша-Районная, АС-185
3	ООО «Башкирэнерго»	ПС 110 кВ Кабаково-Районная. Замена сущ. силовых трансформаторов 2×10 МВА на силовые трансформаторы 2×16 МВА
4	ООО «Автоматизация Системы Технологии»	Строительство ЛЭП 110 кВ Сибайская-Мега-21 с отпайкой на ПС 110 кВ Плитпром. ПС Мега-21 110/10 кВ 2×80 МВА
5	ООО «Автоматизация Системы Технологии»	Строительство ВЛ-110 кВ Сибайская – Худолаз I и II ц. ПС Худолаз 110/10 кВ 2×63 МВА
6	ООО «Автоматизация Системы Технологии»	Строительство ЛЭП 110 кВ Сибайская – Сычуань. ПС 110 кВ Сычуань Сибай 110/10 кВ 2×63 МВА
7	ООО «Автоматизация Системы Технологии»	ПС Плитпром 110/10 кВ 2×25 МВА
8	ООО «Автоматизация Системы Технологии»	ПС 110 кВ Цемикс
9	ООО «Автоматизация Системы Технологии»	Строительство ЛЭП 110 кВ Сибайская-Подольск. ПС 110 кВ Подольск 110/10 кВ 2×63 МВА
10	ООО «Автоматизация Системы Технологии»	ПС 110 кВ Алга 110/20/20 кВ 2×100МВА. КВЛ 110 кВ Ново-Салаватская ТЭЦ – Алга I и II цепь

В части позиций 4–9 таблицы 10 необходимо отметить следующее.

Поступило предложение сетевых организаций ООО «Башкирэнерго» и ООО «АСТ» по реализации мероприятия по строительству ПС 500 кВ Зауралье, предназначенной для осуществления технологического присоединения группы новых потребителей в районе Зауралья на территории Республики Башкортостан. В соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение суммарная заявленная максимальная мощность энергопринимающих устройств составляет 279,332 МВт. Строительство ПС 500 кВ Зауралье предусмотрено с установкой двух автотрансформаторов 500/110 кВ номинальной мощностью 250 МВА каждый и строительством заходов ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Ириклинская ГРЭС в РУ 500 кВ ПС 500 кВ Зауралье.

По результатам анализа текущих и перспективных схемно-режимных и режимно-балансовых ситуаций в энергосистеме Республики Башкортостан и отдельных ее энергорайонах не выявлено рисков выхода параметров электроэнергетического режима за пределы допустимых значений и возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности на период до 2028 года. Строительство ПС 500 кВ Зауралье предназначено непосредственно для осуществления технологического присоединения группы новых потребителей.

В соответствии с Правилами, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 2556 [3], п. 53, учет инвестиционных проектов в районе Зауралья на территории Республики Башкортостан, по которым утверждены

технические условия, в прогнозе потребления электрической энергии и мощности при разработке схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2024–2029 годы возможен при предоставлении договоров об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям.

В связи с отсутствием договоров об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям новых потребителей в районе Зауралья на территории Республики Башкортостан предложение по строительству ПС 500 кВ Зауралье не может быть принято к рассмотрению.

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше на территории Республики Башкортостан для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы

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

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

Таблица 11 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Республики Башкортостан

№ 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							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
1	ООО «Кроношпан Башкортостан»	ООО «Кроношпан Башкортостан»	35,5	10,5	10	2023–2024	ПС 220 кВ Гвардейская
2	Жилой микрорайон вблизи села Алаторка Иглинского района	Администрация Муниципального района Иглинский район Республики Башкортостан	0,0	16,0	10	2024	ПС 110 кВ Алаторка
3	Объекты жилой застройки в пос. Цветы Башкирии	ООО «ИС ТВК»	6,1	9,9	6	2023 2025 с поэтапным набором мощности до 2027	ПС 110 кВ Цветы Башкирии
4	ПС 110 кВ Рудничная	ООО «Башкирская медь»	3,0	15,4	110	2023	ПС 110 кВ Юбилейная ПС 110 кВ Бузавлык ПС 110 кВ Бурибай
5	Объекты жилой застройки и детский образовательный центр	ООО «Специализированный застройщик «СФ «ПСК-6»	0,0	12,9	10	2023 с поэтапным набором мощности до 2029	Уфимская ТЭЦ-2 ПС 110 кВ Инорс

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
6	Новая тяговая ПС 110 кВ Гайны/т	ОАО «РЖД»	0,0	11,0	110	2023	ПС 110 кВ Аксеново/т ПС 110 кВ Аксаково/т ПС 110 кВ Шафраново/т ПС 110 кВ Глуховская/т
7	Новая тяговая ПС 110 кВ Казангул/т	ОАО «РЖД»	0,0	11,0	110	2023	ПС 110 кВ Раевка/т ПС 110 кВ Чишмы/т ПС 110 кВ Новая ПС 110 кВ Ирек
8	Завод по хранению, первичной и глубокой переработке желтого гороха	ООО «ТАВРОС ЭКОПУЛЬС»	0,0	10,2	6	2023	ПС 110 кВ Юлдаш
9	Энергопринимающие устройства цементной мельницы № 16 ООО «Строительные материалы»	ООО «ХайдельбергЦемент РУС»	11,09	10,0	6	2027	Стерлитамакская ТЭЦ

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

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

Таблица 12 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Башкортостан

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	27993	28351	28900	29632	30353	31005	31369
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	358	549	732	721	652	364
Годовой темп прироста, %	–	1,28	1,94	2,53	2,43	2,15	1,17

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Башкортостан прогнозируется на уровне 31369 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,87 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2026 году и составит 732 млн кВт·ч или 2,54 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2024 году и составит 358 млн кВт·ч или 1,28 %.

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

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



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

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии энергосистемы Республики Башкортостан обусловлена следующими основными факторами:

- увеличением потребления действующими промышленными предприятиями;
- вводом центров обработки данных;
- развитием железнодорожного транспорта;
- ростом потребления в домашних хозяйствах.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

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

Таблица 13 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Башкортостан

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	4269	4336	4434	4541	4601	4637	4669
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	67	98	107	60	36	32
Годовой темп прироста, %	–	1,57	2,26	2,41	1,32	0,78	0,69
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6557	6539	6518	6525	6597	6686	6719

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Башкортостан к 2029 году прогнозируется на уровне 4669 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,54 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 107 МВт или 2,41 %; наименьший ожидается в 2029 году и составит 32 МВт или 0,69 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы к концу рассматриваемого прогнозного периода уплотнится. Число часов использования максимума потребления мощности к 2029 году прогнозируется 6719 ч/год.

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

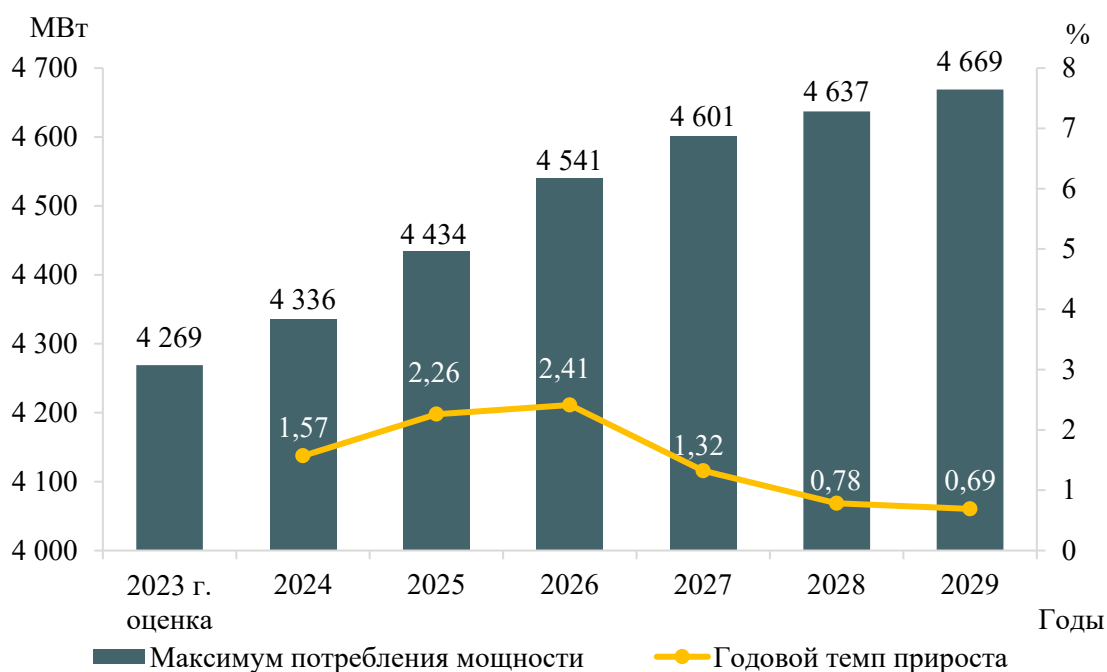


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Республики Башкортостан и годовые темпы прироста

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Башкортостан в 2023 году ожидаются в объеме 18,4 МВт. В период 2024–2029 годов вводы новых генерирующих мощностей предусматриваются в объеме 50 МВт.

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

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

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024– 2029 гг.
Энергосистема Республики Башкортостан	18,4	50,0	–	–	–	–	–	50,0
ТЭС	18,4	50,0	–	–	–	–	–	50,0

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Башкортостан в период 2024–2029 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в объеме 72,6 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Башкортостан в 2029 году составит 5708,7 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Республики Башкортостан не претерпит существенных изменений.

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

Таблица 15 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Башкортостан, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Энергосистема Республики Башкортостан	5586,1	5636,1	5650,9	5668,9	5708,7	5708,7	5708,7
ГЭС	223,4	223,4	223,4	223,4	223,4	223,4	223,4
ТЭС	5262,0	5312,0	5326,8	5344,8	5384,6	5384,6	5384,6
ВИЭ – всего	100,6	100,6	100,6	100,6	100,6	100,6	100,6
ВЭС	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
СЭС	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0

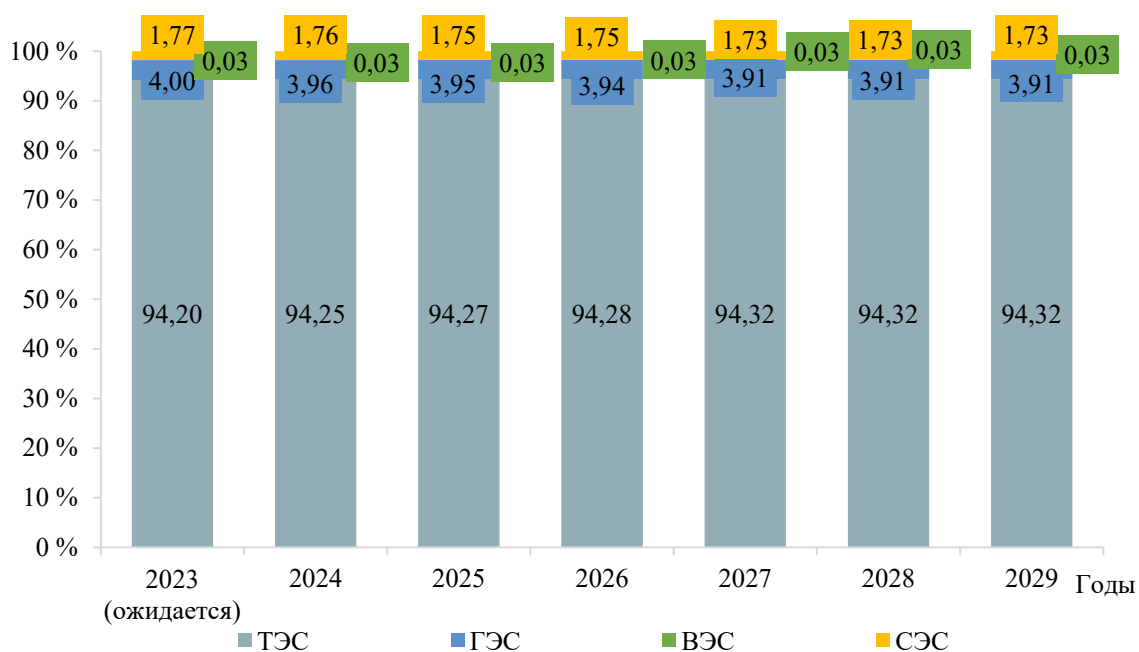


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Башкортостан

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

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы

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

Мероприятия, направленные на исключение ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Республики Башкортостан не требуются.

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

В таблице 16 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Республики Башкортостан.

Таблица 16 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Республики Башкортостан

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Строительство ПС 110 кВ Юлдаш с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ООО «Башкирэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ТАВРОС ЭКОПУЛЬС»	ООО «ТАВРОС ЭКОПУЛЬС»	–	10,188
	Строительство двух отпайк от ВЛ 110 кВ Уфимская ТЭЦ 4 – Приуфимская ТЭЦ I, II цепь до ПС 110 кВ Юлдаш ориентировочной протяженностью 0,391 км каждая		110	км	2×0,391	–	–	–	–	–	–	–				
2	Строительство ПС 110 кВ Гайны-тяги с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 12,5 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×12,5	–	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	11
	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Шафраново-тяги – Глуховская-тяги до ПС 110 кВ Гайны-тяги ориентировочной протяженностью 1,0 км и отпайки от ВЛ 110 кВ Аксёново-тяги – Аксаково-тяги до ПС 110 кВ Гайны-тяги ориентировочной протяженностью 0,9 км	ООО «Башкирэнерго»	110	км	1 0,9	–	–	–	–	–	–	1,9				
3	Строительство ПС 110 кВ Казангул-тяги с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 12,5 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×12,5	–	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	11
	Строительство двух отпайк от ВЛ 110 кВ Раевка-тяги – Ирек с отпайками, ВЛ 110 кВ Чишмы-тяги – Новая «Желтая» с отпайками до ПС 110 кВ Казангул-тяги ориентировочной протяженностью 2,8 км каждая	ООО «Башкирэнерго»	110	км	2×2,8	–	–	–	–	–	–	5,6				
4	Строительство ПС 110 кВ Инорс с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Башкирэнерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Специализированный застройщик «СФ «ПСК-6»	ООО «Специализированный застройщик «СФ «ПСК-6»	–	12,86
	Строительство двух отпайк от ВЛ 110 кВ Уфимская ТЭЦ-2 – Сипайлово I, II цепь до ПС 110 кВ Инорс ориентировочной протяженностью 2,6 км каждая		110	км	–	2×2,6	–	–	–	–	–	–				
5	Строительство ВЛ 110 кВ Узьян – Байназарово ориентировочной протяженностью 58,25 км	ООО «Башкирэнерго»	110	км	58,25	–	–	–	–	–	–	58,25	Обеспечение технологического присоединения потребителя МОБУ СОШ Байназарово	МОБУ СОШ Байназарово	–	0,6
6	Реконструкция ПС 110 кВ Романовка с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на трансформаторы 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Башкирэнерго»	110	МВА	–	–	–	2×25	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО Специализированный застройщик «Эко-Механика»	Специализированный застройщик «Эко-Механика»	–	6,89
7	Реконструкция ПС 110 кВ Цветы Башкирии с заменой трансформаторов 1Т 110/6/6 кВ и 2Т 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы 110/6/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Башкирэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Инженерные сети ТВК»	ООО «Инженерные сети ТВК»	–	16,48

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
8	Строительство ПС 110 кВ Алаторка с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Башкирэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя Администрация муниципального района Иглинский	Администрация муниципального района Иглинский	–	16
	Строительство ВЛ 110 кВ Гвардейская – Алаторка 1,2 цепь ориентировочной протяженностью 8,83 км		110	км	2×8,83	–	–	–	–	–	–	–				
9	Строительство ПС 110 кВ Осоргино с трансформатором 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ООО «Башкирэнерго»	110	МВА	16	–	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителя Администрация муниципального района Уфимский	Администрация муниципального района Уфимский	–	14,3
	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Демы – Бекетово 3 цепь до ПС 110 кВ Осоргино ориентировочной протяженностью 0,1 км		110	км	0,1	–	–	–	–	–	–	–				
10	Реконструкция ПС 110 кВ Кармаскалы с заменой трансформаторов 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Башкирэнерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Кармаскалинсксельхозэнерго»	ООО «Кармаскалинсксельхозэнерго»	15,133	3
													Обеспечение технологического присоединения потребителя ИП КФХ Курмаева Элина Рустэмовна	ИП КФХ Курмаева Элина Рустэмовна	–	0,7
11	Реконструкция ПС 110 кВ Прибельск с заменой трансформаторов 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Башкирэнерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Сен-Гобен Строительная Продукция Рус»	ООО «Сен-Гобен Строительная Продукция Рус»	–	3,5

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

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

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Нагаево с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Башкирэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Электрические сети» (Бирск), ООО «ГИП-Энерго»
2	Реконструкция ПС 110 кВ Старо-Кубово с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Башкирэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ГИП-Энерго»

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

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

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

Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрической сети Республики Башкортостан, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления 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) утвержденных приказом Министерства промышленности, энергетики и инноваций Республики Башкортостан от 29.12.2022 № 247-О изменений, вносимых в инвестиционную программу ООО «Башкирэнерго» на 2014–2023 годы, утвержденную приказом Министерства промышленности и инновационной политики Республики Башкортостан от 16.09.2014 № 241-О (с последующими изменениями);

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

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

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации и основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликованы 14.04.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

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

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

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

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

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [3];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

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

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

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

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2023 год на территории Республики Башкортостан осуществляют свою деятельность 37 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ООО «Башкирэнерго» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 64 % в суммарной НВВ сетевых организаций Республики Башкортостан) и ООО «Башкирская сетевая компания» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 18 % в суммарной НВВ сетевых организаций Республики Башкортостан).

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

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО Республики Башкортостан на прогнозный период включает в себя:

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

– прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети»;

- затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети»;
- НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанная на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2022 год в соответствии с:

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

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

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

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

– бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

– формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 № 24.

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов¹, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов,

¹ Приказ ФАС России от 24.11.2022 № 860/22 и Постановление Государственного комитета Республики Башкортостан по тарифам от 28.12.2021 № 830.

принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

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

- нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

- заемные средства;

- государственные субсидии.

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

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

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	26 %	0 % – 26 % от размера чистой прибыли
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 % – 9,5 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2023 год постановлением Государственного комитета Республики Башкортостан по тарифам от 25.11.2022 № 684 (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Республики Башкортостан, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³.

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

Затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» определены на основании фактических данных за 2022 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2023 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Республики Башкортостан, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

³ Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации и основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликованы 14.04.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

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

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2023 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	3 %	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Темп роста экономически обоснованного единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии Республики Башкортостан по тарифному решению	3 %	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	4,8 %	3,3 %	0,8 %	1,4 %	1,0 %	0,3 %

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

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

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

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

программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

За горизонтом периода, на который утверждена инвестиционная программа основной ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы.

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Республики Башкортостан представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Республики Башкортостан (в млн руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	4001	4143	4199	4196	4197	3774
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	54	56	59	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	5406	4965	5030	5049	5051	4514

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Башкортостан при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 21 и на рисунке 7.

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

Таблица 21 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Башкортостан при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	35,3	37,7	39,4	41,2	42,8	44,4
НВВ	млрд руб.	35,1	36,7	37,8	39,0	40,0	40,4
Δ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-0,3	-1,0	-1,6	-2,3	-2,9	-4,0
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7	1,7
Среднегодовой темп роста	%	–	103	104	103	103	103
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6
Среднегодовой темп роста	%	–	101	102	102	102	101
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,01	-0,04	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2

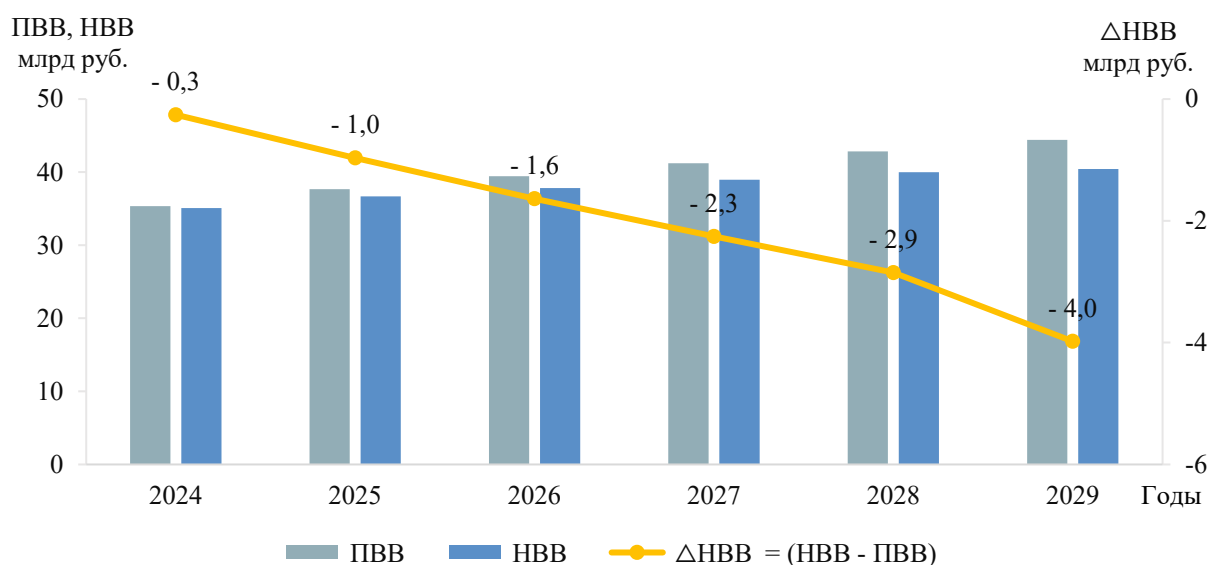


Рисунок 7 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Башкортостан при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый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

Как видно из таблицы 21, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Республики Башкортостан при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

7.4 Оценка чувствительности экономических условий

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

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

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

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

– сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2023 года в течение всего прогнозного периода.

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

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 8.

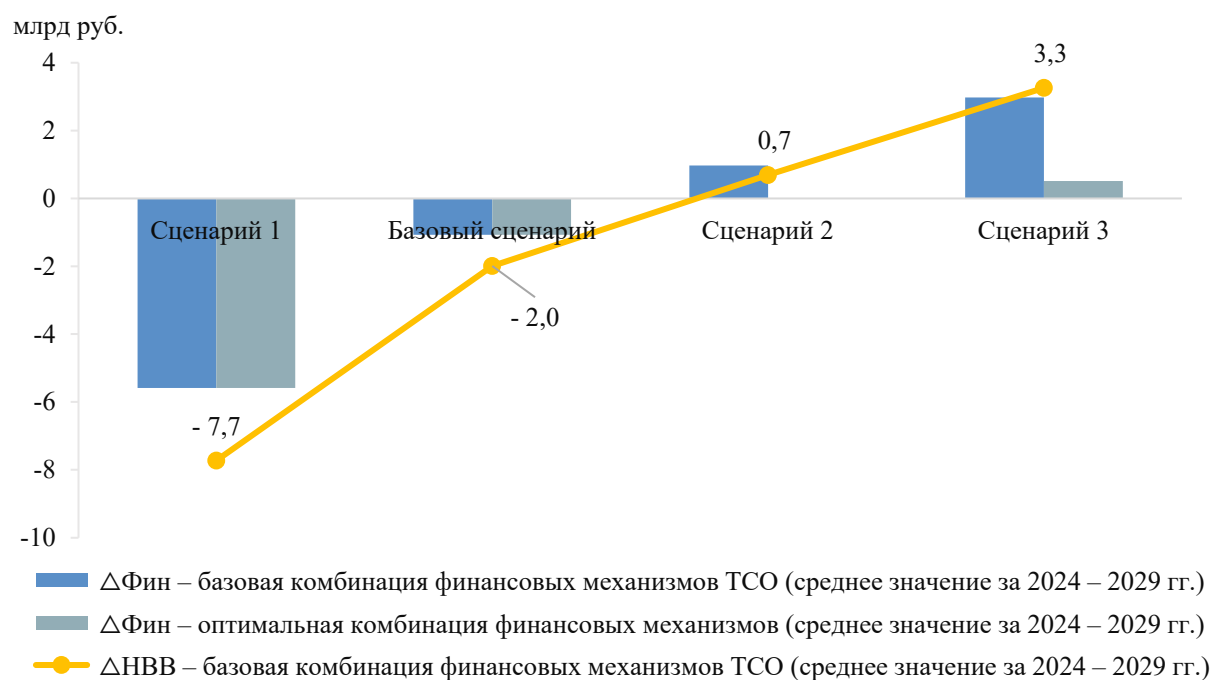


Рисунок 8 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	10 %	12 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	18 %	63 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %	8 %

Как видно из рисунка 8, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в сценарии 2 за счет изменения финансовых механизмов (таблица 22). В наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2023 года) определено снижение дефицита финансирования за счет увеличения доли бюджетного финансирования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

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

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

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Республики Башкортостан оценивается в 2029 году в объеме 31369 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,87 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Башкортостан к 2029 году составит 4669 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,54 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период уплотнится. Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Республики Башкортостан в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 6539–6719 ч/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Башкортостан в 2023 году ожидаются в объеме 18,4 МВт. В период 2024–2029 годов вводы новых генерирующих мощностей предусматриваются в объеме 50 МВт.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Башкортостан в прогнозный период 2024–2029 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в объеме 72,6 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Башкортостан в 2029 году составит 5708,7 МВт.

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

Всего за период 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 89,492 км, трансформаторной мощности 558 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 24.08.2023).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

3. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025> (дата обращения: 24.08.2023).

4. 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: 24.08.2023).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2029 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
Энергосистема Республики Башкортостан														
Павловская ГЭС	ООО «БГК»													
		1	ПЛ-577-ВБ-550	-	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6		
		2	ПЛ-577-ВБ-550		41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	
		3	ПЛ-577-ВБ-550		41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	
		4	ПЛ-577-ВБ-550		41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	
Установленная мощность, всего		-	-		166,4	166,4	166,4	166,4	166,4	166,4	166,4	166,4		
Нугушская ГЭС	ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ»													
		1	РО 123-ВБ160	-	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8		
		2	РО 123-ВБ160		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		3	РО 123-ВБ160		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
Установленная мощность, всего		-	-		11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3		
Кармановская ГРЭС	ООО «БГК»													
		1	К-315-240-3М	Газ, мазут	315,2	315,2	315,2	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	Модернизация в 2025 г.	
		2	К-300-240-1		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	330,0	330,0	330,0	Модернизация в 2027 г.
		3	К-316-240-3М		316,0	316,0	316,0	316,0	316,0	316,0	316,0	316,0	316,0	
		4	К-300-240-1		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
		5	К-300-240-1		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
		6	К-300-240-6МР		324,7	324,7	324,7	324,7	324,7	324,7	324,7	324,7	324,7	
Установленная мощность, всего		-	-		1855,9	1855,9	1855,9	1870,7	1870,7	1900,7	1900,7	1900,7		
Стерлитамакская ТЭЦ	ООО «БГК»													
		4	ПТ-60-130/13	Газ, мазут	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
		5	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		6	Р-50/60-130/13-2		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		9	Т-100-130		100,0	100,0	100,0	100,0	118,0	118,0	118,0	118,0	118,0	Модернизация в 2026 г.
		10	Р-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
Установленная мощность, всего		-	-		320,0	320,0	320,0	320,0	338,0	338,0	338,0	338,0		
Ново-Стерлитамакская ТЭЦ	ООО «БГК»													
		1	ПТ-60-130/13	Газ, мазут	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
		2	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		3	ПТ-135/165-130/15		135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	139,9	139,9	139,9	139,9	Модернизация в 2027 г.
Установленная мощность, всего		-	-		255,0	255,0	255,0	255,0	255,0	259,9	259,9	259,9		
Уфимская ТЭЦ-4	ООО «БГК»													
		6	ПТ-60-130/13	Газ, мазут	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
		7	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		8	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		9	Р-45-130/13		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	49,9	49,9	49,9	49,9	Модернизация в 2027 г.
		10	К-45-1,6		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
Установленная мощность, всего		-	-		270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	274,9	274,9	274,9		
Салаватская ТЭЦ	ООО «БГК»													
		7	ПТ-60-90/13	Газ, мазут	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
		9	Тп-60-90		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		10	ПТ-60-90/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
Установленная мощность, всего		-	-		180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
														Установленная мощность (МВт)
Ново-Салаватская ТЭЦ	ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ»			Газ, мазут										
		1	P-50				50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г. ¹⁾
		4	P-40-130		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
		5	P-105-12,8/1,5		105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	
		6	ПТ-135/165-130/15		135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	
		7	ПТ-135/165-130/15		135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	415,0	415,0	465,0	465,0	465,0	465,0	465,0	465,0		
Ново-Салаватская ПГУ (ПГУ-410Т ООО «Ново-Салаватская ПГУ»)	ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ»			Газ										
		1, 2	ПГУ-410Т		432,0	432,0	432,0	432,0	432,0	432,0	432,0	432,0	432,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	432,0	432,0	432,0	432,0	432,0	432,0	432,0	432,0		
Уфимская ТЭЦ-2	ООО «БГК»			Газ, мазут										
		1, 3	ПГУ		61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	
		4	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		5	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		6	T-110/120-12,8		118,0	118,0	118,0	118,0	118,0	118,0	118,0	118,0	118,0	
		7	T-110/120-130-4		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
	8	T-110/120-130-3	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0			
Установленная мощность, всего		–	–	–	519,0	519,0	519,0	519,0	519,0	519,0	519,0	519,0		
Кумертауская ТЭЦ	ООО «Кумертауская ТЭЦ»			Газ, мазут, уголь башкирский										
		5	ПТ-60-90/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
	6	ПТ-60-90/13	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0		
Уфимская ТЭЦ-3	ООО «БГК»			Газ, мазут										
		1	P-10-18		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		2	P-30-90/18		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		3	P-20-9,0/2,0		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		4	P-28/33-8,8/2,1		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
	5	ПТ-30-90	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0		
Приуфимская ТЭЦ	ООО «БГК»			Газ, мазут										
		1	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
	3	ПТ-90/100-130/16	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0		
Уфимская ТЭЦ-1	ООО «БГК»			Газ, мазут										
		6	ПР-24-8,8/1,0/0,12		23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0		
ТЭЦ АО «БСК»	АО «БСК»			Газ, мазут										
		1	P-1,8-33,5/16		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		2	P-1,8-33,5/16		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		3	P-1,8-33,5/16		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		4	P-4-35/5М		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		5	P-1,8-33,5/16		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		6	P-4-35/5М		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		8	P-4,4-3,3/1,1-1		4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	
Установленная мощность, всего		–	–	–	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
Затонская ТЭЦ	ООО «БГК»	ТГ-1, ТГ-2	ПГУ-220	Газ	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	
		ТГ-4, ТГ-3	ПГУ-220		220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	
		–	–		440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	
ВЭС «Тюпкильды»	ООО «БГК»	2-4	ЕТ 550/41-3	–	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	
		–	–		1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7		
Установленная мощность, всего		–	–	–	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	
Ишимбайская ГТУ	ООО «БГК»	1	ГТЭ-10/95	Газ	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
		–	–		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
ГТЭС Агидель	ООО «БашРТС»	1	ГТЭС «Урал-4000»	Газ	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		2	ГТЭС «Урал-4000»		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		–	–		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
Шакша-ТЭЦ (ГТУ-ТЭЦ Шакша)	ООО «БашРТС»	1	ГТЭ-10/95БМ	Газ	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
		–	–		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
Зауральская ТЭЦ	ООО «БГК»	1	JMS 620 GS-N.LC	Газ	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		2	JMS 620 GS-N.LC		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		3	JMS 620 GS-N.LC		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		4	JMS 620 GS-N.LC		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		5	JMS 620 GS-N.LC		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		6	JMS 620 GS-N.LC		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		9	JMS 620 GS-N.LC		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Установленная мощность, всего		–	–	–	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	
Слакская ГЭС	ООО «БГК»	1	Пр 20/1-Г-350	–	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	
		2	Пр 20-25		0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	
		3	Пр 20/1-Г-350		0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	
		–	–		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
Установленная мощность, всего		–	–	–	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
Узян МГЭС	ООО «БГК»	1	Пр 10-46-750-50	–	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
		–	–		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1		
Установленная мощность, всего		–	–	–	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
Авзян МГЭС	ООО «БГК»	1	Пр 20/1-Г-51	–	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
		–	–		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1		
Установленная мощность, всего		–	–	–	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
Кага МГЭС	ООО «БГК»	1	Пр 20/1-Г-51	–	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
		–	–		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1		
Установленная мощность, всего		–	–	–	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
Юмагузинская ГЭС	ООО «БГК»	1	ПЛ150-В-230	–	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		2	ПЛ150-В-230		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		3	ПЛ150-В-230		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
Мечетлинская МГЭС	ООО «БГК»	1	Пр 20/1-Г-100	–	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		2	Пр 20/1-Г-51		0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	
		3	Пр 20/1-Г-100		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		–	–		0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	
Установленная мощность, всего		–	–	–	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
														Установленная мощность (МВт)
ГТЭС «Сибай»	ООО «БГК»			Газ										
		1	ГТЭС-16ПА		16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0		
ГТУ совхоза «Алексеевский»	ГУСП совхоз «Алексеевский»			Газ										
		1	ГТЭ-10/95 БМ		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0		
ГПЭС «Метели»	ООО «Башнефть-Добыча»			Газ										
		1	CAT G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		2	CAT G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		3	CAT G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		4	CAT G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		5	CAT G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
Бурибаевская СЭС	ООО «Авелар Солар Технолджи»			–										
		1 очередь	ФЭСМ		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		2 очередь	ФЭСМ		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0		
Бугульчанская СЭС	ООО «Бугульчанская СЭС»			–										
		1 очередь	ФЭСМ		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
		2 очередь	ФЭСМ		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
		3 очередь	ФЭСМ		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0		
Исянгуловская СЭС	ООО «Авелар Солар Технолджи»			–										
		–	ФЭСМ		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0		
БКЭС «Искра»	ООО «Башнефть-Добыча»			Газ										
		1	C200 Capstone		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		2	C200 Capstone		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		3	C200 Capstone		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		4	C200 Capstone		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		5	C200 Capstone		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		6	C200 Capstone		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		7	C200 Capstone		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		8	C200 Capstone		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		9	C200 Capstone		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		10	C200 Capstone		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		11	C200 Capstone		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		12	C200 Capstone		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		13	C200 Capstone		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		14	C200 Capstone		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
Установленная мощность, всего		–	–	–	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Гафурийская СЭС	ООО «Санлайт Энерджи»	–	ФЭСМ	–	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Установленная мощность, всего		–	–		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Стерлибашевская СЭС	ООО «Санлайт Энерджи»	–	ФЭСМ	–	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Установленная мощность, всего		–	–		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
ТЭС Башнефть-УНПЗ	Филиала ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ»	1	P-4-35/10M-1	Газ	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
ТЭЦ Раевсахар	ООО «Раевсахар»	1	ТГ2,2АС/10,5P12/3	Газ	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	
		2	ТГ2,5 АС/10,5 P14/3		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	
Установка по выработке пара ООО «РемЭнергоМонтаж»	ООО «РемЭнергоМонтаж»	1	HNG 32/32	Газ		18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–		18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	
Агидельская СЭС №1	ООО «Курай Солар»	–	ФЭСМ	–	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Установленная мощность, всего		–	–		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Агидельская СЭС №2	ООО «Курай Солар»	–	ФЭСМ	–	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Установленная мощность, всего		–	–		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Верхняя Бурзянская СЭС	ООО «Хевел РГ»	–	ФЭСМ	–		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	Ввод в эксплуатацию 31.03.2023
Установленная мощность, всего		–	–			5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	

Примечание

1¹⁾ Ввод в эксплуатацию ТГ-1 (P-50) на Ново-Салаватской ТЭЦ в 2024 году согласно распоряжению Правительства Российской Федерации от 02.08.2019 № 1713-р. ТГ-1 (ПТ-50-130/15) выведен из эксплуатации 29.09.2022.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

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

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

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
1	Республики Башкортостан	Республика Башкортостан	Реконструкция ПС 110 кВ Нагаево с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Башкирэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2023	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности.	151,00	151,00

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
2	Республики Башкортостан	Республика Башкортостан	Реконструкция ПС 110 кВ Старо-Кубово с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Башкирэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности.	203,39	203,39

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации, обеспечение нормативного уровня балансовой надежности в зонах надежности или предусмотренных в государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России и на момент утверждения СиПР ЭЭС России не реализовано, то в качестве необходимого указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2²⁾ Планируемый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, определенный на основании проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, которые утверждаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России, с учетом решений согласительных совещаний по проектам инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.