

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ  
НА 2025–2030 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

## 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 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период .....	10
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период .....	11
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде .....	13
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России .....	19
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	19
2.2 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 .....	19
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ .....	19
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 .....	27
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	31
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	32
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше .....	32
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям .....	32

3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы .....	33
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	33
3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	35
3.3	Прогноз потребления мощности.....	36
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	37
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы .....	40
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	40
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 Татарстан.....	40
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	42
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 .....	42
4.5	Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют .....	44
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	46
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	47
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	48
7.1	Основные подходы.....	48
7.2	Исходные допущения.....	49
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	52
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	53
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	54
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	57

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	58
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к строительству, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	61
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 .....	66

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЧЗ	–	высокочастотный заградитель
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
КОММод	–	отбор проектов реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций
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
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПГУ	–	парогазовая установка
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РП	–	(электрический) распределительный пункт
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СиПР	–	Схема и программа развития
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы

Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
ТГК	–	территориальная генерирующая компания
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)
$S_{\text{длн}}$	–	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 Татарстан за период 2019–2023 годов. За отчетный принимается 2023 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 Татарстан на каждый год перспективного периода (2025–2030 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 2030 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Республики Татарстан на период до 2030 года, в том числе:

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

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

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

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

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

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

## **1 Описание энергосистемы**

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

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

– АО «Сетевая компания» – предприятие, осуществляющее функции оперативно-технологического управления в отношении принадлежащих ему объектов электросетевого хозяйства и функции передачи, распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–500 кВ на территории Республики Татарстан;

– ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина – предприятие, осуществляющее функции оперативно-технологического управления в отношении принадлежащих ему объектов электросетевого хозяйства и функции передачи, распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–220 кВ на территории Республики Татарстан.

### **1.1 Основные внешние электрические связи**

Энергосистема Республики Татарстан связана с энергосистемами:

– Республики Марий Эл (Филиал АО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт., ВЛ 35 кВ – 1 шт.;

– Чувашской Республики (Филиал АО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ): ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт., ВЛ 10 кВ – 8 шт.;

– Ульяновской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ): ВЛ 110 кВ – 2 шт., ВЛ 35 кВ – 1 шт.;

– Самарской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт.;

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

– Республики Башкортостан (Филиал АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт., ВЛ 35 кВ – 4 шт., ВЛ 6 кВ – 25 шт.;

– Кировской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Пермское РДУ): ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– Удмуртской Республики (Филиал АО «СО ЕЭС» Пермское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 35 кВ – 4 шт., ВЛ и КЛ 0,4–10 кВ.

### **1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии**

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Республики Татарстан с указанием максимального потребления мощности за отчетный год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Республики Татарстан

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина	698,0
ПАО «Нижекамскнефтехим»	406,0
ПАО «КАМАЗ»	298,0
ПАО «Казаньоргсинтез»	220,0
АО «ТАНЕКО»	207,0
Более 50 МВт	
АО «ПТФК «ЗТЭО»	97,0
АО «Транснефть-Прикамье»	88,0
АО «ТАИФ-НК»	68,0
ПАО «Нижекамскшина»	53,0
Более 10 МВт	
ОАО «РЖД»	49,0
ЗАОР «НП НЧ КБК им. С.П. Титова»	31,0
АО «ПОЗиС»	14,0
АО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького»	11,0

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

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Татарстан на 01.01.2024 составила 8593,0 МВт, в том числе: ГЭС – 1205,0 МВт, ТЭС – 7388,0 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 Татарстан, МВт

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения (уточнение)	
Всего	8589,0	4,0	–	–	–	8593,0
ГЭС	1205,0	–	–	–	–	1205,0
ТЭС	7384,0	4,0	–	–	–	7388,0

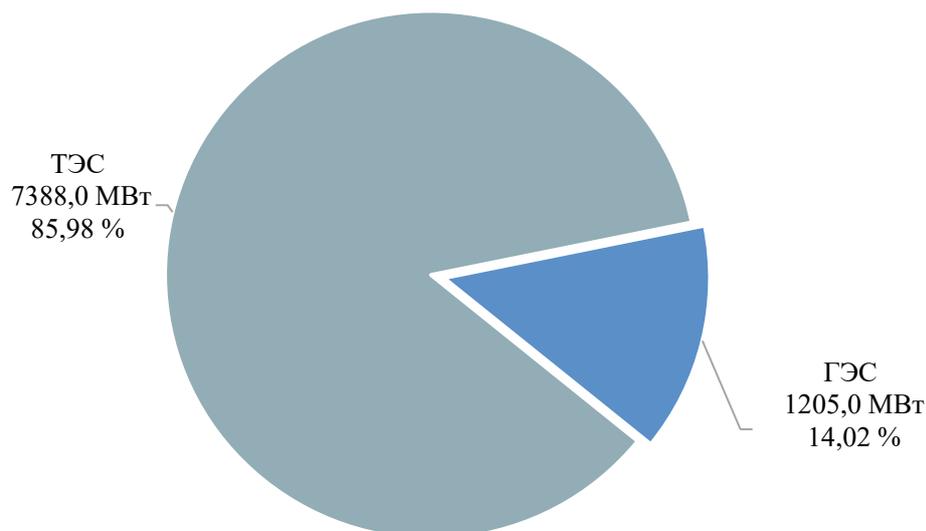


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Татарстан по состоянию на 01.01.2024

#### 1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Республики Татарстан в 2023 году составило 28244,2 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 1451,1 млн кВт·ч, ТЭС – 26793,2 млн кВт·ч.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3 и на рисунке 2.

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Республики Татарстан за период 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	28879,6	23776,0	26859,7	28132,1	28244,2
ГЭС	2299,5	1969,2	1597,5	1794,7	1451,1
ТЭС	26580,1	21806,8	25262,2	26337,4	26793,2

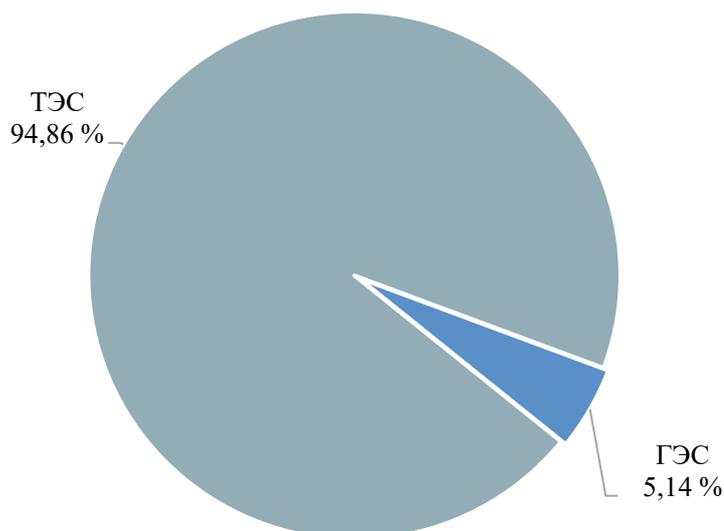


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Республики Татарстан в 2023 году

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Татарстан приведена в таблице 4 и на рисунках 3, 4.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Татарстан

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	30590	29077	31878	33002	33366
Годовой темп прироста, %	1,32	-4,95	9,63	3,53	1,10
Максимум потребления мощности, МВт	4388	4363	4767	4821	5102
Годовой темп прироста, %	-0,05	-0,57	9,26	1,13	5,83
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6971	6664	6687	6845	6540
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	24.01 10:00	14.12 09:00	24.12 10:00	06.12 17:00	11.12 16:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-18,9	-14,9	-22,7	-15,6	-23,5

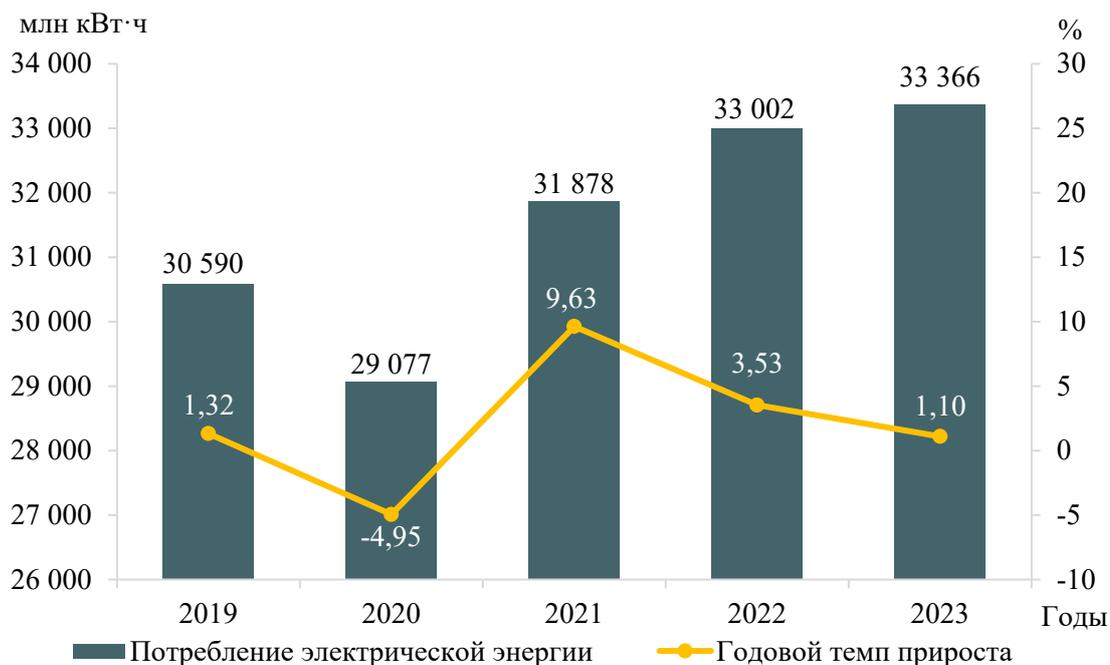


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Республики Татарстан и годовые темпы прироста

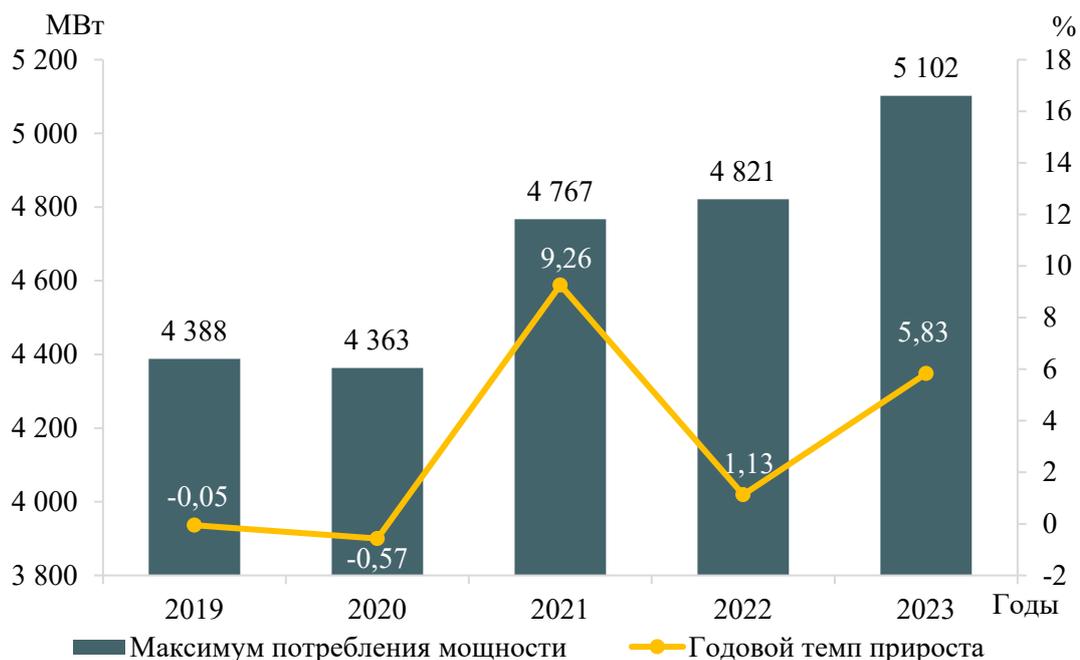


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Татарстан и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Татарстан увеличилось на 3175 млн кВт·ч и составило в 2023 году 33366 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,02 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 9,63 % в 2021 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и имело отрицательное значение 4,95 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Татарстан вырос на 712 МВт и составил 5102 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,05 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 9,26 % в 2021 году и обусловлен, в основном, послаблением ограничительных эпидемиологических мер и значительно более низкой ТНВ в период прохождения максимальных температур. Наибольшее годовое снижение мощности составило 0,57 % в 2020 году.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Республики Татарстан был зафиксирован в 2023 году в размере 5102 МВт.

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

- введением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019, в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- увеличением потребления предприятиями обрабатывающих производств;
- увеличением потребления крупными предприятиями нефтедобывающей промышленности, в том числе ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина»;
- снижением потребления объектами железнодорожного транспорта.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Татарстан приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Татарстан приведен в таблице 6.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	ВЛ 110 кВ Каргали – Сарсазы. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Каргали – Чистополь-220 1 на ПС 110 кВ Сарсазы с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Каргали – Сарсазы и ВЛ 110 кВ Чистополь-220 – Сарсазы	АО «Сетевая компания»	2019	–
2	110 кВ	ВЛ 110 кВ Чистополь 220 – Сарсазы. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Каргали – Чистополь-220 1 на ПС 110 кВ Сарсазы с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Каргали – Сарсазы и ВЛ 110 кВ Чистополь-220 – Сарсазы	АО «Сетевая компания»	2019	–

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
3	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Бегишево – Жарков I цепь	ПАО «Нижекамскнефтехим»	2021	2,33 км
4	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Бегишево – Жарков II цепь	ПАО «Нижекамскнефтехим»	2021	2,32 км
5	110 кВ	КВЛ 110 кВ Жарков – ГПП 1,2,9. Образована из ВЛ 110 кВ Нижекамская – ГПП-1,2,9 путем отключения от ПС 220 кВ Нижекамская и подключением к РП 110 кВ Жарков	ПАО «Нижекамскнефтехим»	2021	10,25 км
6	110 кВ	КВЛ 110 кВ Жарков – ГПП 10. Образована из ВЛ 110 кВ Нижекамская – ГПП-10 путем отключения от ПС 220 кВ Нижекамская и подключением к РП 110 кВ Жарков	ПАО «Нижекамскнефтехим»	2021	5,36 км
7	110 кВ	КВЛ 110 кВ Жарков – ГПП 3,4,5. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Нижекамская – ГПП-3,4,5 на РП 110 кВ Жарков с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Нижекамская – Жарков II цепь и КВЛ 110 кВ Жарков – ГПП-3,4,5	ПАО «Нижекамскнефтехим»	2021	7,33 км
8	110 кВ	КВЛ 110 кВ Жарков – ГПП 6,7. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Нижекамская – ГПП-6,7 на РП 110 кВ Жарков с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Нижекамская – Жарков I цепь и КВЛ 110 кВ Жарков – ГПП-6,7	ПАО «Нижекамскнефтехим»	2021	3,11 км
9	110 кВ	КВЛ 110 кВ Жарков – Очистные. Образована из ВЛ 110 кВ Нижекамская – Очистные путем отключения от ПС 220 кВ Нижекамская и подключением к РП 110 кВ Жарков	ПАО «Нижекамскнефтехим»	2021	23,16 км
10	110 кВ	КВЛ 110 кВ Жарков – ПАВ I цепь. Выполнение захода ВЛ 110 кВ ПАВ 1 на РП 110 кВ Жарков с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Нижекамская – Жарков III цепь и КВЛ 110 кВ Жарков – ПАВ I цепь	ПАО «Нижекамскнефтехим»	2021	3,35 км
11	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Жарков – ПАВ-3	ПАО «Нижекамскнефтехим»	2021	3,15 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
12	110 кВ	КВЛ 110 кВ Жарков – Этилен II цепь. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Этилен 2 на РП 110 кВ Жарков с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Нижнекамская – Жарков IV цепь и КВЛ 110 кВ Жарков – Этилен II цепь	ПАО «Нижнекамскнефтехим»	2021	5,67 км
13	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Лемаевская ПГУ – Жарков I цепь	ПАО «Нижнекамскнефтехим»	2021	10,56 км
14	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Лемаевская ПГУ – Жарков II цепь	ПАО «Нижнекамскнефтехим»	2021	10,52 км
15	110 кВ	КВЛ 110 кВ Нижнекамская – Жарков I цепь. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Нижнекамская – ГПП-6,7 на РП 110 кВ Жарков с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Нижнекамская – Жарков I цепь и КВЛ 110 кВ Жарков – ГПП-6,7	ПАО «Нижнекамскнефтехим»	2021	1,92 км
16	110 кВ	КВЛ 110 кВ Нижнекамская – Жарков II цепь. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Нижнекамская – ГПП-3,4,5 на РП 110 кВ Жарков с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Нижнекамская – Жарков II цепь и КВЛ 110 кВ Жарков – ГПП-3,4,5	ПАО «Нижнекамскнефтехим»	2021	1,92 км
17	110 кВ	КВЛ 110 кВ Нижнекамская – Жарков III цепь. Выполнение захода ВЛ 110 кВ ПАВ 1 на РП 110 кВ Жарков с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Нижнекамская – Жарков III цепь и КВЛ 110 кВ Жарков – ПАВ I цепь	ПАО «Нижнекамскнефтехим»	2021	2,17 км
18	110 кВ	КВЛ 110 кВ Нижнекамская – Жарков IV цепь. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Этилен 2 на РП 110 кВ Жарков с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Нижнекамская – Жарков IV цепь и КВЛ 110 кВ Жарков – Этилен II цепь	ПАО «Нижнекамскнефтехим»	2021	2,15 км
19	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Лемаевская ПГУ – Нижнекамская ТЭЦ-1 № 1	ПАО «Нижнекамскнефтехим»	2021	2,18 км
20	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Лемаевская ПГУ – Нижнекамская ТЭЦ-1 № 2	ПАО «Нижнекамскнефтехим»	2021	2,17 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
21	110 кВ	ВЛ 110 кВ Нижнекамская ТЭЦ-1 – КБК с отпайками. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Заводская – КБК I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Тукаевская на Нижнекамскую ТЭЦ-1 с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Нижнекамская ТЭЦ-1 – КБК с отпайками и ВЛ 110 кВ Нижнекамская ТЭЦ-1 – Заводская с отпайками	АО «Сетевая компания»	2022	34,69 км
22	110 кВ	ВЛ 110 кВ Нижнекамская ТЭЦ-1 – Заводская с отпайками. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Заводская – КБК I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Тукаевская на Нижнекамскую ТЭЦ-1 с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Нижнекамская ТЭЦ-1 – КБК с отпайками и ВЛ 110 кВ Нижнекамская ТЭЦ-1 – Заводская с отпайками	АО «Сетевая компания»	2022	34,59 км
23	110 кВ	КЛ 110 кВ Центральная – Горки. Выполнение захода КЛ 110 кВ Центральная – Восточная 1 с отпайками на ПС 110 кВ Горки и отсоединение отпайки на ПС 110 кВ Советская с образованием двух ЛЭП: КЛ 110 кВ Центральная – Горки и КЛ 110 кВ Восточная – Горки	АО «Сетевая компания»	2022	3,79 км
24	110 кВ	КЛ 110 кВ Восточная – Горки. Выполнение захода КЛ 110 кВ Центральная – Восточная 1 с отпайками на ПС 110 кВ Горки и отсоединение отпайки на ПС 110 кВ Советская с образованием двух ЛЭП: КЛ 110 кВ Центральная – Горки и КЛ 110 кВ Восточная – Горки	АО «Сетевая компания»	2022	–
25	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Тойма-2 – ГПП-1 с отпайками. Включение отпаяк на ПС 110 кВ ГПП-1, ПС 110 кВ ГПП-6 и ПС 110 кВ СОВ ВЛ 110 кВ Тойма-2 – Прикамская II цепь с отпайками отдельной ЛЭП	ПАО «Нижнекамскнефтехим»	2022	0,05 км
26	110 кВ	ВЛ 110 кВ Щёлоков – Прикамская с отпайками. Образована из ВЛ 110 кВ Тойма-2 – Прикамская I цепь путем отключения от ПС 220 кВ Тойма-2 и подключением к ПС 500 кВ Щёлоков	АО «Сетевая компания»	2022	0,16 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
27	110 кВ	КЛ 110 кВ Восточная – Советская. Выполнение захода КЛ 110 кВ Центральная – Восточная 2 с отпайками на ПС 110 кВ Советская и отсоединение отпайки на ПС 110 кВ Горки с образованием двух ЛЭП: КЛ 110 кВ Центральная – Советская и КЛ 110 кВ Восточная – Советская	АО «Сетевая компания»	2022	–
28	110 кВ	КЛ 110 кВ Центральная – Советская. Выполнение захода КЛ 110 кВ Центральная – Восточная 2 с отпайками на ПС 110 кВ Советская и отсоединение отпайки на ПС 110 кВ Горки с образованием двух ЛЭП: КЛ 110 кВ Центральная – Советская и КЛ 110 кВ Восточная – Советская	АО «Сетевая компания»	2022	–
29	110 кВ	ВЛ 110 кВ Казанская ТЭЦ-3 – Зеленый Дол-Тяговая с отпайкой на ПС Васильево. Отсоединение отпайки на ПС 110 кВ Осиново от ВЛ 110 кВ Казанская ТЭЦ-3 – Зеленый Дол-Тяговая с отпайками	АО «Сетевая компания»	2022	–

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	220 кВ	Замена автотрансформаторов на ПС 220 кВ Зеленодольская	АО «Сетевая компания»	2019	2×125 МВА
2	110 кВ	Замена трансформатора на НкТЭЦ-1	АО «ТГК-16»	2020	125 МВА
3	110 кВ	Строительство РП 110 кВ Жарков	ПАО «Нижнекамскнефтехим»	2021	2×6,3 МВА
4	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Сулеево	АО «Сетевая компания»	2021	125 МВА
5	110 кВ	Установка РТСН 40 МВА Лемаевской ПГУ и подключение к новой КЛ 110 кВ Лемаевская ПГУ – Нижнекамская ТЭЦ-1 № 2	ПАО «Нижнекамскнефтехим»	2021	40 МВА
6	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Азино	АО «Сетевая компания»	2022	2×40 МВА
7	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Нефтяная (№ 73)	ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина	2022	2×16 МВА
8	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ ГПП-2	ПАО «Нижнекамскнефтехим»	2022	40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
9	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ ГПП-1	ПАО «Нижнекамскнефтехим»	2022	25 МВА
10	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Приволжская	АО «Сетевая компания»	2022	16 МВА
11	220 кВ	Замена трансформатора на Набережночелнинской ТЭЦ	АО «Татэнерго»	2023	240 МВА
12	220 кВ	Замена трансформатора на Казанская ТЭЦ-3	АО «ТГК-16»	2023	250 МВА
13	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Приволжская	АО «Сетевая компания»	2023	16 МВА
14	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Юбилейная	АО «Сетевая компания»	2023	2×40 МВА
15	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Аэропорт	АО «Сетевая компания»	2023	2×25 МВА

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

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

На территории Республики Татарстан 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 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2019	18.12.2019	-0,6
	19.06.2019	19,0
2020	16.12.2020	-8,3
	17.06.2020	21,2
2021	15.12.2021	-5,4
	16.06.2021	25,0
2022	21.12.2022	-11,9
	15.06.2022	21,4
2023	20.12.2023	0,4
	21.06.2023	11,3

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

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

трансформатора ( $S_{персп}$ ) над длительно допустимой нагрузкой ( $S_{ддн}$ ) нагрузочного трансформатора в нормальной схеме;

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

#### 2.2.1.1 АО «Сетевая компания»

Рассмотрены предложения АО «Сетевая компания» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ и выше в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 8 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 9 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 10 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 8 – Фактическая нагрузка нагрузочных трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Северная	110/10/10	T-1	115/11/11	25	12,29	16,72	16,1	16,38	17,76	10,54	10,27	13,2	12,9	13,5	1
			T-2	115/11/11	25	15,47	15,42	13,3	16,23	13,82	9,89	11,4	10,4	8,6	8,4	
2	ПС 110 кВ Каракашлы	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	16	4,85	3,8	7,35	9,05	7,56	3,64	3,21	5,21	7,53	9,29	0
			T-2	115/38,5/6,6	10	6,23	4,07	4,75	7,91	7,69	4,42	4,1	6,34	7,76	6,29	
3	ПС 110 кВ Константиновка	110/10	T-1	115/11	16	8,02	9,23	9,4	10,1	11,54	4,61	5,87	4,59	6,17	6,53	1,7
			T-2	115/11	16	3,94	4,73	7,1	11	7,20	1,53	4,28	3,69	5,62	3,51	
4	ПС 110 кВ Высокая гора	110/10	T-1	115/11	16	7,3	8,7	9,6	10,8	11,8	7,3	7,5	7,1	8,2	8,8	0
			T-2	115/11	16	5,6	7	7,2	8	8,2	3,3	4	4,4	4	4,6	
5	ПС 110 кВ Шигалеево	110/10	T-1	115/11	10	3,3	3,5	3,8	4,4	6,7	2,7	1,7	2,6	3,3	3,10	0
			T-2	115/11	10	4,6	5,5	6	6	4,5	2,3	2,6	3,1	3,3	4,96	

Таблица 9 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при температуре, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Северная	T-1	ТРДН-25000/110	2009	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-2	ТРДН-25000/110	2009	94	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
2	ПС 110 кВ Каракашлы	T-1	ТДТН-16000/110	1985	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110	1981	71	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Константиновка	T-1	ТДН-16000/110	1992	97	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110	1989	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Высокая гора	T-1	ТДН-16000/110	2013	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-2	ТДН-16000/110	2013	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
5	ПС 110 кВ Шигалеево	T-1	ТДН-10000/110	1992	91	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-10000/110	1992	91	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 10 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Северная	2022 / зима	32,61	ПС 110 кВ Северная	ГКУ «ГЛАВИНВЕСТ-СТРОЙ РТ»	22.05.2023	2023/КЭС/Т 252	2024	3,33	0	0,38	0,333	33,25	33,25	33,25	33,25	33,25	33,25
				ПС 110 кВ Северная														
2	ПС 110 кВ Каракашлы	2022 / зима	16,96	ПС 110 кВ Каракашлы	–	–	–	–	–	–	–	–	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96
3	ПС 110 кВ Константиновка	2022 / зима	21,1	ПС 110 кВ Константиновка	–	–	–	2024	0,906	0,04	0,38–10	0,09	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2
4	ПС 110 кВ Высокая гора	2023 / зима	20	ПС 110 кВ Высокая гора	–	–	–	2024	4,553	1,445	0,38–10	0,46	20,51	20,51	20,51	20,51	20,51	20,51
5	ПС 110 кВ Шигалеево	2023 / зима	11,2	ПС 110 кВ Шигалеево	ООО «Татнефть-АЗС Центр»	12.05.2022	2022/ПЭС/Т 206	2024	0,71	0	0,38	0,284	11,74	11,74	11,74	11,74	11,74	11,74
				ПС 110 кВ Шигалеево														

### ПС 110 кВ Северная.

Согласно таблице 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 32,61 МВА.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -11,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,25.

В ПАР отключения одного из трансформаторов максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{длн}$  на величину до 4,4 %.

При аварийном отключении перевод нагрузки на другие центры питания возможен в объеме 1 МВА.

С учетом возможности перевода максимальная нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 31,61 МВА и превышает  $S_{длн}$  на величину до 1,2 %.

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 для 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].

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,73 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,64 МВА).

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

$$S_{персп}^{тр} = 32,61 + 0,64 + 0 - 1 = 32,25 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 1 МВА превышает  $S_{длн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Северная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 3,2 % (без ТП превышение до 1,2 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Северная ниже уровня  $S_{длн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Северная расчетный объем ГАО составит 1 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР отключения одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2

на трансформаторы мощностью не менее 32,25 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.

На основании вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 номинальной мощностью 2×25 МВА на трансформаторы 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «Сетевая компания».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Каракашлы.

Согласно таблице 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 16,96 МВА.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -11,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора Т-1 максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает  $S_{длн}$  на величину до 41,3 %.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договоры на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к ПС 110 кВ Каракашлы отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 16,96 + 0 + 0 - 0 = 16,96 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки с учетом отсутствия действующих договоров об осуществлении ТП ЭПУ и отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{длн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Каракашлы, оставшегося в работе после отключения Т-1, на величину до 41,3 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования Т-2 ПС 110 кВ Каракашлы ниже уровня  $S_{длн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения наиболее мощного трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Каракашлы расчетный объем ГАО составит 4,96 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора Т-1 рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 16,96 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

На основании вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 номинальной мощностью 1×10 МВА на трансформатор 1×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «Сетевая компания».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

#### ПС 110 кВ Константиновка.

Согласно таблице 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 21,1 МВА.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -11,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

В ПАР отключения одного из трансформаторов максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 9,9 %.

При аварийном отключении перевод нагрузки на другие центры питания возможен в объеме 1,7 МВА.

С учетом возможности перевода максимальная нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 19,4 МВА и превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 1 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,906 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,1 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 21,1 + 0,1 + 0 - 1,7 = 19,5 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 1,7 МВА превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Константиновка, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 1,6 % (без ТП превышение до 1 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Константиновка ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Константиновка расчетный объем ГАО составит 0,3 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР отключения одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 19,5 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.

На основании вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 номинальной мощностью 2×16 МВА на трансформаторы 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «Сетевая компания».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

#### ПС 110 кВ Высокая гора.

Согласно таблице 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 20 МВА.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +0,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,25.

В ПАР отключения одного из трансформаторов максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{ддн}$  и составляет 100 % от  $S_{ддн}$ .

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,553 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,51 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 20 + 0,51 + 0 - 0 = 20,51 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Высокая гора, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 2,6 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Высокая гора ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Высокая гора расчетный объем ГАО составит 0,51 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР отключения одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 20,51 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.

Стоит отметить, что АО «Сетевая компания» письмом от 19.04.2024 № 112и-13-1837 (о направлении доработанных исходных данных для разработки СиПР ЭЭС России 2025–2030 годы) направила предложение по замене трансформаторов Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Высокая гора на трансформаторы мощностью 25 МВА в 2025 году. К установке планируются трансформаторы, высвободившиеся после реконструкции ПС 110 кВ Чекалда.

Техническое решение по переносу существующих трансформаторов 2×25 МВА ПС 110 кВ Чекалда на ПС 110 кВ Высокая гора соответствует расчетной перспективной нагрузке ПС 110 кВ Высокая гора, а также требует меньших капитальных затрат по сравнению с установкой новых трансформаторов 2×25 МВА.

На основании вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 номинальной мощностью 2×16 МВА на трансформаторы 2×25 МВА, высвободившиеся после реконструкции ПС 110 кВ Чекалда.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «Сетевая компания».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Шигалеево.

Согласно таблице 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 11,2 МВА.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +0,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,147.

В ПАР отключения одного из трансформаторов максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{длн}$  и составляет 97,6 % от  $S_{длн}$ .

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,73 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,54 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 11,2 + 0,54 + 0 - 0 = 11,74 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{длн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Шигалеево, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 2,3 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Шигалеево ниже уровня  $S_{длн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Шигалеево расчетный объем ГАО составит 0,268 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР отключения одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 11,74 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

Стоит отметить, что АО «Сетевая компания» письмом от 19.04.2024 № 112и-13-1837 (о направлении доработанных исходных данных для разработки СиПР ЭЭС России 2025–2030 годы) направила предложение по замене трансформаторов Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Шигалеево на трансформаторы мощностью 16 МВА в 2025 году. К установке планируются трансформаторы, высвободившиеся после увеличения трансформаторной мощности на ПС 110 кВ Высокая гора.

Техническое решение по переносу существующих трансформаторов 2×16 МВА ПС 110 кВ Высокая гора на ПС 110 кВ Шигалеево соответствует расчетной перспективной нагрузке ПС 110 кВ Шигалеево, а также требует меньших капитальных затрат по сравнению с установкой новых трансформаторов 2×16 МВА. На основании вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 номинальной мощностью 2×10 МВА на

трансформаторы 2×16 МВА, высвободившиеся после увеличения трансформаторной мощности на ПС 110 кВ Высокая гора.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «Сетевая компания».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 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

### 2.2.2.1 АО «Сетевая компания»

#### Строительство новой ПС 110 кВ Сокуры.

РП 10 кВ Сокуры запитан двумя фидерами 10 кВ от ПС 110 кВ Аэропорт: Ф.3, Ф.110. По информации АО «Сетевая компания» по рассматриваемым фидерам 10 кВ Ф.3, Ф.110 запитаны электроприемники второй и третьей категории электроснабжения. В таблице 11 представлены данные контрольных замеров за период 2018–2022 годов по нагрузкам питающих РП 10 кВ Сокуры фидеров 10 кВ Ф.3, Ф.110, в таблице 12 приведена расчетная суммарная перспективная нагрузка по питающим РП 10 кВ Сокуры фидерам 10 кВ Ф.3, Ф.110.

Карта-схема электрических сетей энергорайона размещения РП 10 кВ Сокуры представлена на рисунке 5.

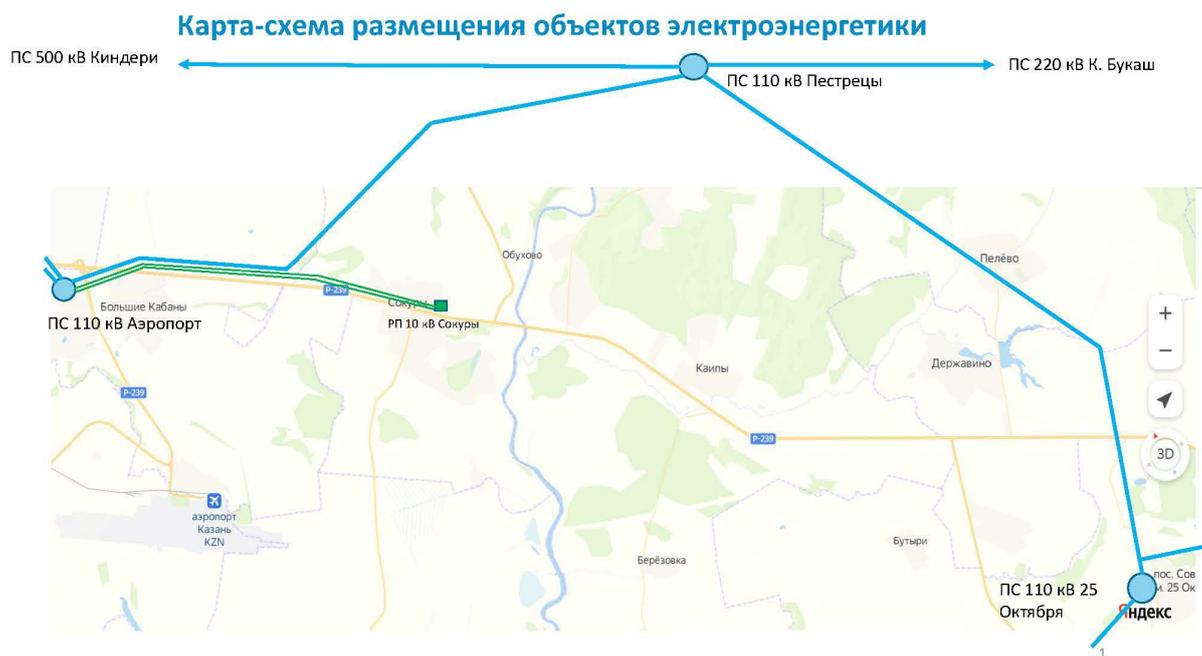


Рисунок 5 – Карта-схема электрических сетей энергорайона размещения РП 10 кВ Сокуры

Таблица 11 – Фактическая нагрузка питающих РП 10 кВ Сокуры фидеров 10 кВ в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование фидера	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	Ф.3	3,32	3,11	3,9	2,43	2,7	1,35	1,57	1,02	0,82	1,2	0
2	Ф.110	1,32	1,34	1,64	3,02	3,4	0,68	0,82	0,92	0,79	1,9	

Таблица 12 – Перспективная суммарная нагрузка питающих РП 10 кВ Сокуры фидеров 10 кВ с учетом договоров на ТП

№ п/п	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
	Год	МВА									2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	2022	6,1	ТУ для ТП менее 670 кВт (74 шт.)	–	–	2024–2025	3,465	–	0,38	0,3465	6,49	6,49	6,49	6,49	6,49	6,49

Уровень напряжения на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Аэропорт ограничен требованиями потребителя АО «Международный аэропорт «Казань» – не более 10,5 кВ. Для обеспечения уровня напряжения у конечных потребителей в допустимых пределах в цепи питающих РП 10 кВ Сокуры фидеров 10 кВ установлены ВДТ.

Согласно таблице 11, фактическая суммарная максимальная нагрузка фидеров 10 кВ за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 6,1 МВА. ТНВ в день зимнего контрольного замера 2022 года составила -11,9 °С. С учетом фактической нагрузки фидеров 10 кВ в нормальной схеме в режиме зимних максимальных нагрузок напряжение у конечного потребителя находится в области допустимых значений и составляет 9,01 кВ.

С учетом фактической нагрузки фидеров 10 кВ при отключении одного питающего РП 10 кВ Сокуры фидера в режиме зимних максимальных нагрузок напряжение у конечного потребителя составляет менее 5 кВ, что ниже значения минимально допустимого напряжения – 9 кВ, определенного в соответствии с ГОСТ 32144 [3]. По информации АО «Сетевая компания» возможность перевода нагрузки с РП 10 кВ Сокуры на другие центры питания по сети 10 кВ и ниже отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к РП 10 кВ Сокуры, а также иным ТП, запитанным по рассматриваемым фидерам Ф.3, Ф.110, планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,465 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,385 МВА).

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка питающих РП 10 кВ Сокуры фидеров 10 кВ составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{фид}} = 6,1 + 0,385 + 0 - 0 = 6,485 \text{ МВА.}$$

С учетом перспективной нагрузки в режиме зимних максимальных нагрузок не обеспечивается требуемый уровень напряжения потребителей запитанных от РП 10 кВ Сокуры в нормальной схеме.

Таким образом, текущая схема питания РП 10 кВ Сокуры не обеспечивает требуемые уровни напряжения в ремонтной схеме, а с учетом перспективной нагрузки не обеспечиваются требуемые уровни напряжения в нормальной схеме.

Ниже рассмотрены варианты развития электрической сети 10 кВ и выше для возможности обеспечения требуемых уровней напряжения с учетом перспективной нагрузки питающих РП 10 кВ Сокуры фидеров 10 кВ.

#### Варианты развития сети 10 кВ:

1) установка дополнительных источников реактивной мощности (БСК, СТК) на РП 10 кВ Сокуры.

Установка дополнительных источников реактивной мощности (БСК, СТК) на РП 10 кВ Сокуры является неэффективной, так как потребление реактивной мощности с шин РП незначительно, ввиду отсутствия подключенных крупных промышленных потребителей. С учетом установки на РП 10 кВ Сокуры БСК мощностью 5 Мвар в схеме с учетом отключения одного питающего фидера не обеспечиваются требуемые уровни напряжения у конечных потребителей;

2) увеличение сечения проводников существующих ЛЭП, питающих РП 10 кВ Сокуры.

Мероприятие по увеличению сечения проводов Ф.3, Ф.110, питающих РП 10 кВ Сокуры, неэффективно, так как замена проводов магистралей питающих фидеров с сечения 70 кв. мм на 120 кв. мм повышает напряжение на 1 кВ в нормальной схеме (напряжение у конечного потребителя – 9,78 кВ) и не обеспечивает требуемый уровень напряжения при аварийном отключении одного питающего фидера 10 кВ;

3) строительство третьего фидера 10 кВ от ПС 110 кВ Аэропорт до РП 10 кВ Сокуры.

Мероприятие по строительству третьего фидера 10 кВ с ВДТ, питающего РП 10 кВ Сокуры, не позволяет обеспечить требуемые уровни напряжения у конечного потребителя при аварийном отключении одного питающего фидера 10 кВ.

#### Варианты строительства новой ПС Сокуры:

1) строительство новой однострансформаторной ПС 35 кВ или 110 кВ Сокуры.

Строительство новой однострансформаторной ПС 35 кВ или 110 кВ в районе размещения РП 10 кВ Сокуры неэффективно. При отключении единственного трансформатора на новой ПС 35 кВ или 110 кВ нагрузка будет запитана по существующим фидерам 10 кВ от ПС 110 кВ Аэропорт. При этом, с учетом вышеописанного электроснабжение по существующим фидерам 10 кВ не обеспечивает требуемые уровни напряжения у конечных потребителей с учетом перспективной нагрузки;

2) строительство новой двухтрансформаторной ПС 35 кВ Сокуры.

Строительство новой двухтрансформаторной ПС 35 кВ в районе размещения РП 10 кВ Сокуры обеспечивает требуемые уровни напряжения у конечного потребителя как в нормальной схеме, так и в схеме с учетом вывода в ремонт одного из трансформаторов на новой ПС 35 кВ.

По информации АО «Сетевая компания» в рамках рассматриваемого мероприятия предполагается реализация следующего объема электросетевого строительства:

– реконструкция ПС 110 кВ 25 Октября с расширением РУ 35 кВ на две линейные ячейки;

– строительство ПС 35 кВ Сокуры;

– строительство двухцепной КВЛ 35 кВ от ПС 25 Октября протяженностью 20 км (из которых 19 км – ВЛ и 1 км – КЛ, участок ВЛ 35 кВ 19 км провод марки АС-95/16, участок КЛ 1 км кабель марки АПВПУ2Г сечением 240 кв. мм).

Применение кабельных вставок обусловлено необходимостью пересечения рек, дороги регионального значения и магистрального нефтепровода. Пересечения данных объектов могут быть выполнены только в кабельном исполнении методом горизонтального направленного бурения.

По информации АО «Сетевая компания» ориентировочный объем капитальных затрат на электросетевое строительство в базовых ценах 2018 года составит:

– реконструкция ПС 110 кВ 25 Октября – 20560 тыс. руб.;

– строительство ПС 35 кВ Сокуры – 242080 тыс. руб.;

– строительство КВЛ 35 кВ – 398681 тыс. руб.

Итого – 661321 тыс. руб.

Ориентировочный объем капитальных затрат на электросетевое строительство в текущих ценах составит:

- реконструкция ПС 110 кВ 25 Октября – 25700 тыс. руб.;
- строительство ПС 35 кВ Сокуры – 322601 тыс. руб.;
- строительство КВЛ 35 кВ – 499602 тыс. руб.

Итого – 847903 тыс. руб.;

3) строительство новой двухтрансформаторной ПС 110 Сокуры.

Строительство новой ПС 110 кВ районе размещения РП 10 кВ Сокуры обеспечивает требуемые уровни напряжения у конечного потребителя как в нормальной схеме, так и в схеме с учетом вывода в ремонт одного из трансформаторов на новой ПС 110 кВ.

По информации АО «Сетевая компания» в рамках рассматриваемого мероприятия предполагается реализация следующего объема электросетевого строительства:

- строительство ПС 110 кВ Сокуры;

- строительство двухцепного захода ВЛ 110 кВ Пестрецы – Аэропорт на ПС 110 кВ Сокуры с использованием существующих опор протяженностью 2,3 км и достройкой ВЛ 110 кВ 0,4 км. Марка провода ВЛ – АС-120/19.

По информации АО «Сетевая компания» ориентировочный объем капитальных затрат на электросетевое строительство в базовых ценах 2018 года составит:

- строительство ПС 110 кВ Сокуры – 574800 тыс. руб.;

- строительство ВЛ 110 кВ – 48801 тыс. руб.

Итого – 623601 тыс. руб.

Ориентировочный объем капитальных затрат на электросетевое строительство в текущих ценах составит:

- строительство ПС 110 кВ Сокуры – 722500 тыс. руб.;

- строительство ВЛ 110 кВ – 99401 тыс. руб.

Итого – 821901 тыс. руб.

Таким образом, на основании рассмотренных вариантов развития электрической сети, можно сделать вывод, что для обеспечения требуемых уровней напряжения с учетом перспективной нагрузки необходимо строительство новой двухтрансформаторной ПС в энергорайоне расположения РП 10 кВ Сокуры. Результаты технико-экономического сравнения вариантов развития электрической сети для энергорайона РП 10 кВ Сокуры, показали, что наиболее экономичным является вариант строительства ПС 110 кВ Сокуры. С учетом перспективной нагрузки РП 10 кВ Сокуры равной 6,485 МВА к установке на новой ПС 110 кВ Сокуры рекомендуются два трансформатора мощностью 10 МВА каждый.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «Сетевая компания».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

### 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 Татарстан, отсутствуют.

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

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

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше на территории Республики Татарстан 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 2025–2030 годы**

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

В таблице 13 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Республики Татарстан, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 13 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Республики Татарстан

№ 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							
1	Стенд комплексных испытаний центробежных компрессоров	АО «Казанькомпрессормаш»	0,0	80,0	110	2024	ПС 110 кВ Волна Казанская ТЭЦ-3
Более 10 МВт							
2	Объекты жилой застройки	ООО СЗ «СК СМУ88»	0,0	32,0	20	2027	ПС 110 кВ Марина
3	Жилищные комплексы	ООО «Специализированный застройщик «Микрорайон М1»	0,0	24,5	10	2024	ПС 110 кВ Азино
4	Центр обработки данных	ООО «Диагональ»	0,0	20,0	10	2024 с поэтапным набором мощности до 2027	ГПП-2 110 кВ КАМАЗ-Энерго ГПП-3 110 кВ КАМАЗ-Энерго
5	Добыча нефти и природного газа	ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина	0,0	16,9	110 6	2024 2025	ПС 110 кВ Поисево ПС 110 кВ Тлякеево ПС 110 кВ Нагорное Нижнекамская ТЭЦ-1 ПС 220 кВ Заводская ПС 110 кВ КБК
6	ООО «УКПП «Развитие» (РП 6 кВ)	ООО «УКПП «Развитие»	0,0	14,0	6	2025	ПС 110 кВ КАМАЗ
7	Производство прочих готовых изделий	АО «Татнефтепроектстрой»	0,0	13,1	10	2024	Казанская ТЭЦ-2
8	Завод бытовой техники и склад готовой продукции	ООО «Хайер Индастри Рус»	6,8	10,9	10	2025	ПС 110 кВ Хайер

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Татарстан на период 2025–2030 годов представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Татарстан

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	34747	35195	35883	36525	37294	37764	38289
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	448	688	642	769	470	525
Годовой темп прироста, %	–	1,29	1,95	1,79	2,11	1,26	1,39

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Татарстан прогнозируется на уровне 38289 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,99 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2028 году и составит 769 млн кВт·ч или 2,11 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2025 году и составит 448 млн кВт·ч или 1,29 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Республики Татарстан учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 13.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Республики Татарстан представлено на рисунке 6.

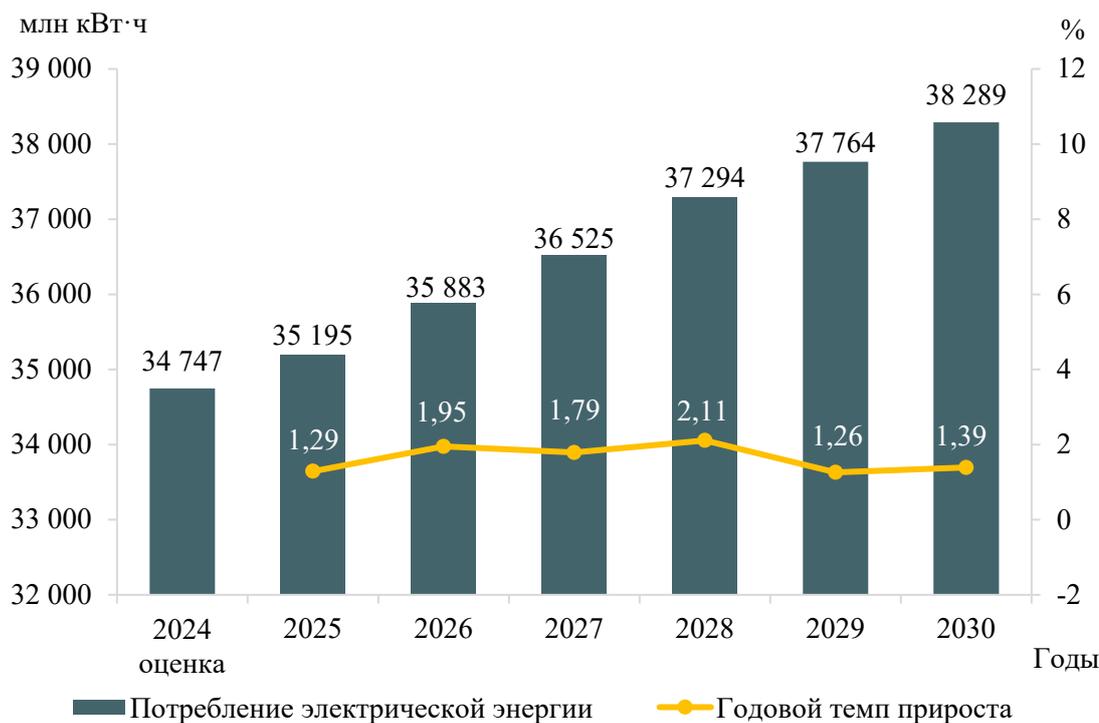


Рисунок 6 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Татарстан и годовые темпы прироста

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

- увеличением потребления за счет развития действующих производств, основной прирост ожидается в химическом и нефтеперерабатывающем комплексах;
- вводом в эксплуатацию стенда комплексных испытаний центробежных компрессоров на АО «Казанькомпрессормаш»;
- ростом потребления населением;
- вводом новых промышленных потребителей;
- набор нагрузки потребителей в сфере обработки данных – центров обработки данных.

### 3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Татарстан на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Татарстан

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности, МВт	5157	5174	5280	5370	5468	5553	5634
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	17	106	90	98	85	81

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Годовой темп прироста, %	–	0,33	2,05	1,70	1,82	1,55	1,46
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6738	6802	6796	6802	6820	6801	6796

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Татарстан к 2030 году прогнозируется на уровне 5634 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,43 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 106 МВт или 2,05 %, что обусловлено планируемым приростом мощности на объектах нефтепереработки, вводом новых жилых комплексов; наименьший годовой прирост ожидается в 2025 году и составит 17 МВт или 0,33 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется плотным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума к 2030 году прогнозируется на уровне 6796 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Республики Татарстан и годовые темпы прироста представлены на рисунке 7.



Рисунок 7 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Республики Татарстан и годовые темпы прироста

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

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Татарстан в период 2025–2030 годов составляют 135 МВт на ТЭС.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по энергосистеме Республики Татарстан в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Татарстан, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	–	–	–	135	–	–	–	135
ТЭС	–	–	–	135	–	–	–	135

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Татарстан в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 559 МВт, в том числе ТЭС – 210 МВт, ВЭС – 349 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Республики Татарстан в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 17.

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

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	–	55	–	155	349	–	–	559
ТЭС	–	55	–	155	–	–	–	210
ВЭС	–	–	–	–	349	–	–	349

Развитие возобновляемых источников энергии предусматривает строительство ВЭС в объеме 349 МВт.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Татарстан в период 2025–2030 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в объеме 2 МВт на Нижнекамской ТЭЦ (ПТК-1).

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Татарстан в 2030 году составит 9062,6 МВт. К 2030 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Республики Татарстан по сравнению с отчетным годом доля ТЭС снизится с 85,98 % до 82,85 %, доля ГЭС с 14,02 % до 13,30 %. Доля ВЭС к 2030 году составит 3,85 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Татарстан представлена в таблице 18. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Татарстан представлена на рисунке 8.

Таблица 18 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Татарстан, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	8636,6	8691,6	8693,6	8713,6	9062,6	9062,6	9062,6
ГЭС	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0
ТЭС	7431,6	7486,6	7488,6	7508,6	7508,6	7508,6	7508,6
ВЭС	–	–	–	–	349,0	349,0	349,0

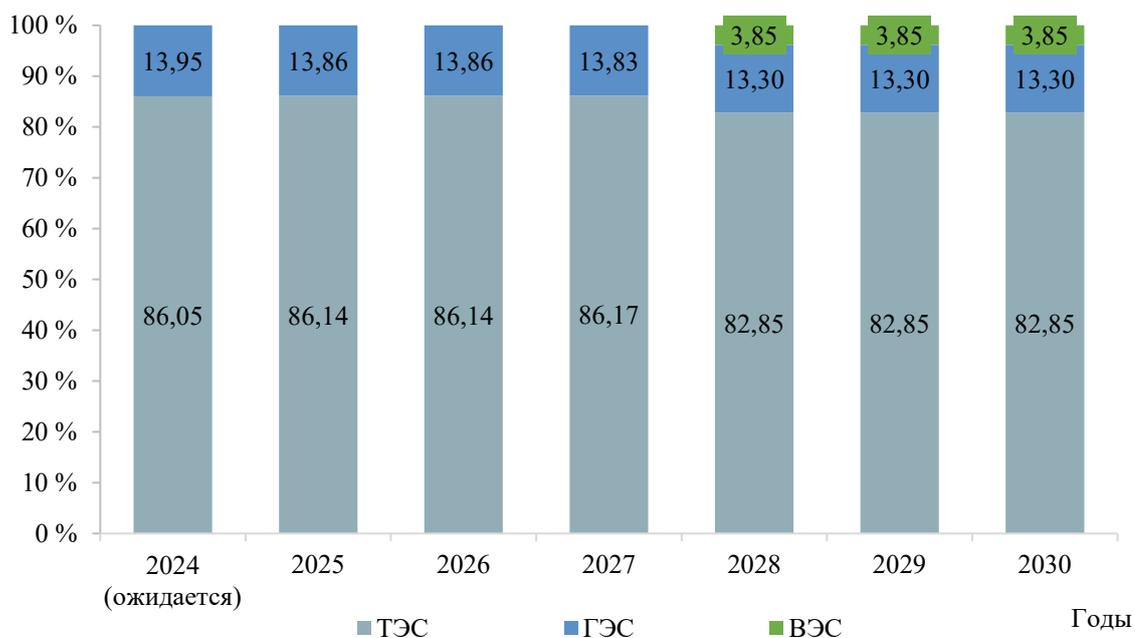


Рисунок 8 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Татарстан

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

#### **4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 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 рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Республики Татарстан 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 Татарстан**

В таблице 19 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Республики Татарстан.

Таблица 19 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Республики Татарстан

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	Строительство ПС 110 кВ Марина с двумя трансформаторами 110/20 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «СК СМУ88»	110	МВА	–	–	–	2×40	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СК СМУ88»	ООО «СК СМУ88»	–	32
2	Строительство двух КЛ 110 кВ Казанская ТЭЦ-1 – Марина ориентировочной протяженностью 2 км каждая		110	км	–	–	–	2×2	–	–	–	4				
3	Реконструкция ПС 110 кВ Островная с установкой второго трансформатора 110/6 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Татнефть»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения потребителя ПАО «Татнефть»	ПАО «Татнефть»	5	0
4	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ НКТЭЦ-1 – Сидоровка 1 до ПС 110 кВ Островная ориентировочной протяженностью 6,5 км		110	км	6,5	–	–	–	–	–	–	6,5				
5	Строительство ПС 110/10 кВ с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Татнефть»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения потребителя ПАО «Татнефть»	ПАО «Татнефть»	–	8
6	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Поисево – Тлякеево 2 цепь до ПС 110/10 кВ ориентировочной протяженностью 15 км		110	км	15	–	–	–	–	–	–	15				
7	Строительство ПС 110/35/10 кВ с одним трансформатором 110/35/10 кВ мощностью 80 МВА	АО «Казань-компрессормаш»	110	МВА	1×80	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Казанькомпрессормаш»	АО «Казань-компрессормаш»	–	80
8	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Казанская ТЭЦ-3 – Волна с отпайкой на ПС Васильево до ПС 110/35/10 кВ ориентировочной протяженностью 1,5 км		110	км	1,5	–	–	–	–	–	–	1,5				
9	Строительство ПС 110/6 кВ с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Татнефть»	110	МВА	–	2×10	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителя ПАО «Татнефть»	ПАО «Татнефть»	–	8
10	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Нижнекамская ТЭЦ-1 – Заводская с отпайками и ВЛ 110 кВ Нижнекамская ТЭЦ-1 – КБК с отпайками до ПС 110/6 кВ ориентировочной протяженностью 1,5 км каждая		110	км	–	2×1,5	–	–	–	–	–	3				

### **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 обеспечение 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 обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 (150) кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Северная с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Сетевая компания»	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
2	Реконструкция ПС 110 кВ Каракашлы с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	АО «Сетевая компания»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
3	Реконструкция ПС 110 кВ Константиновка с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Сетевая компания»	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
4	Реконструкция ПС 110 кВ Высокая гора с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый, ранее установленные на ПС 110 кВ Чекалда	АО «Сетевая компания»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
5	Реконструкция ПС 110 кВ Шигалево с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый, ранее установленные на ПС 110 кВ Высокая гора	АО «Сетевая компания»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
6	Строительство ПС 110 кВ Сокуры с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «Сетевая компания»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	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
7	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Пестрецы – Аэропорт на ПС 110 кВ Сокуры ориентировочной протяженностью 2,7 км каждый	АО «Сетевая компания»	110	км	2×2,7	–	–	–	–	–	–	5,4	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

#### **4.5 Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют**

В таблице 21 приведена предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют.

Итоговые мероприятия по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, обеспечивающие возможность технологического присоединения объектов по производству электрической энергии, должны быть определены в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 861 [4], а также Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1195 [5], и Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Таблица 21 – Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Предварительный год реализации мероприятия(й) по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии								Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт	
				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
45	1	Строительство РУ 110/10 кВ электростанции ЗТО ТКО с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 63 МВА и одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 10 МВА	110	МВА	–	1×63 1×10	–	–	–	–	–	73	ТЭС ЗТО ТКО	ООО «АГК-2»	55
	2	Строительство заходов ВЛ 110 кВ КТЭЦ-3 – Волна с отпайкой на ПС 110 кВ Васильево на электростанцию ЗТО ТКО ориентировочной протяженностью 1,12 км каждый	110	км	–	2×1,12	–	–	–	–	–	2,24			
	3	Замена ВЧЗ ВЛ 110 кВ ТЭЦ -2 – Западная 2 на ПС 110 кВ Западная	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х			
45	4	Строительство РУ 220 кВ ВЭС с двумя трансформаторами 220 кВ мощностью 200 МВА каждый	220	МВА	–	–	–	–	2×200	–	–	400	ВЭС	ПАО «Форвард Энерго»	349
	5	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Кутлу Букаш – Центральная на ВЭС ориентировочной протяженностью 1 км каждый	220	км	–	–	–	–	2×1	–	–	2			

## **5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети**

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

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

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

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) исходных данных, предоставленных АО «Сетевая компания» в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [6];

2) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [7]).

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

– на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

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

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Республики Татарстан по годам представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Республики Татарстан (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	1179	388	408	–	–	–	–	1975

## **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 [8];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

### **7.1 Основные подходы**

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

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

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

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1178 [9] 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 2024 год на территории Республики Татарстан осуществляют свою деятельность 18 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является АО «Сетевая компания» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 92 % в суммарной НВВ сетевых организаций Республики Татарстан).

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 Татарстан на прогнозный период включает в себя:

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

– прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не

учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Россети»;

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

## 7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанной на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2023 год в соответствии с:

- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;
- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;
- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [10].

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 тарифов<sup>1</sup>, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2023 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 группы<sup>2</sup>, для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для

---

<sup>1</sup> Постановление Государственного комитета Республики Татарстан по тарифам от 19.12.2019 №-26/э.

<sup>2</sup> Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

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. Средняя за период 2025–2030 годов процентная ставка по заемным средствам принята в размере 12 % 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 35 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	35 %	0 % – 35 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	12 %	10 %
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 2024 год решением государственного комитета Республики Татарстан по тарифам от 15.12.2023 № 683-25/э-2023 «О корректировке на 2024 год единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям сетевых организаций на территории Республики Татарстан, установленных постановлением Государственного комитета Республики Татарстан по тарифам от 19.12.2019 № 3-26/э» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в Республики Татарстан, и средневзвешенного

темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации<sup>3</sup>.

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 2023 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2023 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2023 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2024 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Республики Татарстан, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Республики Татарстан, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Республики Татарстан, 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 2024 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозный уровень ПВВ и НВВ определен с учетом показателей соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, заключенных между исполнительным органом субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов и территориальными сетевыми организациями на территории региона (далее – регуляторное соглашение),

---

<sup>3</sup> Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 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).

согласованных ФАС России не позднее даты утверждения последней актуальной (на момент разработки раздела) инвестиционной программы при наличии такого регуляторного соглашения.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Инфляция (среднегодовая)	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	10 %	9 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Дополнительный рост единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в соответствии с регуляторным соглашением	–	–	–	–	–	–
Рост цен на газ	7 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	3,3 %	2,0 %	1,8 %	2,1 %	1,3 %	1,4 %

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

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Республики Татарстан представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Республики Татарстан (в млн руб. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	11209	10769	11227	11087	12151	12151
объем капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	323	340	–	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	12639	14963	16078	14631	15950	15950

### 7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Татарстан 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 26 и на рисунке 9.

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

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ПВВ	млрд руб.	43,8	48,7	52,3	55,6	58,4	61,4
НВВ	млрд руб.	45,6	46,7	48,3	49,1	50,9	51,9
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,8	-2,0	-4,0	-6,6	-7,6	-9,5
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,59	1,74	1,84	1,91	1,98	2,06
Среднегодовой темп роста	%	–	109	105	104	104	104

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,66	1,67	1,70	1,69	1,73	1,74
Среднегодовой темп роста	%	–	100	102	99	102	101
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,3	-0,3

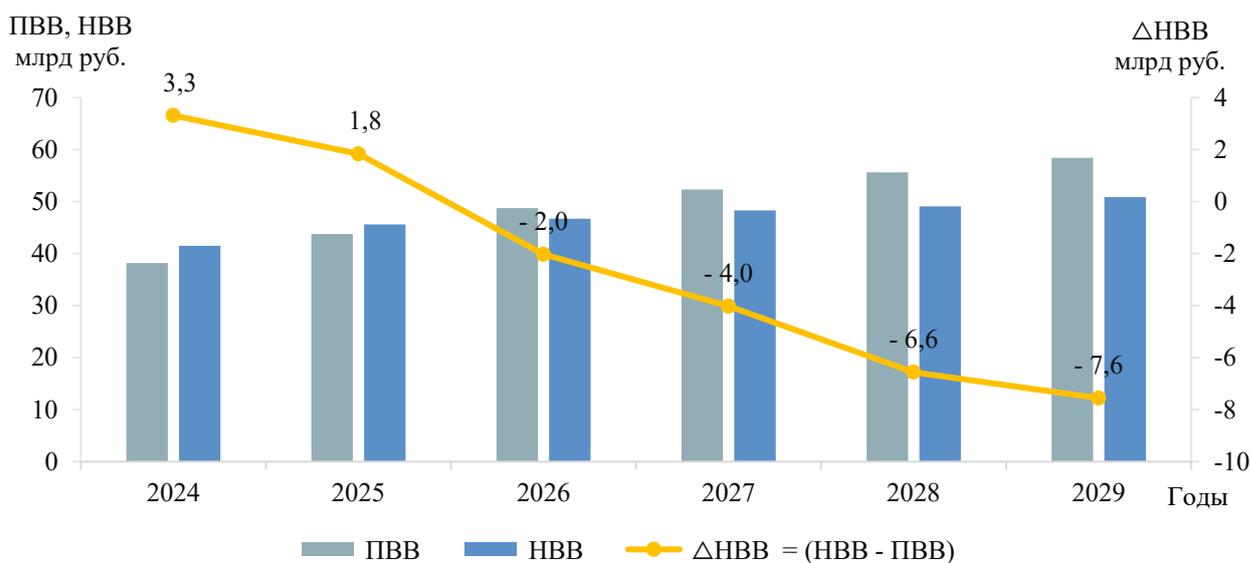


Рисунок 9 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Татарстан при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 26, в прогнозируемом периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Республики Татарстан 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 Татарстан 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 2024 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения (сценарий 1) и снижения (сценарий 2) темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценарии 3. Дефицит финансирования в указанном сценарии суммарно за период 2025–2030 годов составляет 33,4 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 10.

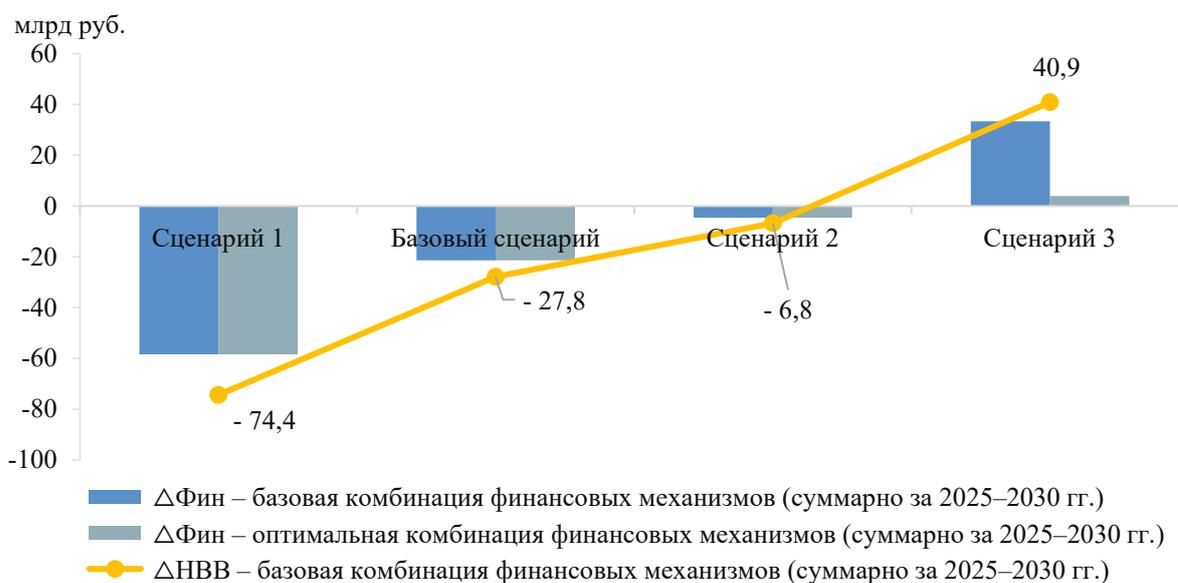


Рисунок 10 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Республики Татарстан

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период 2025–2030 годов)

Наименование	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	58 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	7 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %

Как видно из рисунка 10, в прогнозном периоде возможно снижение дефицита финансирования инвестиций в наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2024 года) за счет изменения финансовых механизмов (таблица 27).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Республики Татарстан, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Республики Татарстан, 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 Татарстан оценивается в 2030 году в объеме 38289 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,99 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Татарстан к 2030 году увеличится и составит 5634 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,43 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Республики Татарстан в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 6796–6820 ч/год.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Татарстан в период 2025–2030 годов составляют 135 МВт на ТЭС.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Татарстан в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 559 МВт, в том числе ТЭС – 210 МВт, ВЭС – 349 МВт.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Татарстан в период 2025–2030 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в объеме 2 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Татарстан в 2030 году составит 9062,6 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Республики Татарстан в рассматриваемый перспективный период и позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Республики Татарстан.

Всего за период 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 35,4 км, трансформаторной мощности 457 МВА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_436520/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/) (дата обращения: 29.11.2024).

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: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_321351/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/) (дата обращения: 29.11.2024).

3. ГОСТ 32144–2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения : межгосударственный стандарт : издание официальное : принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол № 55-П от 25 марта 2013 г.) : введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 22 июля 2013 г. № 400-ст : введен впервые : дата введения 2014-07-01 / разработан Обществом с ограниченной ответственностью «ЛИНВИТ» и Техническим комитетом по стандартизации ТК 30 «Электромагнитная совместимость технических средств». – Москва : Стандартинформ, 2014. – III, 15, [1] с. – Текст : непосредственный.

4. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям». – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_51030/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51030/) (дата обращения: 29.11.2024).

5. Правила разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 декабря 2020 г. № 1195 «Об утверждении Правил разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», от 8 февраля 2019 г. № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229», зарегистрирован М-вом юстиции 27 апреля 2021 г. № 63248. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_383101/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_383101/) (дата обращения: 29.11.2024).

6. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 20 декабря 2022 г. № 1340 : зарегистрирован М-вом юстиции 16 марта 2023 г., регистрационный № 72599. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_442245/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_442245/) (дата обращения: 29.11.2024).

7. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_471328/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/) (дата обращения: 29.11.2024).

8. 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: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_438028/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/) (дата обращения: 29.11.2024).

9. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_125116/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/) (дата обращения: 29.11.2024).

10. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_46197/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/) (дата обращения: 29.11.2024).

**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 2030 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования <sup>1)</sup>	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Энергосистема Республики Татарстан													
Нижнекамская ГЭС	АО «Татэнерго»												
		1	ПЛ-20/811-В-1000		78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	
		2	ПЛ-20/811-В-1000		78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	
		3	ПЛ-20/811-В-1000		78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	
		4	ПЛ-20/811-В-1000		78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	
		5	ПЛ-20/811-В-1000		78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	
		6	ПЛ-20/811-В-1000		78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	
		7	ПЛ-20/811-В-1000		78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	
		8	ПЛ-20/811-В-1000		78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	
		9	ПЛ-20/811-В-1000		78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	
		10	ПЛ-20/811-В-1000		78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	
		11	ПЛ-20/811-В-1000		78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	
		12	ПЛ-20/811-В-1000		78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	
		13	ПЛ-20/811-В-1000		78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	
		14	ПЛ-20/811-В-1000		78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	
		15	ПЛ-20/811-В-1000		78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	
		16	ПЛ-20/811-В-1000		35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0	
Зайнская ГРЭС	АО «Татэнерго»												
		2	ПВК-200-1		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		3	ПВК-200-1		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		4	ПВК-200-1		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		5	К-200-130 ЛМЗ		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		6	К-200-130 ЛМЗ		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		7	К-200-130 ЛМЗ		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		8	К-200-130 ЛМЗ		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		9	К-200-130 ЛМЗ		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		10	К-200-130 ЛМЗ		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		11	К-200-130 ЛМЗ		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		12	К-204,9-130-3		204,9	204,9	204,9	204,9	204,9	204,9	204,9	204,9	
Установленная мощность, всего		–	–	–	2204,9	2204,9	2204,9	2204,9	2204,9	2204,9	2204,9	2204,9	
Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)	АО «ТГК-16»												
		2	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		3	Р-100-130/15		100,0	100,0	100,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	Модернизация в 2026 г.
		4	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		5	Т-100/120-130-2		105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	
		6	Р-70/100-130/15		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
		7	Т-100/120-130-2		105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	
		8	Р-100-130/15		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		9	Р-70/100-130/15		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
		10	Т-100/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		11	Р-100-130/15		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	880,0	880,0	880,0	882,0	882,0	882,0	882,0	882,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования <sup>1)</sup>	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
Казанская ТЭЦ-2	АО «Татэнерго»	7	ПТ-65/75-130/13	Газ, мазут	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0		
		8	Р-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0		
		9	Т-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0		
		1, 2	ПГУ-1		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0		
		3, 4	ПГУ-2		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0		
Установленная мощность, всего					385,0	385,0	385,0	385,0	385,0	385,0	385,0	385,0		
Казанская ТЭЦ-3	АО «ТГК-16»	1	Т-27/33-1,28	Газ, мазут	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0		
		2	Р-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0		
		3	Т-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0		
		4	Т-100/120-130-2		105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0		
		5	Р-20/40-130/31		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0		
		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	ГТУ 9НА.01		405,6	405,6	405,6	405,6	405,6	405,6	405,6	405,6	405,6	
Установленная мощность, всего					789,6	789,6	789,6	789,6	789,6	789,6	789,6	789,6		
Казанская ТЭЦ-1	АО «Татэнерго»	1	ГТЭ-20/НК-37	Газ, мазут	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0		
		2	ГТЭ-20/НК-37		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0		
		5	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
		6	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		7	Р-47-130/13		47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	
		8, 9	ПГУ-1		123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	
		10, 11	ПГУ-2		123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	
Установленная мощность, всего					453,0	453,0	453,0	453,0	453,0	453,0	453,0	453,0		
Набережночелнинская ТЭЦ	АО «Татэнерго»	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		
		3	Т-100/120-130-2		105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0		
		4	Т-100/120-130-2		105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0		
		5	Т-100/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0		
		6	Т-100/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0		
		7	Т-100/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0		
		8	Т-100/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0		
		9	Р-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		10	Т-175/210-130		175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	
		11	Т-185/220-130-2		185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	
Установленная мощность, всего					1180,0	1180,0	1180,0	1180,0	1180,0	1180,0	1180,0	1180,0		
Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-2)	ООО «Нижнекамская ТЭЦ»	1	ПТ-135/165-130/15	Газ, мазут	135,0	135,0	135,0	135,0					Вывод из эксплуатации в 2027 г.	
		2	ПТ-135/165-130/15		135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0		
		3	Р-40-130/31		40,0	40,0	40,0	40,0						
		1, 3	ПГУ-195(Т)						195,0	195,0	195,0	195,0	В 2027 г. перевод противодавленческой турбины ТГ-3 в работу с использованием парогазового цикла за счет надстройки генерирующего объекта газовой турбиной ГТЭ-155, установленной мощностью 155 МВт	
		4	Р-97/100-130/16		97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0		
		5	Р-100-130/15		97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0		
		6	К-110-1,6		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
Установленная мощность, всего					724,0	724,0	724,0	724,0	744,0	744,0	744,0	744,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования <sup>1)</sup>	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Энергостанция ПАО «Нижнекамскнефтехим»	ООО «ПЭСТ»	1	ГТУ (MS5001PA)	Газ	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8	
			ГТУ (MS5001PA)		21,8	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8		
			ГТУ (MS5001PA)		23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7		
			Установленная мощность, всего		67,3	67,3	67,3	67,3	67,3	67,3	67,3		
Лемаевская ПГУ-ТЭС	ПАО «Нижнекамскнефтехим»	-	ПГУ-1	Газ	494,8	494,8	494,8	494,8	494,8	494,8	494,8	494,8	
			Установленная мощность, всего		494,8	494,8	494,8	494,8	494,8	494,8	494,8		
ТЭЦ Буинского сахарного завода	ООО «Буинский сахар»	1	Р-6-35/5	Газ	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
			Р-6-35/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
			Установленная мощность, всего		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
ГПЭС «Энергоцентр Майский»	АО «Энергоцентр Майский»	1	TCG 2032 V16	Газ	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	
			TCG 2032 V16		3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9		
			TCG 2032 V16		3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9		
			TCG 2032 V16		3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9		
			TCG 2032 V16		3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9		
			TCG 2032 V16		3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9		
Установленная мощность, всего	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5						
Мини-ТЭЦ №2 АПТС	АО «Альметьевские тепловые сети»	1	MWM TCG2020V20	Газ	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
			MWM TCG2020V20		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
			MWM TCG2020V20		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
			Установленная мощность, всего		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
Мини-ТЭЦ №3 АПТС	АО «Альметьевские тепловые сети»	1	MWM TCG2020V20	Газ	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
			MWM TCG2020V20		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
			Установленная мощность, всего		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0		
Мини-ТЭЦ №4 АПТС	АО «Альметьевские тепловые сети»	1	MWM TCG2020V20	Газ	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
			MWM TCG2020V20		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
			MWM TCG2020V20		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
			MWM TCG2020V20		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
			MWM TCG2020V20		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
			MWM TCG2020V20		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
			MWM TCG2020V20		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
Установленная мощность, всего	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0						
Энергоцентр «Альметьевские тепловые сети»	АО «Альметьевские тепловые сети»	1	MWM TCG2020V20	Газ	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
			MWM TCG2020V20		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
			Установленная мощность, всего		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0		
ТЭС Нижнекамсктехуглерод	АО «Нижнекамсктехуглерод»	1	П-6/2,2-0,6	Газ	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
			П-6/2,2-0,6		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
			Установленная мощность, всего		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования <sup>1)</sup>	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание		
					Установленная мощность (МВт)										
Мини-ТЭЦ Кастамону	ООО «Кастамону Интегрейтед Вуд Индастри»	1	LM 2500+G4DLE	Газ, древесные отходы											
Установленная мощность, всего															
ТЭЦ Хаят Кимья	ООО «Хаят Кимья»	1	KAWASAKI GPB-180D L20A	Газ											
Установленная мощность, всего															
Мини ТЭС ГПУ-1	ООО «Энергетическое партнерство»	1	HYUNDAI H35/40G	Газ											
Установленная мощность, всего															
Мини ТЭС ГПУ-2	ООО «Энергетическое партнерство»	1	HYUNDAI H35/40G	Газ											
Установленная мощность, всего															
Мини ТЭС ГПУ-3	ООО «Энергетическое партнерство»	1	HYUNDAI H35/40G	Газ											
Установленная мощность, всего															
ГТЭС Аммоний	АО «Аммоний»	1	1-GT-7401	Газ											
Установленная мощность, всего															
ТЭС ЗТО ТКО (код ГТП GVIE0653)	ООО «АГК-2»	1	ПТУ КП-55-6.8	Твердые бытовые отходы											
Установленная мощность, всего															
ГТУ-ТЭС в г. Елабуга	ООО «КЭР-Генерация»	1	WT-7301S-G	Газ											
		2	WT-7301S-G												
		3	WT-7301S-G												
		4	WT-7301S-G												
Установленная мощность, всего															
ГТЭУ-18 «КМПО»	АО «КМПО»	1	НК-38СТ	Газ											
Установленная мощность, всего															
Мини-ТЭЦ Кастамону-2	ООО «Кастамону Интегрейтед Вуд Индастри»	1	KAWASAKI GPB-180DL20A	Газ, древесные отходы											
Установленная мощность, всего															
Мини-ТЭС ООО «ТК «Майский»	ООО «Тепличный комбинат «Майский»	ГПУ-8	JMS 620 GS-N.LC	Газ											
		ГПУ-9	JMS 620 GS-N.LC												
		ГПУ-10	JMS 620 GS-N.LC												
		ГПУ-11	JMS 620 GS-N.LC												
		ГПУ-12	JMS 620 GS-N.LC												
		ГПУ-13	JMS 620 GS-N.LC												
		ГПУ-14	JMS 620 GS-N.LC												
Установленная мощность, всего															

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования <sup>1)</sup>	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
ТЭС ООО «ТК «Майский»	ООО «Тепличный комбинат «Майский»			Газ										
		ГПУ-15	JMS 620 GS-N.L			3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	Ввод в эксплуатацию 15.04.2024
		ГПУ-16	JMS 620 GS-N.L			3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	Ввод в эксплуатацию 15.04.2024
		ГПУ-17	JMS 620 GS-N.L			3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	Ввод в эксплуатацию 15.04.2024
		ГПУ-18	JMS 620 GS-N.L			3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	Ввод в эксплуатацию 15.04.2024
		ГПУ-19	JMS 620 GS-N.L			3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	Ввод в эксплуатацию 15.04.2024
		ГПУ-20	JMS 620 GS-N.L		3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	Ввод в эксплуатацию 15.04.2024	
Установленная мощность, всего		–	–	–		20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1		
ГТП GVIE3230	ПАО «Форвард Энерго»			–										
		–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3230)							45,0	45,0	45,0	45,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего		–	–							45,0	45,0	45,0	45,0	
ГТП GVIE3231	ПАО «Форвард Энерго»			–										
		–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3231)							55,0	55,0	55,0	55,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего		–	–							55,0	55,0	55,0	55,0	
ГТП GVIE3232	ПАО «Форвард Энерго»			–										
		–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3232)							69,0	69,0	69,0	69,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего		–	–							69,0	69,0	69,0	69,0	
ГТП GVIE3233	ПАО «Форвард Энерго»			–										
		–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3233)							45,0	45,0	45,0	45,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего		–	–							45,0	45,0	45,0	45,0	
ГТП GVIE3234	ПАО «Форвард Энерго»			–										
		–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3234)							45,0	45,0	45,0	45,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего		–	–							45,0	45,0	45,0	45,0	
ГТП GVIE3235	ПАО «Форвард Энерго»			–										
		–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3235)							45,0	45,0	45,0	45,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего		–	–							45,0	45,0	45,0	45,0	
ГТП GVIE3236	ПАО «Форвард Энерго»			–										
		–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3236)							45,0	45,0	45,0	45,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего		–	–							45,0	45,0	45,0	45,0	

Примечание – <sup>1)</sup> В соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172, поставщики мощности по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, заключенным по результатам отбора проектов, вправе изменить планируемое местонахождение генерирующего объекта. В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 20.05.2022 № 912 поставщик мощности по указанным договорам вправе до наступления даты начала поставки мощности осуществить отсрочку начала периода поставки мощности.

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б**

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

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

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	Республики Татарстан	Республика Татарстан	Реконструкция ПС 110 кВ Северная с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Сетевая компания»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2025	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	411,61	411,61
2	Республики Татарстан	Республика Татарстан	Реконструкция ПС 110 кВ Каракашлы с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	АО «Сетевая компания»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	334,19	334,19
3	Республики Татарстан	Республика Татарстан	Реконструкция ПС 110 кВ Константиновка с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Сетевая компания»	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	351,36	351,36

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
4	Республики Татарстан	Республика Татарстан	Реконструкция ПС 110 кВ Высокая гора с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый, ранее установленные на ПС 110 кВ Чекалда	АО «Сетевая компания»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	30,00	30,00
5	Республики Татарстан	Республика Татарстан	Реконструкция ПС 110 кВ Шигалеево с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый, ранее установленные на ПС 110 кВ Высокая гора	АО «Сетевая компания»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	30,00	30,00
6	Республики Татарстан	Республика Татарстан	Строительство ПС 110 кВ Сокуры с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «Сетевая компания»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	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	1030,98	817,46

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030				
7	Республики Татарстан	Республика Татарстан	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Пестрецы – Аэропорт на ПС 110 кВ Сокуры ориентировочной протяженностью 2,7 км каждый	АО «Сетевая компания»	110	км	2×2,7	–	–	–	–	–	–	5,4	2024	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	

Примечания

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

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