ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ, ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО И ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНЫХ ОКРУГОВ

КНИГА 1

ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ

СОДЕРЖАНИЕ

Книга 1

ВВЕДЕНИЕ 7
1 Описание энергосистемы 8
1.1 Основные внешние электрические связи 9
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии 9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей 10
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период 10
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период 11
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде 14
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 15
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) 15
2.1.1 Район транзита 110 кВ Ожогино – Кармак 15
2.1.2 Тюменский, Южный и Ишимский энергорайоны 17
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 20
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ 20
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 34
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям 45
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России 45
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше 45
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 49
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы 50
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности 50
3.2 Прогноз потребления электрической энергии 52
3.3 Прогноз потребления мощности 53
3.4 Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования 55
4 Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы 58
4.1 Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше 58
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 Тюменской области 61
4.3 Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России 65
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 67
5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети 69
6 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию 70
7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети 72
7.1 Основные подходы 72
7.2 Исходные допущения 73
7.2.1 Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства 76
7.3 Результаты оценки тарифных последствий 77
7.4 Оценка чувствительности экономических условий 79
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 81
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 82

ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации 83
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 85
Книга 2
Книга 3

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДН	–	аварийно допустимое напряжение
АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АТГ	–	автотрансформаторная группа
БСК	–	батарея статических конденсаторов
В	–	выключатель
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЧЗ	–	высокочастотный заградитель
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИП	–	инвестиционный проект
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КС	–	контролируемое сечение
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
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
МУП	–	муниципальное унитарное предприятие
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
ПУЭ	–	правила устройства электроустановок
РБУ	–	режимно-балансовые условия
РДУ	–	филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СВ	–	секционный выключатель

СКРМ	–	средство компенсации реактивной мощности
СН	–	среднее напряжение
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТТ	–	трансформатор тока
ТУ	–	технические условия
ТЭО	–	технико-экономическое обоснование
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
УШР	–	управляемый шунтирующий реактор
ФАС России	–	Федеральная антимонопольная служба
ЦП	–	центр питания
ШР	–	шунтирующий реактор
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
$S_{ддн}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{ном}$	–	номинальная полная мощность
$U_{ном}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

«Схема и программа развития энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов на 2026–2031 годы» состоит из трех книг:

– книга 1 «Тюменская область»;

– книга 2 «Ханты-Мансийский автономный округ – Югра»;

– книга 3 «Ямало-Ненецкий автономный округ».

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики по Тюменской области энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов за период 2020–2024 годов. За отчетный принимается 2024 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Тюменской области на каждый год перспективного периода (2026–2031 годов).

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

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов на территории Тюменской области на период до 2031 года, в том числе рассмотрены:

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

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

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

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

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

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ и обслуживает территорию трех субъектов Российской Федерации – Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра и Ямало-Ненецкий автономный округ.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территориях Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа и владеющие объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и (или) выше:

– филиалы ПАО «Россети» – Южное ПМЭС, Центральное ПМЭС, Восточное ПМЭС и Ямало-Ненецкое ПМЭС – предприятия, осуществляющие функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территориях Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа;

– АО «Россети Тюмень» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–220 кВ на территориях Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа;

– АО «Сибирско-Уральская энергетическая компания» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Тюменской области;

– структурное подразделение филиала ОАО «РЖД» «Трансэнерго» – Свердловская дирекция по энергообеспечению – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территориях Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа;

– ПАО «Сургутнефтегаз» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры;

– ООО «РН-Юганскнефтегаз» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры;

– АО «Горэлектросеть» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры;

– АО «ЮРЭСК» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры;

– ООО «Сургутские городские электрические сети» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры;

– АО «ЮТЭК-РС» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры;

– МУП «СРЭС» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры;

– МП «ХМГЭС» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов связана с энергосистемами:

– Свердловской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 8 шт.;

– Курганской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт.;

– Омской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Омское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт.;

– Красноярского края и Республики Тыва (Филиал АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ): КВЛ 220 кВ – 2 шт.;

– Томской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ): ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии, расположенных на территории Тюменской области, с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год, приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей, расположенных на территории Тюменской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ООО «ЗапСибНефтехим»	355,0
ООО «РН-Уватнефтегаз»[1)]	227,0
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	105,8
Более 50 МВт	
СН ПАО «Форвард Энерго» (Тюменская ТЭЦ-1, Тюменская ТЭЦ-2)	97,0
Филиал ООО «УМК-Сталь»-«Металлургический завод «Электросталь Тюмени»	87,0
АО «Транснефть-Сибирь»	86,9
Свердловская дирекция по энергообеспечению структурное подразделение Трансэнерго-филиала ОАО «РЖД»	77,5
СН Тобольская ТЭЦ (ООО «ЗапСибНефтехим»)	73,0
Более 10 МВт	
Филиал ООО «РУСИНВЕСТ»-«ТНПЗ»	47,0

Примечание – [1)] С учетом нагрузки, покрываемой собственной генерацией.

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области, на 01.01.2025 составила 2269,0 МВт на ТЭС.

В структуре генерирующих мощностей энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области, доля ТЭС составляет 100 %.

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

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

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области, МВт

Наименование	На 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар-кировка	Прочие изменения (присоеди-нение)	
Всего	2269,0	–	–	–	–	2269,0
ТЭС	2269,0	–	–	–	–	2269,0

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области, в 2024 году составило 12725,7 млн кВт·ч на ТЭС.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области, за период 2020–2024 годов, млн кВт·ч

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	11654,6	12494,4	12509,1	11837,6	12725,7
ТЭС	11654,6	12494,4	12509,1	11837,6	12725,7

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Тюменской области приведена в таблице 4 и на рисунках 1, 2.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Тюменской области

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	86098	89909	92850	92166	89963
Годовой темп прироста, %	-8,01	4,43	3,27	-0,74	-2,39
Максимум потребления мощности, МВт	12303	12257	12507	12830	12276
Годовой темп прироста, %	0,10	-0,37	2,04	2,58	-4,32
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6998	7335	7424	7184	7328
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	31.01 08:00	30.12 15:00	30.12 16:00	12.12 16:00	07.01 15:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-25,8	-26,5	-30,3	-32,1	-25,9
Тюменская область					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	14923	16311	16215	15981	16356
Годовой темп прироста, %	2,90	9,30	-0,59	-1,44	2,35
Доля потребления электрической энергии Тюменской области в энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, %	17,3	18,1	17,5	17,3	18,2
Потребление мощности на час прохождения максимума энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, МВт	2134	2400	2439	2769	2412
Годовой темп прироста, %	7,83	12,46	1,62	13,53	-12,89
Доля потребления мощности Тюменской области в энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, %	17,3	19,6	19,5	21,6	19,6
Число часов использования потребления мощности, ч/год	6993	6796	6648	5771	6781

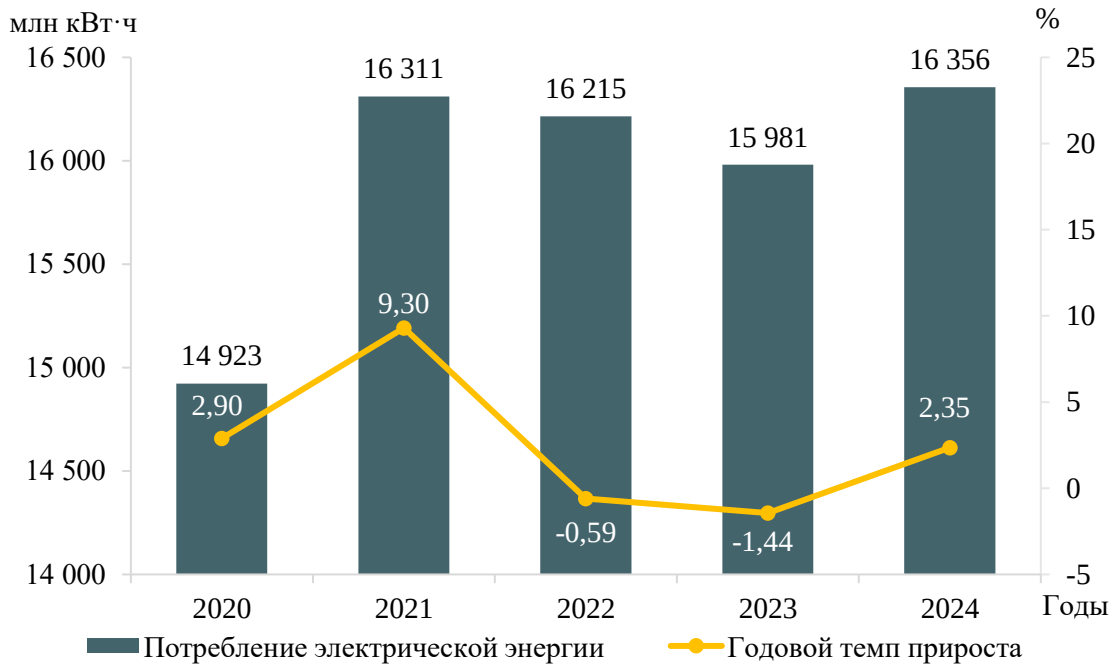

Рисунок 1 – Потребление электрической энергии по территории Тюменской области и годовые темпы прироста

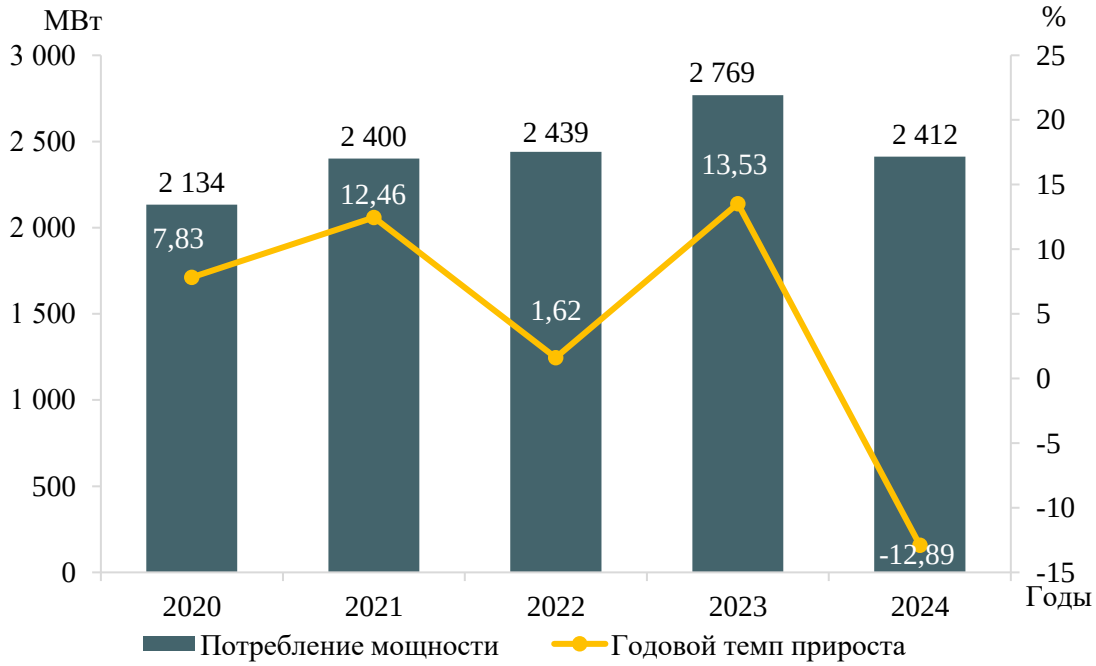

Рисунок 2 – Потребление мощности по Тюменской области и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов снизилось на 3633 млн кВт·ч и составило в 2024 году 89963 млн кВт·ч, что соответствует отрицательному среднегодовому темпу прироста 0,79 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 4,43 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 8,01 %.

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов снизился на 15 МВт и составил 12276 МВт, что соответствует отрицательному среднегодовому темпу прироста мощности 0,02 %.

Наибольший годовой темп прироста мощности энергосистемы зафиксирован в 2023 году и составил 2,58 %; наибольшее снижение мощности составило 4,32 % в 2024 году.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов был зафиксирован в 2023 году в размере 12830 МВт.

Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов характеризуется самым плотным годовым графиком максимального потребления мощности из всех энергосистем РФ.

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии по территории Тюменской области выросло на 1854 млн кВт·ч и составило в 2024 году 16356 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,44 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 9,30 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2023 году и составило 1,44 %.

Доля Тюменской области в суммарном потреблении электрической энергии энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов увеличилась с 17,3 % в 2020 году до 18,2 % в 2024 году (или на 0,9 процентных пункта).

За период 2020–2024 годов потребление мощности Тюменской области выросло на 433 МВт и составило 2412 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 4,04 %.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 13,53 % в 2023 году; наибольшее снижение мощности составило 12,89 % в 2024 году.

Исторический максимум потребления мощности Тюменской области был зафиксирован в 2023 году в размере 2769 МВт.

Доля Тюменской области в максимальном потреблении мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов за рассматриваемый ретроспективный период увеличилась с 17,3 % до 19,6 % (или на 2,3 процентных пункта).

Годовой режим потребления электрической энергии Тюменской области менее плотный по сравнению с режимом энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов в целом.

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

– разнонаправленной динамикой потребления на предприятиях по добыче полезных ископаемых;

– ростом потребления в химическом производстве;

– разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности.

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 Тюменской области приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Тюменской области приведен в таблице 6.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Вареягская от ВЛ 110 кВ Снежная – КС-7 с отпайкой на ПС Муген	ООО «ПИТ «СИБИНТЭК»	2021	14,60 км
2	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Тобольская ТЭЦ – ГПП-3	ООО «ЗапСибНефтехим»	2021	4,41 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Вареягская	ООО «ПИТ «СИБИНТЭК»	2021	2×10 МВА
2	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Голышманово	ПАО «Россети»	2023	16 МВА
3	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Муген с переносом на новое место размещения	АО «Транснефть-Сибирь»	2023	2×10 МВА
4	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Молчаново с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА	АО «Россети Тюмень»	2024	2×10 МВА
5	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Чикча с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «Россети Тюмень»	2024	2×16 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 Тюменской области к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относится:

– район транзита 110 кВ Ожогино – Кармак;

– Тюменский, Южный и Ишимский энергорайоны.

2.1.1 Район транзита 110 кВ Ожогино – Кармак

В таблице 7 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в районе транзита 110 кВ Ожогино – Кармак.

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий района транзита 110 кВ Ожогино – Кармак

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Ожогино – Рощино с отпайкой на ПС Тополя, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Ожогино – Молодежная превышает ДДТН на величину до 24 % соответственно. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 31 МВт	1. Строительство ПП 110 кВ Ушаковский. 2. Реконструкция ПС 220 кВ Ожогино с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Ожогино – Ушаковский. 3. Строительство ВЛ 110 кВ Ожогино – Ушаковский ориентировочной протяженностью 26 км. 4. Строительство заходов ВЛ 110 кВ Молодежная – Перевалово с отпайками на ПП 110 кВ Ушаковский ориентировочной протяженностью 3 км каждый. 5. Строительство заходов ВЛ 110 кВ Утяшево – Гужевое с отпайками на ПП 110 кВ Ушаковский ориентировочной протяженностью 3 км каждый	Отсутствуют	1. Строительство ПП 110 кВ Ушаковский. 2. Реконструкция ПС 220 кВ Ожогино с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Ожогино – Ушаковский. 3. Строительство ВЛ 110 кВ Ожогино – Ушаковский ориентировочной протяженностью 26 км. 4. Строительство заходов ВЛ 110 кВ Молодежная – Перевалово с отпайками на ПП 110 кВ Ушаковский ориентировочной протяженностью 3 км каждый. 5. Строительство заходов ВЛ 110 кВ Утяшево – Гужевое с отпайками на ПП 110 кВ Ушаковский ориентировочной протяженностью 3 км каждый

2.1.2 Тюменский, Южный и Ишимский энергорайоны

В таблице 8 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Тюменском, Южном и Ишимском энергорайонах.

Таблица 8 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий Тюменского, Южного и Ишимского энергорайонов

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением 1СШ-220 (2СШ-220) ПС 500 кВ Тюмень, переток активной мощности в КС «1,2АТГ ПС 500 кВ Тюмень» превышает МДП на величину до 254 МВт при учете аварийного снижения генерации на Тюменских ТЭЦ-1, 2. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 300 МВт	1. Реконструкция ПС 500 кВ Тюмень с установкой одного автотрансформатора 500/110/10 кВ мощностью 405 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 135 МВА каждый) с резервной фазой мощностью 135 МВА. 2. Реконструкция ПС 500 кВ Тюмень с изменением схемы присоединения ВЛ 500 кВ Тобол – Тюмень и ВЛ 500 кВ Тюмень – Беркут с их подключением через полуторную цепочку	Отсутствуют	1. Реконструкция ПС 500 кВ Тюмень с установкой одного автотрансформатора 500/110/10 кВ мощностью 405 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 135 МВА каждый) с резервной фазой мощностью 135 МВА. 2. Реконструкция ПС 500 кВ Тюмень с изменением схемы присоединения ВЛ 500 кВ Тобол – Тюмень и ВЛ 500 кВ Тюмень – Беркут с их подключением через полуторную цепочку
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением 2СШ-220 Тюменской ТЭЦ-2, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 220 кВ Тюмень – ТММЗ I (II) цепь, переток активной мощности в КС «Тюмень-ТММЗ» превышает МДП на величину до 28 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 81 МВт	Модернизация на ПС 500 кВ Тюмень устройства АОПО ВЛ 220 кВ Тюмень – ТММЗ I, II цепь.	Отсутствуют	Модернизация на ПС 500 кВ Тюмень устройства АОПО ВЛ 220 кВ Тюмень – ТММЗ I, II цепь.
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением 5 АТГ ПС 500 кВ Тюмень, с учетом применения всех доступных СРМ, переток активной мощности в КС «1,2АТГ ПС 500 кВ Тюмень» превышает МДП на величину до 32 МВт при учете аварийного снижения генерации на Тюменской ТЭЦ-2. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 38 МВт	Модернизация на ПС 500 кВ Тюмень устройства АОПО 1, 2 АТГ ПС 500 кВ Тюмень	Отсутствуют	Модернизация на ПС 500 кВ Тюмень устройства АОПО 1, 2 АТГ ПС 500 кВ Тюмень
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением 1 (2) АТГ ПС 500 кВ Тюмень, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением 2 (1) АТГ ПС 500 кВ Тюмень, переток активной мощности в КС «1,2АТГ ПС 500 кВ Тюмень» превышает МДП на величину до 102 МВт при учете аварийного снижения генерации на Тюменских ТЭЦ-1,2. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 114 МВт	Создание на ПС 500 кВ Тюмень устройства АОПО АТГ 500/110/10 кВ мощностью 405 МВА	Отсутствуют	Создание на ПС 500 кВ Тюмень устройства АОПО АТГ 500/110/10 кВ мощностью 405 МВА
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Тюмень – Березняки с отпайкой на ПС Чермет, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Тюмень – Казарово превышает ДДТН на величину до 10 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 62 МВт	1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Тюмень – Казарово ориентировочной протяженностью 4,98 км с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПС 110 кВ Казарово с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюмень – Казарово с увеличением пропускной способности. 3. Реконструкция ПС 500 кВ Тюмень с заменой ВЧЗ ячейки ВЛ 110 кВ Тюмень – Казарово с увеличением пропускной способности	Отсутствуют	1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Тюмень – Казарово ориентировочной протяженностью 4,98 км с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПС 110 кВ Казарово с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюмень – Казарово с увеличением пропускной способности. 3. Реконструкция ПС 500 кВ Тюмень с заменой ВЧЗ ячейки ВЛ 110 кВ Тюмень – Казарово с увеличением пропускной способности
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Тюмень – Казарово, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Тюмень – Березняки с отпайкой на ПС Чермет превышает ДДТН на величину до 4 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 47 МВт	1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Тюмень – Березняки с отпайкой на ПС Чермет ориентировочной протяженностью 9,88 км с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПС 110 кВ Березняки с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюмень – Березняки с отпайкой на ПС Чермет с увеличением пропускной способности	Отсутствуют	1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Тюмень – Березняки с отпайкой на ПС Чермет ориентировочной протяженностью 9,88 км с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПС 110 кВ Березняки с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюмень – Березняки с отпайкой на ПС Чермет с увеличением пропускной способности

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением 2СШ-220 Тюменской ТЭЦ-2, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка превышает ДДТН на величину до 8 % при учете аварийного снижения генерации на Тюменских ТЭЦ-1, 2. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 111 МВт	1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками ориентировочной протяженностью 6,15 км с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПС 110 кВ Войновка с заменой провода ошиновки, ТТ, ВЧЗ ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками с увеличением пропускной способности. 3. Реконструкция Тюменской ТЭЦ-1 с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками с увеличением пропускной способности	Отсутствуют	1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками ориентировочной протяженностью 6,15 км с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПС 110 кВ Войновка с заменой провода ошиновки, ТТ, ВЧЗ ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками с увеличением пропускной способности. 3. Реконструкция Тюменской ТЭЦ-1 с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками с увеличением пропускной способности
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением 2СШ-220 Тюменской ТЭЦ-2, токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками превышает ДДТН на величину до 25 % при учете аварийного снижения генерации на Тюменских ТЭЦ-1, 2. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 211 МВт	1. Реконструкция КВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками ориентировочной протяженностью 5,3 км с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПС 110 кВ Граничная с заменой ТТ ячейки КВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками с увеличением пропускной способности. 3. Реконструкция Тюменской ТЭЦ-1 с заменой ТТ ячейки КВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками с увеличением пропускной способности	Отсутствуют	1. Реконструкция КВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками ориентировочной протяженностью 5,3 км с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПС 110 кВ Граничная с заменой ТТ КВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками с увеличением пропускной способности. 3. Реконструкция Тюменской ТЭЦ-1 с заменой ТТ ячейки КВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками с увеличением пропускной способности
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением 2СШ-220 Тюменской ТЭЦ-2, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2 – ТММЗ I цепь с отпайкой на ПС Губернская, токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками превышает АДТН на величину до 26 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка на величину до 8 % при учете аварийного снижения генерации на Тюменских ТЭЦ-1, 2. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 214 МВт	Модернизация на Тюменской ТЭЦ-1 устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками; – АОПО КВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками	Отсутствуют	Модернизация на Тюменской ТЭЦ-1 устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками; – АОПО КВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением Блока 1 Тюменской ТЭЦ-2 (Блока 3 Тюменской ТЭЦ-2), переток активной мощности в КС «ТТЭЦ2 – ТММЗ» превышает МДП на величину до 78 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 230 МВт	Модернизация на Тюменской ТЭЦ-2 АОПО ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2 – ТММЗ I, II цепь с отпайками на ПС Губернская	Отсутствуют	Модернизация на Тюменской ТЭЦ-2 АОПО ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2 – ТММЗ I, II цепь с отпайками на ПС Губернская

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера и (или) иного замера. В таблице 9 представлены данные по ТНВ в дни контрольных и (или) иного замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 9 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2020	16.12.2020	-7,1
	17.06.2020	17,1
2021	15.12.2021	-4,0
	16.06.2021	24,2
2022	21.12.2022	-15,3
	15.06.2022	18,9
2023	11.12.2023[1)]	-34,7
	20.12.2023	-6,0
	21.06.2023	7,0
2024	18.12.2024	-7
	19.06.2024	17,6

Примечание – [1)] Приведена температура в день иного замера.

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

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

2.2.1.1 АО «Россети Тюмень»

Рассмотрены предложения АО «Россети Тюмень» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 10 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 11 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 12 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 10 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	$U_{ном}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{ном}$, МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Утяшево	110	1Т	110	10	5,35	6,64	7,04	9,22[1)]	7,12	4,88	2,32	3,36	4,91	4,18	0,62
		10		10	10	5,35	6,64	7,04	9,22[1)]	7,12	4,88	2,32	3,36	4,91	4,18	
		110	2Т	110	10	6,78	6,97	8,99	8,76[1)]	7,72	5,09	6,9	4,62	5,98	3,89	
		10		10	10	6,78	6,97	8,99	8,76[1)]	7,72	5,09	6,9	4,62	5,98	3,89	
2	ПС 110 кВ Чикча	110	1Т	110	16	8,79	8,24	10,84	12,33[1)]	10,55	2,8	4,47	3,62	7,25	0,39	0,62
		10		10	16	8,79	8,24	10,84	12,33[1)]	10,55	2,8	4,47	3,62	7,25	0,39	
		110	2Т	110	16	3,0	4,03	6,67	10,26[1)]	7,13	1,48	0,75	2,87	2,24	6,02	
		10		10	16	3,0	4,03	6,67	10,26[1)]	7,13	1,48	0,75	2,87	2,24	6,02	
3	ПС 110 кВ Молчаново	110	1Т	110	10	5,87	5,13	5,62	7,33[1)]	7,73	2,70	2,67	2,81	4,09	2,95	0
		10		10	10	5,87	5,13	5,62	7,33[1)]	7,73	2,70	2,67	2,81	4,09	2,95	
		110	2Т	110	10	2,54	2,76	4,99	6,52[1)]	2,81	1,22	1,31	1,30	1,68	1,3	
		10		10	10	2,54	2,76	4,99	6,52[1)]	2,81	1,22	1,31	1,30	1,68	1,3	
5	ПС 110 кВ Казарово	110	1Т	110	25	4,82	12,29	10,48	15,51[1)]	10,82	3,16	5,88	12,51	7,50	5,89	0
		10		10	25	4,82	12,29	10,48	15,51[1)]	10,82	3,16	5,88	12,51	7,50	5,89	
		110	2Т	110	16	13,03	11,86	12,93	15,59[1)]	13,76	5,2	5,57	0	8,26	6,40	
		10		10	16	13,03	11,86	12,93	15,59[1)]	13,76	5,2	5,57	0	8,26	6,40	
6	ПС 110 кВ Горьковка	110	1Т	110	16	5,84	7,23	10,90	12,41[1)]	7,81	2,59	3,04	2,05	6,33	3,36	0
		10		10	16	5,84	7,23	10,90	12,41[1)]	7,81	2,59	3,04	2,05	6,33	3,36	
		110	2Т	110	16	7,25	4,87	9,14	9,16[1)]	9,17	2,06	2,31	2,28	2,99	2,96	
		10		10	16	7,25	4,87	9,14	9,16[1)]	9,17	2,06	2,31	2,28	2,99	2,96	
7	ПС 110 кВ Кулаково	110	1Т	110	25	2,87	5,59	15,91	13,57[1)]	11,35	0,85	0,00	1,06	5,14	3,67	0
		10		10	25	2,87	5,59	15,91	13,57[1)]	11,35	0,85	0,00	1,06	5,14	3,67	
		110	2Т	110	25	5,54	6,53	0,02	16,25[1)]	7,28	2,14	4,50	2,80	5,56	4,55	
		10		10	25	5,54	6,53	0,02	16,25[1)]	7,28	2,14	4,50	2,80	5,56	4,55	
8	ПС 110 кВ Перевалово	110	1Т	110	25	5,35	9,28	10,34	12,54[1)]	14,22	0	2,00	3,07	4,62	2,51	0,4
		10		10	25	5,35	9,28	10,34	12,54[1)]	14,22	0	2,00	3,07	4,62	2,51	
		110	2Т	110	16	4,42	3,25	6,53	14,71[1)]	7,72	3,67	2,06	1,82	3,06	3,90	
		10		10	16	4,42	3,25	6,53	14,71[1)]	7,72	3,67	2,06	1,82	3,06	3,90	

Примечание – [1)] Приведена фактическая нагрузка трансформатора в день иного замера.

Таблица 11 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Утяшево	1Т	ТДН-10000/110	1984	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т	ТДТН-10000/110	1982	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Чикча	1Т	ТДН-16000/110	2017	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		2Т	ТДН-16000/110	2017	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
3	ПС 110 кВ Молчаново	1Т	ТДН-10000/110	2015	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		2Т	ТДН-10000/110	2015	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
4	ПС 110 кВ Казарово	1Т	ТРДН-25000/110	2024	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		2Т	ТДН-16000/110	1987	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Горьковка	1Т	ТДН-16000/110	1982	91	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т	ТДН-16000/110	2016	89	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
6	ПС 110 кВ Кулаково	1Т	ТДН-25000/110	2024	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		2Т	ТДН-25000/110	2024	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
7	ПС 110 кВ Перевалово	1Т	ТДН-25000/110	2024	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		2Т	ТДН-16000/110	1984	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82

Таблица 12 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Утяшево	2023 / зима	17,98	ПС 110 кВ Утяшево	ИП Быковский И.Э.	23.06.2023	121203576-ТУ	2025	1,25	0	10	0,88	19,12	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
				ПС 110 кВ Утяшево	ООО «ЭксПроф»	22.04.2025	Т13/25/00818-ДТП	2027	3,5	2,5	10	0,7						
				ПС 110 кВ Утяшево	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,87	0	0,23–0,4	0,19						
								2027	1,12	0	10	0,11						
2	ПС 110 кВ Чикча	2023 / зима	22,59	ПС 110 кВ Чикча	ООО «Альфа-строй»	06.12.2023	Т13/23/6754-ДТП	2025	1,3	0	10	1,04	24,62	24,62	24,62	24,62	24,62	24,62
				ПС 110 кВ Чикча	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	8,52	0	0,23–10	0,09						
								2026	0,005	0	0,23–10	0,0005						
3	ПС 110 кВ Молчаново	2023 / зима	13,85	ПС 110 кВ Молчаново	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,46	0	0,23–10	0,35	14,22	14,22	14,22	14,22	14,22	14,22
4	ПС 110 кВ Казарово	2023 / зима	31,10	ПС 110 кВ Казарово	ООО «МФК «АКВАМОЛЛ»	02.05.2024	Т13/24/01078-ДТП	2025	3,2	0	10	0,32	32,20	32,20	32,20	32,20	32,20	32,20
				ПС 110 кВ Казарово	ООО «СЗ Звезда»	23.05.2025	ТЮ-25-1074-200	2026	1,01	0	0,4	0,4						
				ПС 110 кВ Казарово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,08	0	0,23–10	0,31						
5	ПС 110 кВ Горьковка	2023 / зима	21,57	ПС 110 кВ Горьковка	Физ. лицо	23.03.2023	Т13/22/2082-ДТП	2025	1,56	0	10	0,62	23,15	23,15	23,15	23,15	23,15	23,15
				ПС 110 кВ Горьковка	ООО «Рощинское»	28.11.2011	18/393	2025	0,91	0	10	0,09						
				ПС 110 кВ Горьковка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	7,43	0	0,23–10	0,74						
								2026	0,3	0	0,23–10	0,03						
6	ПС 110 кВ Кулаково	2023 / зима	29,82	ПС 110 кВ Кулаково	ООО «СЗ «Новая земля»	03.08.2023	Т13/23/5299-ДТП	2025	1,2	0	0,4	0,48	32,02	32,02	32,67	32,67	32,67	32,67
				ПС 110 кВ Кулаково	ИП Гейн Р.В.	03.06.2024	Т13/23/3898-ДТПЭДО	2025	0,66	0	10	0,26						
								2028	1,49	0	10	0,60						
				ПС 110 кВ Кулаково	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	13,21	0	0,23–10	1,32						
7	ПС 110 кВ Перевалово	2023 / зима	27,25	ПС 110 кВ Перевалово	ООО «Евродом Групп»	29.08.2023	Т13/23/4513-ДТПЭДО	2026	4,0	2,0	10	0,8	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	14,05	0	0,23–10	1,41						
								2026	0,68	0	0,4-10	0,07						

ПС 110 кВ Утяшево.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (11.12.2023) и составила 17,98 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 49,83 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -34,7 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

При отключении одного из трансформаторов возможен перевод нагрузки в объеме 0,62 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка оставшегося в работе трансформатора при отключении одного из трансформаторов превышает $S_{ддн}$ на величину до 44,67 % от $S_{ддн}$ и составляет 17,36 МВА.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,17 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,01 МВА). Суммарная мощность по актам на технологическое присоединение, оформленным после 18.12.2024, составляет 0,07 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,01 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 17{,}98 + 2{,}02 + 0 - 0{,}62 = 19{,}38 \text{ МВА}.$$

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 0,62 МВА превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 2Т (1Т) ПС 110 кВ Утяшево, оставшегося в работе после отключения 1Т (2Т), на величину до 61,33 % (без ТП превышение до 49,83 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Утяшево ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Утяшево расчетный объем ГАО составит 7,37 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 19,36 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2×10 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «Россети Тюмень».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Чикча.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (11.12.2023) и составила 22,59 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 12,95 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -34,7 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

При отключении одного из трансформаторов возможен перевод нагрузки в объеме 0,62 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка оставшегося в работе трансформатора при отключении одного из трансформаторов превышает $S_{ддн}$ на величину до 9,85 % от $S_{ддн}$ и составляет 21,97 МВА.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,92 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,93 МВА). Суммарная мощность по актам на технологическое присоединение, оформленным после 18.12.2024, составляет 0,91 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,1 МВА).

Согласно информации от АО «Россети Тюмень» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Альфа-строй» (договор ТП от 06.12.2023 № Т13/23/6754-ДТП заявленной мощностью 1,3 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Чикча с заменой 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 22{,}59 + 2{,}03 + 0 - 0{,}62 = 24{,}00 \text{ МВА}.$$

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 0,62 МВА превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 2Т (1Т) ПС 110 кВ Чикча, оставшегося в работе после отключения 1Т (2Т), на величину до 20,00 % (без ТП превышение до 12,95 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Чикча ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Чикча расчетный объем ГАО составит 4,00 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 24,00 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «Россети Тюмень».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Молчаново.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (11.12.2023) и составила 13,85 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 10,80 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -34,7 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,22 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,34 МВА). Суммарная мощность по актам на технологическое присоединение, оформленным после 18.12.2024, составляет 0,242 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,03 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 13{,}85 + 0{,}37 + 0 - 0 = 14{,}22 \text{ МВА}.$$

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 2Т (1Т) ПС 110 кВ Молчаново, оставшегося в работе после отключения 1Т (2Т), на величину до 13,76 % (без ТП превышение до 10,80 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Молчаново ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае отключения трансформатора 1Т (2Т) на ПС 110 кВ Молчаново расчетный объем ГАО составит 1,72 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 14,22 МВА. Ближайшим большим, стандартным по

номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2×10 МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «Россети Тюмень».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Казарово.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (11.12.2023) и составила 31,10 МВА. При отключении наиболее мощного трансформатора (1Т) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (2Т) превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 61,98 %. При отключении трансформатора 2Т нагрузка оставшегося в работе трансформатора 1Т не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 99,52 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -34,7 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2(1,25) для трансформатора 2Т (1Т).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,15 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,08 МВА). Суммарная мощность по актам на технологическое присоединение, оформленным после 18.12.2024, составляет 0,14 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,02 МВА).

Согласно информации от АО «Россети Тюмень» в соответствии с ТУ для ТП ООО «МФК «АКВАМОЛЛ» (договор ТП от 02.05.2024 № Т13/24/01078-ДТП заявленной мощностью 3,2 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Казарово с заменой 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 31{,}10 + 1{,}10 + 0 - 0 = 32{,}20 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 2Т ПС 110 кВ Казарово, оставшегося в работе после отключения 1Т, на величину до 67,71 % (без ТП превышение до 61,98 %).

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т ПС 110 кВ Казарово, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т, на величину до 3,04 % от $S_{\text{ддн}}$ (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Казарово ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае отключения трансформатора 1Т (2Т) на ПС 110 кВ Казарово расчетный объем ГАО составит 13,00 (0,95) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 32,20 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

В соответствии с информацией АО «Россети Тюмень» существующий трансформатор 1Т мощностью 25 МВА и предлагаемый к установке трансформатор 2Т мощностью 25 МВА будут оснащены модернизированной системой охлаждения, которая позволит выполнить загрузку трансформаторов до величины не менее 32,20 МВА, в 2025 году. Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превысит $S_{ддн}$, риски ввода ГАО отсутствуют.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформатора 2Т 1×16 МВА на 1×25 МВА МВА с модернизированной системой охлаждения.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «Россети Тюмень».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Горьковка.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (11.12.2023) и составила 21,57 МВА. При отключении трансформатора 2Т (1Т) нагрузка оставшегося в работе трансформатора 1Т (2Т) превышает $S_{ддн}$ на величину до 12,34 % (7,85 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора 1Т (2Т) при ТНВ -34,7 °С и при нормальном режиме нагрузки (возможном повышенном износе изоляции) составляет 1,2 (1,25).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,72 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,42 МВА). Суммарная мощность по актам на технологическое присоединение, оформленным после 18.12.2024, составляет 1,481 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,16 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 21{,}57 + 1{,}58 + 0 - 0 = 23{,}15 \text{ МВА}.$$

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 1Т (2Т) ПС 110 кВ Горьковка, оставшегося в работе после отключения 2Т (1Т), на величину до 20,57 % (15,75 %) (без ТП превышение до 12,34 % (7,85 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Горьковка ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае отключения трансформатора 2Т (1Т) на ПС 110 кВ Горьковка расчетный объем ГАО составит 3,95 (3,15) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 23,15 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «Россети Тюмень».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Кулаково.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (11.12.2023) и составила 29,82 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{ддн}$ и составляет 95,42 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -34,7 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 15,35 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,72 МВА). Суммарная мощность по актам на технологическое присоединение, оформленным после 18.12.2024, составляет 1,21 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,13 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 29{,}82 + 2{,}85 + 0 - 0 = 32{,}67 \text{ МВА}.$$

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 2Т (1Т) ПС 110 кВ Кулаково, оставшегося в работе после отключения 1Т (2Т), на величину до 4,54 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кулаково ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Кулаково расчетный объем ГАО составит 1,42 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 32,67 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

В соответствии с информацией АО «Россети Тюмень» существующие трансформаторы 1Т и 2Т мощностью 25 МВА каждый будут оснащены модернизированной системой охлаждения, которая позволит выполнить загрузку трансформаторов до величины не менее 32,67 МВА, в 2025 году. Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превысит $S_{ддн}$, риски ввода ГАО отсутствуют.

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

ПС 110 кВ Перевалово.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (11.12.2023) и составила 27,25 МВА. При отключении наиболее мощного трансформатора (1Т) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (2Т) превышает $S_{ддн}$ на величину до 41,93 %. При отключении трансформатора 2Т нагрузка оставшегося в работе трансформатора 1Т не превышает $S_{ддн}$ и составляет 87,20 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -34,7 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2 (1,25) для трансформатора 2Т (1Т).

При отключении одного из трансформаторов возможен перевод нагрузки в объеме 0,4 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка оставшегося в работе трансформатора составляет 26,85 МВА. При отключении трансформатора 1Т нагрузка оставшегося в работе трансформатора 2Т превышает $S_{ддн}$ на величину до 39,84 % от $S_{ддн}$. При отключении трансформатора 2Т нагрузка оставшегося в работе трансформатора 1Т не превышает $S_{ддн}$ и составляет 85,92 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 13,87 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,12 МВА).

Суммарная мощность по актам на технологическое присоединение, оформленным после 18.12.2024, составляет 2,18 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,23 МВА).

Согласно информации от АО «Россети Тюмень» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Евродом Групп» (договор ТП от 29.08.2023 № Т13/23/4513-ДТПЭДО заявленной мощностью 2,0 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Перевалово с заменой 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 27{,}25 + 2{,}35 + 0 - 0{,}4 = 29{,}20 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 0,4 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 2Т ПС 110 кВ Перевалово, оставшегося в работе после отключения 1Т, на величину до 52,08 % (без ТП превышение до 39,84 %).

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т ПС 110 кВ Перевалово, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т и составляет 93,44 % от $S_{\text{ддн}}$ (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Перевалово ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае отключения трансформатора 1Т на ПС 110 кВ Перевалово расчетный объем ГАО составит 10,00 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении трансформатора 1Т рекомендуется замена существующего трансформатора 2Т на трансформатор мощностью не менее 29,20 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора 2Т 1×16 на 1×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «Россети Тюмень».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

В соответствии с данными, предоставленными АО «Россети Тюмень», предлагается строительство ПП 110 кВ Ушаковский, ВЛ 110 кВ Ожогино – Ушаковский, заходов ВЛ 110 кВ Молодежная – Перевалово с отпайками и ВЛ 110 кВ Утяшево – Гужевое с отпайками на ПП 110 кВ Ушаковский для электроснабжения потребителей района ПС 110 кВ Утяшево, ПС 110 кВ Горьковка, ПС 110 кВ Перевалово.

С учетом вышеизложенного, конечное мероприятие по реконструкции ПС 110 кВ Перевалово определено в 2.2.2.1.

2.2.1.2 ООО «РЭНК»

По данным ООО «РЭНК» рассмотрены предложения АО «Россети Тюмень» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 13 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемой ПС, в таблице 14 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 15 приведена расчетная перспективная нагрузка центра питания.

Таблица 13 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	$U_{ном}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{ном}$, МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Ремдормаш	110	1Т	110	6,3	0,28	0,29	0,96	0,78	0,57	0,35	0,23	0,29	0,15	0,58	0
		10		10	6,3	0,28	0,29	0,96	0,78	0,57	0,35	0,23	0,29	0,15	0,58	
		110	2Т	110	6,3	0,30	0,51	0,15	0,74	0,77	0,81	0,43	0,40	0,21	0,69	
		10		10	6,3	0,30	0,51	0,15	0,74	0,77	0,81	0,43	0,40	0,21	0,69	

Таблица 14 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Ремдормаш	1Т	ТМН-6300/110	1999	94	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		2Т	ТМН-6300/110	1999	94	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

Таблица 15 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Ремдормаш	2023 / зима	1,52	ПС 110 кВ Ремдормаш	ООО «СЗ Сибирский»	05.11.2024 05.11.2024	659/ТП-2024 660/ТП-2024	2026	7,5	0	10/0,4	3	4,68	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88
					ООО «СЗ «ИСБ-ДЕВЕЛОПМЕНТ»	18.04.2025 18.04.2025	57/ТП-2025 58/ТП-2025	2027	7,57	0	10/0,4	3,028						

ПС 110 кВ Ремдормаш.

Согласно данным в таблицах 13, 14, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 1,52 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{ддн}$ и составляет 19,30 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -6 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 15,07 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 0 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 6,48 МВА).

В соответствии с ТУ на ТП ООО «СЗ «ИСБ-ДЕВЕЛОПМЕНТ» (договор ТП от 18.04.2025 № 57/ТП-2025 и договор ТП от 18.04.2025 № 58/ТП-2025 заявленной мощностью 7,57 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Ремдормаш с заменой трансформаторов мощностью 2×6,3 МВА на 2×10 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 1{,}52 + 6{,}48 + 0 - 0 = 8{,}00 \text{ МВА}.$$

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 2Т (1Т) ПС 110 кВ Ремдормаш, оставшегося в работе после отключения 1Т (2Т), на величину до 1,59 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ремдормаш ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ремдормаш расчетный объем ГАО составит 0,13 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 8,00 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2×6,3 МВА на 2×10 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ООО «РЭНК».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2027 год.

В связи с тем, что необходимость реализации рассматриваемого мероприятия без учета энергопринимающих устройств ООО «СЗ «ИСБ-ДЕВЕЛОПМЕНТ» (договор ТП от 18.04.2025 № 57/ТП-2025 и договор ТП от 18.04.2025 № 58/ТП) не выявлена, данное мероприятие учтено в перечне 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 и не учитывается в перечне мероприятий по развитию электрических сетей, включающем реализуемые и перспективные мероприятия по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше в ЕЭС России и 35 кВ и выше в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах.

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 «Россети Тюмень»

Строительство ПП 110 кВ Ушаковский, ВЛ 110 кВ Ожогино – Ушаковский, заходов ВЛ 110 кВ Молодежная – Перевалово с отпайками и ВЛ 110 кВ Утяшево – Гужевое с отпайками на ПП 110 кВ Ушаковский.

В соответствии с данными, предоставленными АО «Россети Тюмень», предлагается строительство ПП 110 кВ Ушаковский, ВЛ 110 кВ Ожогино – Ушаковский, заходов ВЛ 110 кВ Молодежная – Перевалово с отпайками и ВЛ 110 кВ Утяшево – Гужевое с отпайками на ПП 110 кВ Ушаковский для электроснабжения потребителей района ПС 110 кВ Утяшево, ПС 110 кВ Горьковка, ПС 110 кВ Перевалово. Заявленная АО «Россети Тюмень» проблема ранее также рассмотрена в 2.1.1.

Схема соединений электрических сетей 110–220 кВ рассматриваемого энергорайона представлена на рисунке 3.

Рассматриваемый транзит имеет нормально разомкнутую связь с энергосистемой Свердловской области по ВЛ 110 кВ Маян – Парус, по транзиту 110 кВ Сирень – Черданцы – Истоур – Юшала, по условию обеспечения допустимой токовой нагрузки ЛЭП транзита 110 кВ Ожогино – Кармак и электросетевого оборудования на ПС 110 кВ Зарница отключен СВ 110 кВ, на ПС 110 кВ Кармак отключен В 110 кВ Юшала.

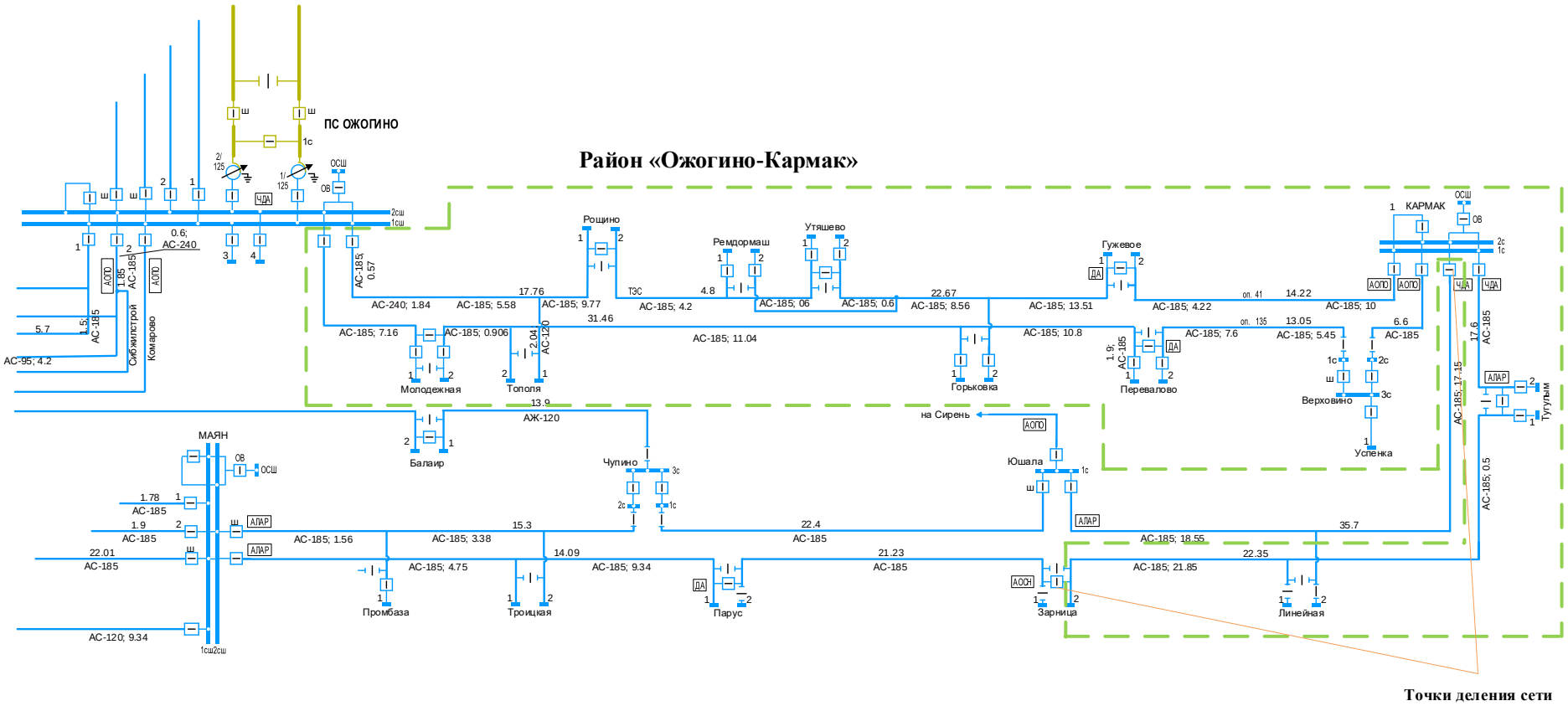

Рисунок 3 – Схема района «Ожогино – Кармак»

Согласно информации от АО «Россети Тюмень» по результатам анализа расчетов установившихся электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме выявлено снижение напряжения ниже значения АДН (84,7 кВ) на шинах 110 кВ следующих энергообъектов: ПС 110 кВ Молодежная (77 кВ), ПС 110 кВ Перевалово (81 кВ), ПС 110 кВ Горьковка (79 кВ), ПС 110 кВ Тополя (77 кВ), ПС 110 кВ Верховино (84 кВ), ПС 110 кВ Успенка (84 кВ). Наибольшее снижение напряжения на шинах 110 кВ перечисленных энергообъектов выявлено для РБУ зимнего максимума потребления мощности при ТНВ -35 °С 2031 года при аварийном отключении 2СШ 110 кВ ПС 220 кВ Ожогино.

Для РБУ зимнего максимума потребления мощности при ТНВ -35 °С при аварийном отключении 2СШ 110 кВ ПС 220 кВ Ожогино выявлено превышение АДТН следующих элементов сети:

– ВЛ 110 кВ Ожогино – Рощино с отпайкой на ПС Тополя. Максимальная величина токовой нагрузки выявлена на этапе 2031 года и составила 1040 А (158 % от ДДТН, 131 % от АДТН);

– ВЛ 110 кВ Рощино – Утяшево с отпайкой на ПС Ремдормаш. Максимальная величина токовой нагрузки выявлена на этапе 2031 года и составила 898 А (150 % от ДДТН и АДТН);

– ВЛ 110 кВ Утяшево – Гужевое с отпайками. Максимальная величина токовой нагрузки выявлена на этапе 2031 года и составила 788 А (131 % от ДДТН и АДТН);

– ВЛ 110 кВ Гужевое – Кармак. Максимальная величина токовой нагрузки выявлена на этапе 2030 года и составила 693 А (116 % от ДДТН и АДТН).

На ПС 110 кВ Кармак установлено АОПО ВЛ 110 кВ Гужевое – Кармак с действием на отключение В-110 Тугулым. Токовая нагрузка приведенных выше элементов сети для РБУ зимнего максимума потребления мощности при ТНВ -35 °С при аварийном отключении 2СШ 110 кВ ПС 220 кВ Ожогино с учетом действия АОПО ВЛ 110 кВ Гужевое – Кармак:

– ВЛ 110 кВ Ожогино – Рощино с отпайкой на ПС Тополя. Максимальная величина токовой нагрузки составит 884 А (134 % от ДДТН, 111 % от АДТН);

– ВЛ 110 кВ Рощино – Утяшево с отпайкой на ПС Ремдормаш. Максимальная величина токовой нагрузки составит 743 А (124 % от ДДТН и АДТН);

– ВЛ 110 кВ Утяшево – Гужевое с отпайками. Максимальная величина токовой нагрузки составит 633 А (105 % от ДДТН и АДТН).

Схемно-режимные мероприятия для исключения ввода ГАО отсутствуют.

Наибольшее превышение АДТН ВЛ 110 кВ Ожогино – Молодежная выявлено для РБУ зимнего максимума потребления мощности при ТНВ -35 °С 2031 года при аварийном отключении 1СШ 110 кВ ПС 220 кВ Ожогино, токовая нагрузка составила 974 А (162 % от ДДТН, 155 % от АДТН).

Наибольшее превышение АДТН ВЛ 110 кВ Молодежная – Перевалово с отпайками выявлено для РБУ зимнего максимума потребления мощности при ТНВ -35 °С 2031 года при аварийном отключении 1СШ 110 кВ ПС 220 кВ Ожогино, токовая нагрузка составила 850 А (142 % от ДДТН, 135 % от АДТН).

Схемно-режимные мероприятия для исключения ввода ГАО отсутствуют.

Для исключения ввода ГАО рассмотрены следующие варианты усиления сети 110 кВ.

Вариант № 1.

По информации собственника, возможность отведения близлежащих земельных участков для реконструкции ПС 110 кВ Утяшево с расширением ОРУ 110 кВ, строительства заходов ВЛ 110 кВ Ожогино – Утяшево и ВЛ 110 кВ Молодежная – Перевалово с отпайками на ПС 110 кВ Утяшево отсутствует в связи со стесненными условиями и с близостью расположения международного аэропорта Рощино имени Д. И. Менделеева, заходы на ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Утяшево возможно выполнить только в кабельном исполнении, вследствие чего требуется перенос ПС 110 кВ Утяшево на новое место размещения.

С учетом вышеизложенного вариант № 1 предполагает выполнение следующих мероприятий:

– реконструкция ПС 110 кВ Утяшево с переносом ПС на новое место размещения, приведением схемы РУ 110 кВ к схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» и расширением РУ 110 кВ на шесть ячеек для подключения КВЛ 110 кВ Ожогино – Утяшево, ВЛ 110 кВ Утяшево – Гужевое, ВЛ 110 кВ Рощино – Утяшево и заходов ВЛ 110 кВ Молодежная – Перевалово;

– строительство участков ВЛ 110 кВ Утяшево – Гужевое и ВЛ 110 кВ Рощино – Утяшево до ПС 110 кВ Утяшево на новом месте размещения (в связи с отсутствием информации о месторасположении участка для сооружения новой ПС 110 кВ Утяшево длина участков ВЛ принята равной нулю);

– реконструкция ПС 220 кВ Ожогино с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения КВЛ 110 кВ Ожогино – Утяшево;

– строительство КВЛ 110 кВ Ожогино – Утяшево ориентировочной протяженностью 16,3 км проводом АС-150 (16,3 км) и кабелем АПвВнг 400 мм^2 (3,7 км) с подключением к шинам 110 кВ ПС 220 кВ Ожогино и ПС 110 кВ Утяшево через два выключателя 110 кВ;

– строительство заходов ВЛ 110 кВ Молодежная – Перевалово на ПС 110 кВ Утяшево ориентировочной протяженностью 6,3 км каждый проводом АС-185 (2,6 км) и кабелем АПвВнг 500 мм^2 (3,7 км);

– создание на ПС 220 кВ Ожогино устройств АОПО ВЛ 110 кВ Ожогино – Рощино с отпайкой на ПС Тополя, ВЛ 110 кВ Ожогино – Молодежная и КВЛ 110 кВ Ожогино – Утяшево с действием на отключение нагрузки.

Необходимость строительства заходов ВЛ 110 кВ Молодежная – Перевалово на ПС 110 кВ Утяшево обусловлена выявленными в зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -35 °С превышениями ДДТН ВЛ 110 кВ Утяшево – Гужевое в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Ожогино – Молодежная (с учетом строительства ВЛ 110 кВ Ожогино – Утяшево), превышением ДДТН ВЛ 110 кВ Ожогино – Молодежная в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Утяшево – Гужевое (с учетом строительства ВЛ 110 кВ Ожогино – Утяшево).

Схема электрических сетей и карта-схема района транзита 110 кВ Ожогино – Кармак с учетом выполнения мероприятий по варианту № 1 представлены на рисунках 4, 5.

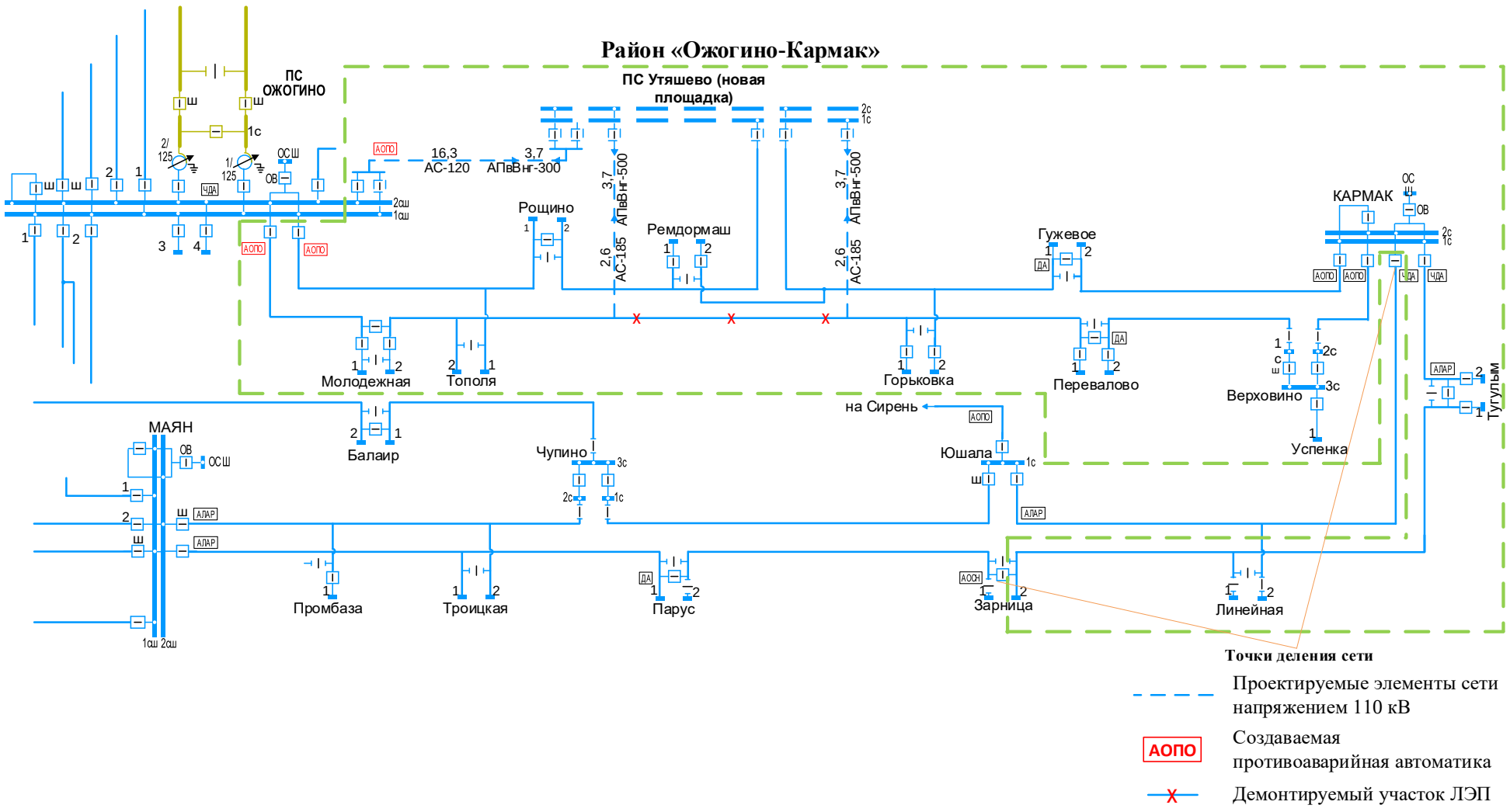

Рисунок 4 – Схема электрических сетей района транзита 110 кВ Ожогино – Кармак с учетом выполнения мероприятий по варианту № 1

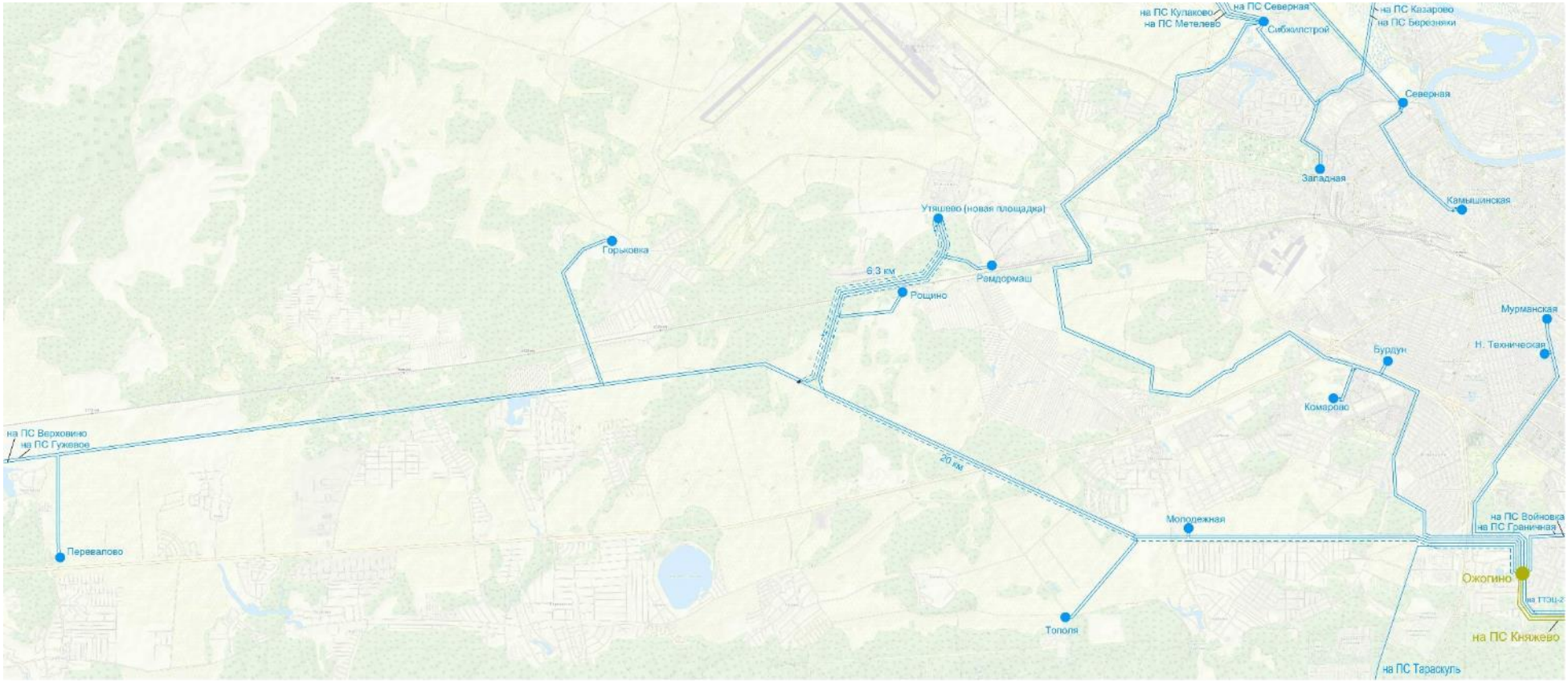

Рисунок 5 – Карта-схема района транзита 110 кВ Ожогино – Кармак с учетом выполнения мероприятий по варианту № 1

Вариант № 2.

– строительство ПП 110 кВ Ушаковский со схемой РУ 110 кВ «Одна рабочая секционированная выключателем система шин»;

– реконструкция ПС 220 кВ Ожогино с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Ожогино – Ушаковский;

– строительство ВЛ 110 кВ Ожогино – Ушаковский проводом АС-150 ориентировочной протяженностью 26 км с подключением к шинам 110 кВ ПС 220 кВ Ожогино и ПП 110 кВ Ушаковский через два выключателя 110 кВ;

– строительство заходов ВЛ 110 кВ Молодежная – Перевалово с отпайками на ПП 110 кВ Ушаковский проводом АС-185 ориентировочной протяженностью 3 км каждый;

– строительство заходов ВЛ 110 кВ Утяшево – Гужевое с отпайками на ПП 110 кВ Ушаковский проводом АС-185 ориентировочной протяженностью 3 км каждый;

– создание на ПС 220 кВ Ожогино устройств АОПО ВЛ 110 кВ Ожогино – Рощино с отпайкой на ПС Тополя, ВЛ 110 кВ Ожогино – Молодежная и ВЛ 110 кВ Ожогино – Ушаковская с действием на отключение нагрузки.

Необходимость строительства заходов ВЛ 110 кВ Утяшево – Гужевое с отпайками на ПП 110 кВ Ушаковский обусловлена выявленными в зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -35 °С превышениями ДДТН ВЛ 110 кВ Перевалово – Ушаковский в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Ожогино – Рощино с отпайкой на ПС Тополя (с учетом строительства ВЛ 110 кВ Ожогино – Ушаковский), превышением ДДТН ВЛ 110 кВ Ожогино – Рощино с отпайкой на ПС Тополя в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Перевалово – Ушаковский (с учетом строительства ВЛ 110 кВ Ожогино – Ушаковский).

В схеме двойного ремонта ВЛ 110 кВ Ожогино – Молодёжная, ВЛ 110 кВ Ожогино – Рощино с отпайкой на ПС Тополя в летнем максимальном режиме +19 °С 2031 года загрузка ВЛ 110 кВ Ожогино – Ушаковская составляет 443 А. Для исключения превышения ДДТН в двойной ремонтной схеме сечение ВЛ 110 кВ Ожогино – Ушаковская рекомендуется выполнить проводом АС-150 (ДДТН при 19 °С 478 А).

Схема электрических сетей и карта-схема района транзита 110 кВ Ожогино – Кармак с учетом выполнения мероприятий по варианту № 2 представлены на рисунках 6, 7.

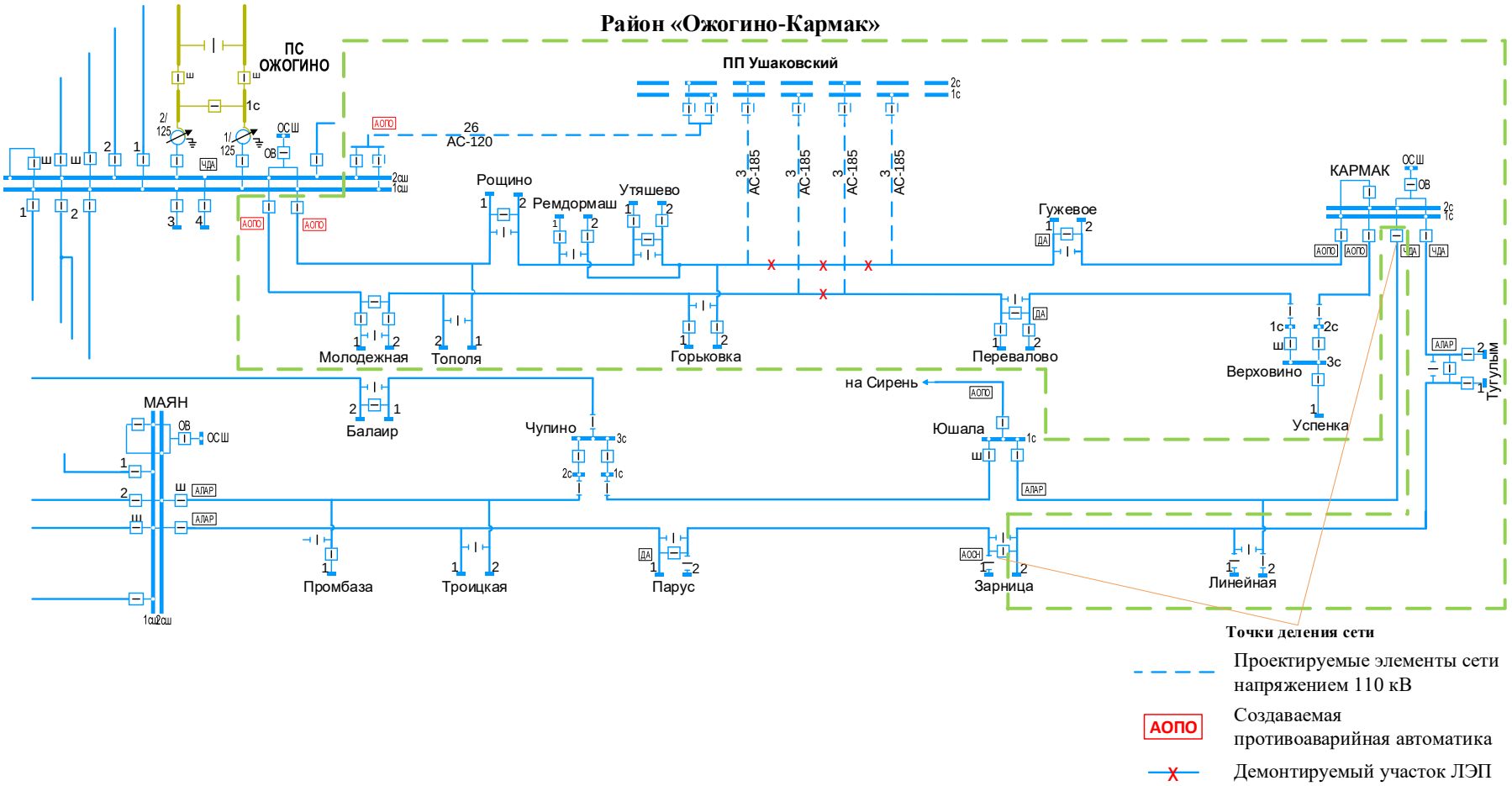

Рисунок 6 – Схема электрических сетей района транзита 110 кВ Ожогино – Кармак с учетом выполнения мероприятий по варианту № 2

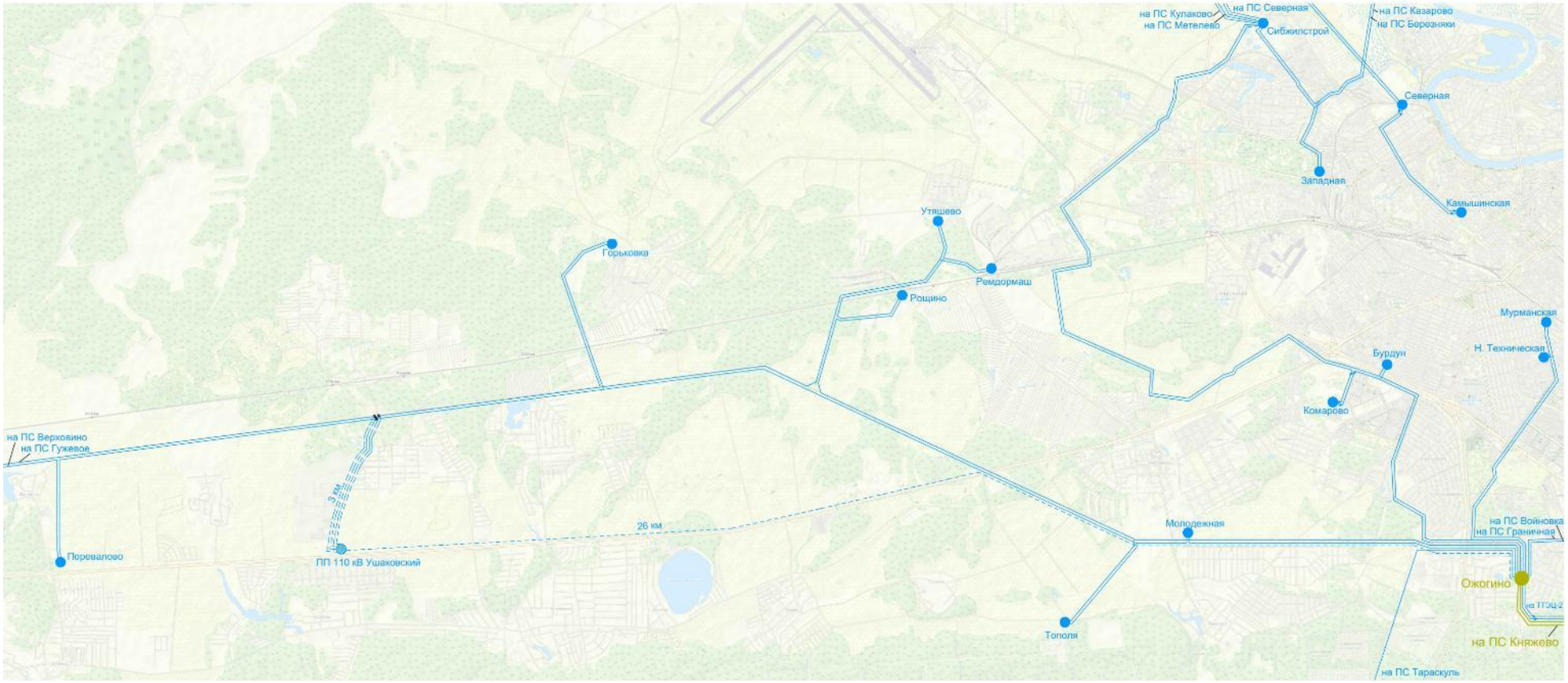

Рисунок 7 – Карта-схема района транзита 110 кВ Ожогино – Кармак с учетом выполнения мероприятий по варианту № 2

Вариант № 2 является наиболее экономичным и данный вариант соответствует мероприятиям 2.1.1.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется реализация варианта со строительством ПП 110 кВ Ушаковский, строительством ВЛ 110 кВ Ожогино – Ушаковский, строительством заходов ВЛ 110 кВ Молодежная – Перевалово с отпайками и ВЛ 110 кВ Утяшево – Гужевое с отпайками на ПП 110 кВ Ушаковский.

Мероприятия по созданию АОПО не вошли в итоговый перечень рекомендуемых в связи с необходимостью проработки данного решения на этапе разработки проектной документации.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «Россети Тюмень».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

Реконструкция ПС 110 кВ Перевалово.

В соответствии с данными, предоставленными АО «Россети Тюмень», предлагается, рассматривается два подварианта снижения загрузки ПС 110 кВ Перевалово:

– подварианта № 2а – комплексная реконструкция ПС 110 кВ Перевалово с заменой трансформатора 2Т 1×16 МВА на 1×40 МВА с обмотками 110/35/10 кВ;

– подвариант № 2б – реконструкция ПС 110 кВ Перевалово с заменой трансформатора 2Т 1×16 МВА на трансформатор 1×25 МВА с обмотками 110/35/10 кВ и установка трансформаторов на вновь вводимом ПП 110 кВ Ушаковский мощностью 2×10 МВА с обмотками 110/35/10 кВ с переименованием в ПС 110 кВ Ушаковская и переводом на нее части нагрузки с ПС 110 кВ Перевалово.

В соответствии с данными, предоставленными АО «Россети Тюмень», в связи с увеличением мощности трансформатора до 40 МВА потребуется:

– замена фундаментов трансформаторов, т. к. существующие не удовлетворяют требованиям по несущей способности;

– увеличение габаритов маслоприемников, т. к. существующие не удовлетворяют требованиям по габаритам ПУЭ;

– увеличение маслосборников, в связи с увеличением массы масла трансформаторов и площади поверхности трансформаторов (при тушении пожара), т. к. существующие не удовлетворяют требованиям по объему;

– установка противопожарных емкостей для забора воды при тушении пожара 2×63 м^3;

– кольцевые проезды по территории ПС, а также траловые проезды для трансформаторов согласно нормам проектирования.

Перечисленные выше необходимые объемы работ при установке трансформатора 1×40 МВА:

– невозможно выполнить на существующей площадке ПС 110 кВ Перевалово и потребуется увеличение площади ПС 110 кВ Перевалово;

– невозможно выполнить при одновременной работе двух трансформаторов 110 кВ.

Возможность отведения земельного участка под расширение существующей площадки ПС 110 кВ Перевалово отсутствует. Вокруг существующей площадки, на которой расположена ПС 110 кВ Перевалово (кадастровый номер 72:17:2208001:31) расположены земли, относящиеся к категории земли лесного фонда. Таким образом, вариант реконструкции в районе существующей подстанции с расширением границ

существующего отвода земельного участка выполнить невозможно, необходимо размещение реконструируемой ПС 110 кВ Перевалово на новой площадке.

Данную реконструкцию можно не выполнять при наличии вблизи ПС 110 кВ Перевалово нового ЦП для перевода на него части нагрузки.

Перевод нагрузки ф. 10 кВ Перевалово, заявителя ООО «Евродом Групп» № Т13/23/4513-ДТПЭДО от 29.08.2023 с ПС 110 кВ Перевалово на вновь вводимую ПС 110 кВ Ушаковская и на смежные центры питания по сети 10 кВ возможен в объеме 6,68 МВА и 0,4 МВА соответственно.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка оставшегося в работе трансформатора 2Т при отключении трансформатора 1Т превышает $S_{ддн}$ на величину до 5,05 % от $S_{ддн}$ и составляет 20,17 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 27{,}25 + 2{,}35 + 0 - 7{,}08 = 22{,}52 \text{ МВА}.$$

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 7,08 МВА превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 2Т ПС 110 кВ Перевалово, оставшегося в работе после отключения 1Т, на величину до 17,29 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Перевалово ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Перевалово расчетный объем ГАО составит 3,32 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении трансформатора 1Т рекомендуется замена существующего трансформатора 2Т на трансформатор мощностью не менее 22,52 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

Согласно данным, предоставленным АО «Россети Тюмень», на основании сравнения капиталовложений в подвариантах № 2а и № 2б, подвариант № 2б с установкой нового трансформатора 1×25 МВА с обмотками 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Перевалово и новых трансформаторов 2×10 МВА с обмотками 110/35/10 кВ на ПП Ушаковский является более экономичным и рекомендуется к реализации.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется реализация варианта с реконструкцией ПС 110 кВ Перевалово с заменой трансформатора 2Т 1×16 на 1×25 МВА с обмотками 110/35/10 кВ и реконструкцией ПП 110 кВ Ушаковский с установкой новых трансформаторов 2×10 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «Россети Тюмень».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

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

Предложения от сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям на территории Тюменской области, отсутствуют.

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

Мероприятия, необходимые для повышения энергобезопасности Российской Федерации.

В настоящее время электрические связи между ОЭС Сибири и ОЭС Урала представлены линиями электропередачи, проходящими по территории Республики Казахстан, ВЛ 220 кВ Аврора – Макушино, транзитом 500 кВ Курган – Витязь – Восход и нормально разомкнутым двухцепным транзитом 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – ПС 220 кВ Советско-Соснинская – ПС 220 кВ Парабель – ПС 500 кВ Томская.

В целях повышения энергобезопасности Российской Федерации целесообразно усиление электрических связей между ОЭС Сибири и ОЭС Урала по территории Российской Федерации за счет следующих мероприятий:

– строительство ПП 500 кВ Новолокти на территории Тюменской области;

– строительство ВЛ 500 кВ Курган – Новолокти ориентировочной протяженностью 258 км, включая участок существующей ВЛ 500 кВ Курган – Витязь ориентировочной протяженностью 153 км, с демонтажом участка существующей ВЛ 500 кВ Курган – Витязь ориентировочной протяженностью 25 км;

– строительство ВЛ 500 кВ Новолокти – Таврическая ориентировочной протяженностью 380 км;

– строительство ВЛ 500 кВ Беркут – Витязь ориентировочной протяженностью 245 км, включая участок существующей ВЛ 500 кВ Курган – Витязь ориентировочной протяженностью 114 км.

Перечень мероприятий требует уточнения на этапе разработки проектной документации.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2028 год.

Мероприятия для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России.

Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Тюменской области приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Тюменской области

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год реализации	Ответственная организация
1	Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с заменой автотрансформаторов 1 АТГ 500/220/10 кВ и 2 АТГ 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) на два автотрансформатора мощностью 501 МВА каждый с резервной фазой мощностью 167 МВА, установкой двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с выполнением перезавода ВЛ 500 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 6,4 км	2×3×167+ 167 МВА 6,4 км 2×180 Мвар	2028	ПАО «Россети»
	Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с заменой автотрансформаторов 3АТ 220/110/6 кВ и 5АТ 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый и автотрансформатора 4АТ 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый, с установкой УШР 220 кВ мощностью 100 Мвар с выполнением перезавода ВЛ 220 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 4,3 км	2×200 МВА 4,3 км 1×100 Мвар		
	Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый и двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый с выполнением перезавода ВЛ 110 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 4,7 км	2×63 МВА 2×25 МВА 4,7 км		

Анализ схемно-режимной и режимно-балансовой ситуации в Тавдинском энергорайоне энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов

Тавдинский энергорайон находится на границе двух энергосистем: Свердловской и Тюменской, и ограничен следующими элементами сети:

– ВЛ 220 кВ Тюмень – Тавда;

– ВЛ 110 кВ Сотник – МДФ с отпайками (со стороны ПС 220 кВ Сотник);

– ВЛ 110 кВ Сотник – Тавда 2 с отпайками (со стороны ПС 220 кВ Сотник);

– ВЛ 110 кВ Тюмень – Химфарм с отпайкой на ПС Чермет (со стороны ПС 500 кВ Тюмень);

– ВЛ 110 кВ Сибжилстрой – Кулаково с отпайкой на ПС Метелево (со стороны ПС 110 кВ Сибжилстрой);

– СВ 110 кВ ПС 110 кВ Двинка;

– ВЛ 110 кВ Красная Слобода – Краснополянск с заходом на ПС Баженово (со стороны ПС 110 кВ Красная Слобода);

– ВЛ 110 кВ Ница – Туринск с отпайками (со стороны ПС 110 кВ Туринск).

Для обеспечения допустимой токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования и исключения ограничение перетоков мощности в системообразующей сети 500 кВ по условиям работы шунтирующей сети 110 кВ, нормально Тавдинский энергорайон разделен на две части по следующим элементам сети:

– на ПС 110 кВ Двинка отключен СВ 110 кВ;

– на ПС 110 кВ Туринск отключен В 110 кВ Ница;

– на ПС 110 кВ Красная Слобода отключен В 110 кВ Краснополянск.

Допускается замыкание указанных транзитов в ремонтных схемах при условии обеспечения допустимой токовой загрузки ЛЭП 110 кВ района.

Карта-схема Тавдинского энергорайона приведена на рисунке 8.

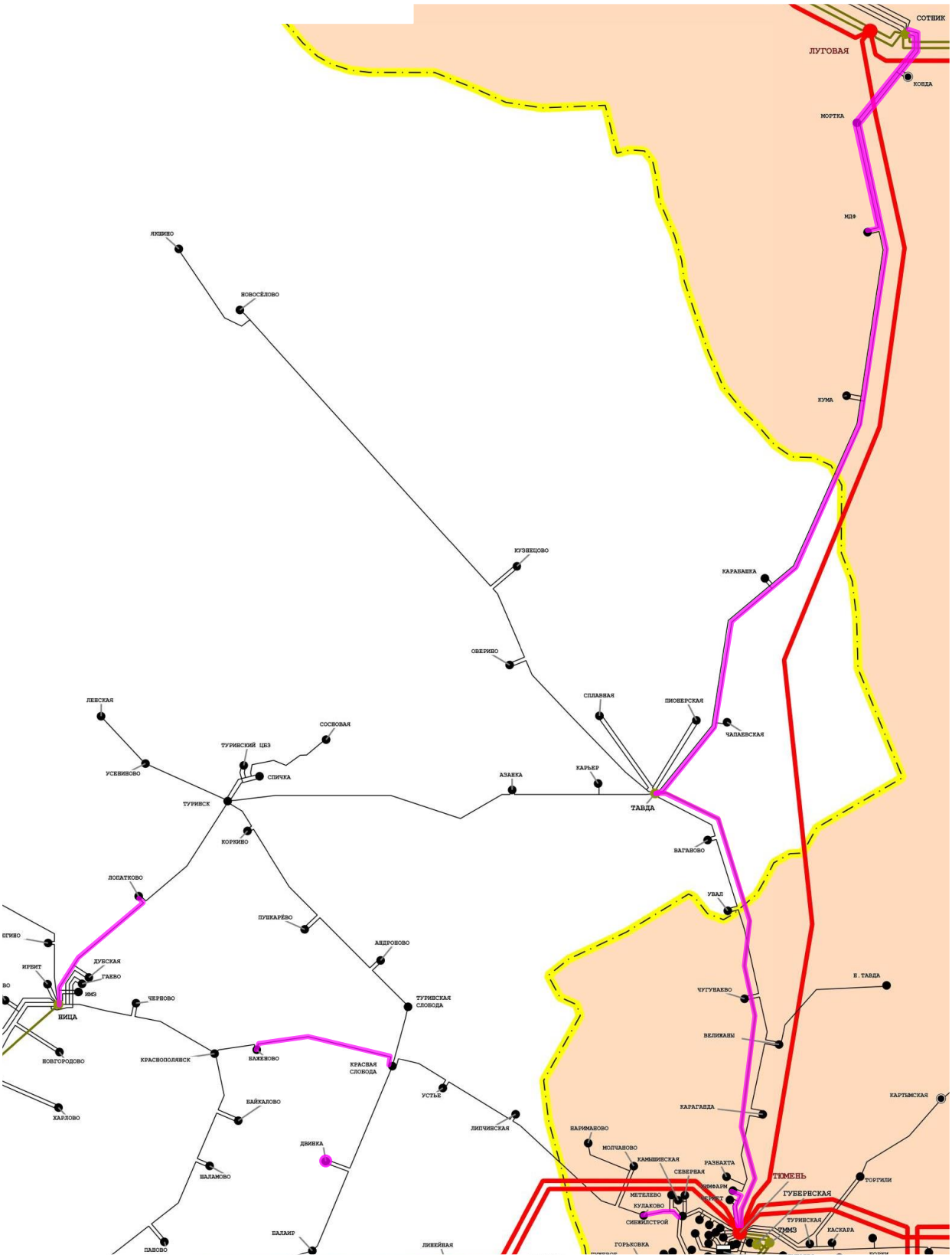

Рисунок 8 – Карта-схема Тавдинского энергорайона

В рассматриваемом районе установлена следующая ПА:

– функция АОСН в комплекте автоматики СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Двинка с действием на включение СВ 110 кВ при снижении напряжения ниже 85 кВ с выдержкой времени 21 с;

– АОСН на ПС 110 кВ Красная Слобода с действием на включение В 110 кВ Краснополянск при снижении напряжения на шинах ПС 110 кВ Красная Слобода ниже 86 кВ или при отключении В 110 кВ Устье (оперативно выведено) или при направлении мощности от шин ПС 110 кВ Красная Слобода более 5 МВт по ВЛ 110 кВ Красная Слобода – Устье с выдержкой времени 24,5 с;

– функция АОСН в комплекте автоматики ВЛ 110 кВ Ница – Туринск с отпайками на ПС Туринск с действием на включение В-110 кВ Ница при снижении напряжения на шинах ПС 110 кВ Туринск ниже 85 кВ или при снижении напряжения на ВЛ 110 кВ Ница – Туринск с отпайками ниже 90 кВ с выдержкой времени 10 с;

– АВ БСК на ПС 220 кВ Ница с действием на включение ВМ 110 кВ БСК (уставка 113 кВ), с действием на отключение ВМ 110 кВ БСК (уставка 121 кВ), с выдержкой времени 10 с;

– АОПО ВЛ 110 кВ Кулаково – Молчаново на ПС 110 кВ Молчаново с действием на отключение В-110 Устье на ПС 110 кВ Молчаново (уставки срабатывания при группе уставок Зима/Лето/ПЭВТ 305/255/215 А) с выдержкой времени 15 с;

– АРЛ ВЛ 110 кВ Красная Слобода – Устье на ПС Красная Слобода с действием на отключение В-110 Устье на ПС 110 кВ Красная Слобода (уставки срабатывания при группе уставок Зима/Лето/ПЭВТ 400/325/285 А) с выдержкой времени 20 с;

– Функция АРЛ ВЛ 110 кВ Азанка – Туринск в комплекте автоматики ВЛ 110 кВ Ница – Туринск на ПС 110 кВ Туринск с действием на отключение В-110 Азанка на ПС 110 кВ Туринск (уставки срабатывания при группе уставок Зима/Лето/ПЭВТ 543/408/353 А или при снижении напряжения ниже 85 кВ) с выдержкой времени 15 с;

– АОПО ВЛ 110 кВ Тавда – Увал на ПС 220 кВ Тавда с действием на отключение ВМ 110 кВ ВЛ Увал на ПС 220 кВ Тавда (уставки срабатывания при группе уставок Зима/Лето 300/300 А) с выдержкой времени 18 с;

– АРЛ ВЛ 110 кВ Сотник – МДФ с отпайками с действием на отключение В-110 МДФ на ПС 220 кВ Сотник (уставки срабатывания при группе уставок Зима/Лето/ПЭВТ 550/465/410 А) с выдержкой времени 15 с;

– АРЛ ВЛ 110 кВ Сотник – Тавда № 2 с отпайками с действием на отключение В-110 Тавда-2 на ПС 220 кВ Сотник (уставки срабатывания при группе уставок Зима/Лето/ПЭВТ 600/468/411 А) с выдержкой времени 15 с;

– АОПО ВЛ 110 кВ Тюмень – Химфарм с отпайкой на ПС Чермет с действием на отключение В-110 Химфарм на ПС 500 кВ Тюмень (уставки срабатывания при группе уставок Зима/Лето/ПЭВТ 480/420/365 А) с выдержкой времени 20 с.

В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Сибжилстрой – Кулаково, происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже МДН в 2027 году.

Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 16 МВт.

Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений: реконструкция ПС 110 кВ Кулаково с установкой БСК мощностью не менее 31 Мвар. Единичная мощность, количество устанавливаемых, а также номинальное напряжение БСК подлежит уточнению на стадии разработки проектной документации.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «Россети Тюмень».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2027 год.

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы

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

В таблице 17 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории Тюменской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 17 – Перечень планируемых к вводу потребителей на территории Тюменской области

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
1	ПС 220 кВ Метель	ООО «Газпромнефть-Хантос»	0,0	150,0	220	2026	ПС 500 кВ Демьянская ПС 220 кВ Болчары
Более 50 МВт							
2	ООО «РН-Уватнефтегаз» (расширение производства)	ООО «РН-Уватнефтегаз»	126,0	86,9	220	2026	ПС 500 кВ Демьянская
Более 10 МВт							
3	Строительство индустриального парка (п. Богандинский)	АО «АИРТО»	0,0	25,3	0,4	2025	ПС 110 кВ ЖБИ
4	Энергоснабжение Промышленного технопарка	АО «АИРТО»	1,3	14,635	10	2026 с поэтапным набором мощности до 2029	ПС 110 кВ Домостроитель-ная
5	Межуниверситетский кампус	ООО «Врата Сибири»	0,0	14,24032	10	2025 2028	ПС 110 кВ Алебашево
6	Производство пищевых продуктов	АО «Аминосиб»	3,2	10,78	10	2025	ПС 220 кВ Ишим

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Тюменской области на период 2026–2031 годов представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Тюменской области

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	91578	93383	96693	98556	99974	101352	102202
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	1805	3310	1863	1418	1378	850
Годовой темп прироста, %	–	1,97	3,54	1,93	1,44	1,38	0,84
Тюменская область							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	17693	17192	17721	18555	18996	19712	20197
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	-501	529	834	441	716	485
Годовой темп прироста, %	–	-2,83	3,08	4,71	2,38	3,77	2,46
Доля потребления электрической энергии Тюменской области в энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, %	19,3	18,4	18,3	18,8	19,0	19,4	19,8

Потребление электрической энергии по энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов прогнозируется на уровне 102202 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,84 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов прогнозируется в 2027 году и составит 3310 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 3,54 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2031 году и составит 850 млн кВт·ч или 0,84 %.

Потребление электрической энергии по территории Тюменской области прогнозируется на уровне 20197 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 3,06 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории Тюменской области прогнозируется в 2028 году и составит 834 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 4,71 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2026 году и имеет отрицательное значение 501 млн кВт·ч или 2,83 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории Тюменской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 17.

Изменение динамики потребления электрической энергии по Тюменской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 9.

Рисунок 9 – Прогноз потребления электрической энергии Тюменской области и годовые темпы прироста

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

– увеличением потребления на действующих и новых промышленных предприятиях, наибольший прирост ожидается на нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих производствах;

– вводом нового индустриального парка;

– увеличением объемов жилищного строительства и ростом потребления населением.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности на территории Тюменской области энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов на период 2026–2031 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 19.

Таблица 19 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Тюменской области

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов							
Максимум потребления мощности, МВт	12518	13171	13623	13739	13779	13791	13795
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	653	452	116	40	12	4
Годовой темп прироста, %	–	5,22	3,43	0,85	0,29	0,09	0,03
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	7316	7090	7098	7173	7256	7349	7409
Тюменская область							
Максимум потребления мощности, МВт	2620	2808	2864	2894	2931	2997	3030
Потребление мощности на час прохождения максимума энергосистемы, МВт	2593	2779	2835	2864	2901	2966	2999
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	186	56	29	37	65	33
Годовой темп прироста, %	–	7,17	2,02	1,02	1,29	2,24	1,11
Доля потребления мощности Тюменской области в энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, %	20,7	21,1	20,8	20,8	21,1	21,5	21,7
Число часов использования потребления мощности, ч/год	6823	6186	6251	6479	6548	6646	6735

Максимум потребления мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов к 2031 году прогнозируется на уровне 13795 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,68 %.

Наибольший годовой прирост мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов прогнозируется в 2026 году и составит 653 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 5,22 %, что обусловлено вводом новых промышленных потребителей и увеличением потребления существующими; наименьший годовой прирост мощности ожидается в 2031 году и составит 4 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 0,03 %.

Энергосистема является самой плотной по годовому режиму потребления электрической энергии и к 2031 году число часов использования максимума прогнозируется на уровне 7409 ч/год.

Потребление мощности Тюменской области к 2031 году прогнозируется на уровне 2999 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 3,16 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 186 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 7,17 %, что обусловлено вводом промышленных потребителей, а также строительством жилищных комплексов, наименьший годовой прирост мощности ожидается в 2028 году и составит 29 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 1,02 %

Годовой режим потребления электрической энергии на территории Тюменской области более разуплотненный, чем в целом по энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, и прогнозируется в 2031 году на уровне 6735 ч/год.

Динамика изменения потребления мощности Тюменской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 10.

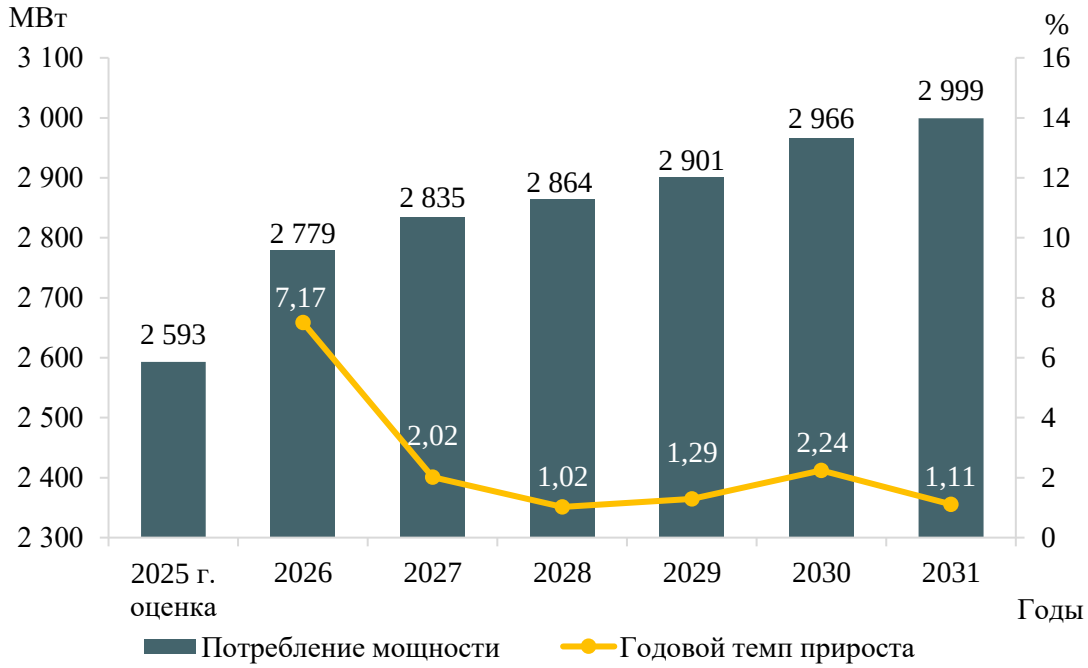

Рисунок 10 – Прогноз потребления мощности Тюменской области и годовые темпы прироста

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области, в период 2026–2031 годов предусматриваются в объеме 54 МВт на ТЭС.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области, в 2025 году и в период 2026–2031 годов представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2026–2031 гг.
Всего	–	54	–	–	–	–	–	54
ТЭС	–	54	–	–	–	–	–	54

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области, в период 2026–2031 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 15 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области, в 2031 году составит 2338 МВт. К 2031 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области, не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области, представлена в таблице 21. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области, представлена на рисунке 11.

Таблица 21 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	2269	2323	2323	2338	2338	2338	2338
ТЭС	2269	2323	2323	2338	2338	2338	2338

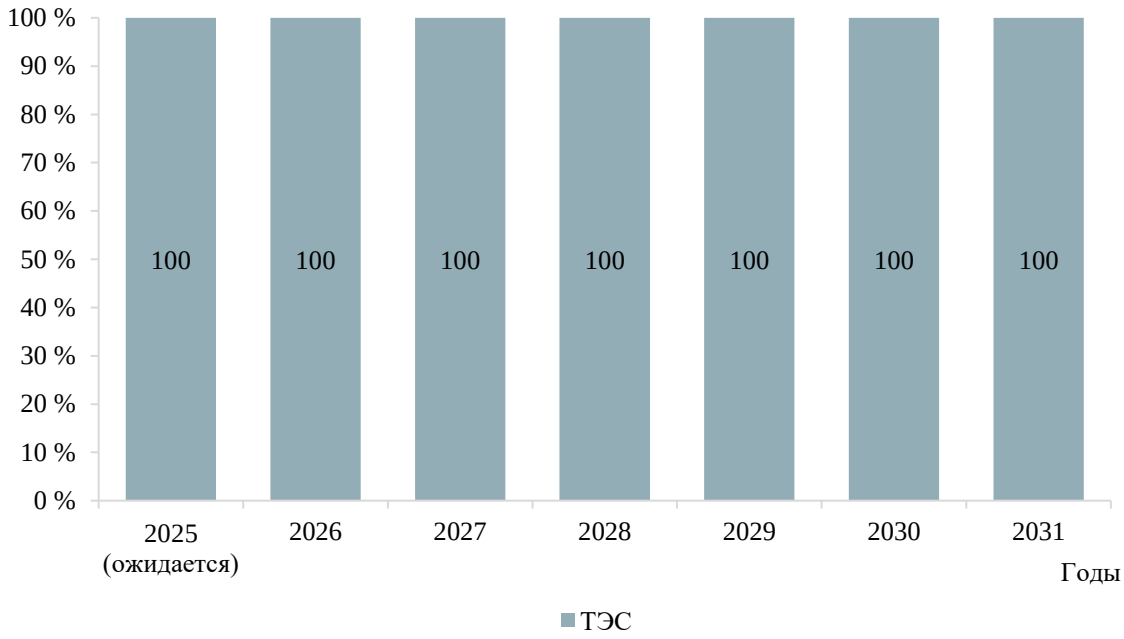

Рисунок 11 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) приведен в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы

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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Строительство ПП 110 кВ Ушаковский	АО «Россети Тюмень»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Реконструкция ПС 220 кВ Ожогино с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Ожогино – Ушаковский	АО «Россети Тюмень»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Строительство ВЛ 110 кВ Ожогино – Ушаковский ориентировочной протяженностью 26 км	АО «Россети Тюмень»	110	км	26	–	–	–	–	–	–	26	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Молодежная – Перевалово с отпайками на ПП 110 кВ Ушаковский ориентировочной протяженностью 3 км каждый	АО «Россети Тюмень»	110	км	2×3	–	–	–	–	–	–	6	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Утяшево – Гужевое с отпайками на ПП 110 кВ Ушаковский ориентировочной протяженностью 3 км каждый	АО «Россети Тюмень»	110	км	2×3	–	–	–	–	–	–	6	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Реконструкция ПС 500 кВ Тюмень с установкой одного автотрансформатора 500/110/10 кВ мощностью 405 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 135 МВА каждый) с резервной фазой мощностью 135 МВА	ПАО «Россети»	500	МВА	3×135+135	–	–	–	–	–	–	405+135	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Реконструкция ПС 500 кВ Тюмень с изменением схемы присоединения ВЛ 500 кВ Тобол – Тюмень и ВЛ 500 кВ Тюмень – Беркут с их подключением через полуторную цепочку	ПАО «Россети»	500	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	Модернизация на ПС 500 кВ Тюмень устройств: – АОПО ВЛ 220 кВ Тюмень – ТММЗ I, II цепь; – АОПО 1,2 АТГ ПС 500 кВ Тюмень	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
9	Создание на ПС 500 кВ Тюмень устройства АОПО АТГ 500/110/10 кВ мощностью 405 МВА	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
10	Реконструкция ВЛ 110 кВ Тюмень – Казарово ориентировочной протяженностью 4,98 км с увеличением пропускной способности	АО «Россети Тюмень»	110	км	4,98	–	–	–	–	–	–	4,98	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
11	Реконструкция ПС 110 кВ Казарово с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюмень – Казарово с увеличением пропускной способности	АО «Россети Тюмень»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
12	Реконструкция ПС 500 кВ Тюмень с заменой ВЧЗ ячейки ВЛ 110 кВ Тюмень – Казарово с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
13	Реконструкция ВЛ 110 кВ Тюмень – Березняки с отпайкой на ПС Чермет ориентировочной протяженностью 9,88 км с увеличением пропускной способности	АО «Россети Тюмень»	110	км	9,88	–	–	–	–	–	–	9,88	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
14	Реконструкция ПС 110 кВ Березняки с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюмень – Березняки с отпайкой на ПС Чермет с увеличением пропускной способности	АО «Россети Тюмень»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
15	Реконструкция ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками ориентировочной протяженностью 6,15 км с увеличением пропускной способности	АО «Россети Тюмень»	110	км	6,15	–	–	–	–	–	–	6,15	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
16	Реконструкция ПС 110 кВ Войновка с заменой провода ошиновки, ТТ, ВЧЗ, ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
17	Реконструкция Тюменской ТЭЦ-1 с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками с увеличением пропускной способности	ПАО «Форвард Энерго»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
18	Реконструкция КВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками ориентировочной протяженностью 5,3 км с увеличением пропускной способности	АО «Россети Тюмень»	110	км	5,3	–	–	–	–	–	–	5,3	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
19	Реконструкция ПС 110 кВ Граничная с заменой ТТ, КВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками с увеличением пропускной способности	АО «Россети Тюмень»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
20	Реконструкция Тюменской ТЭЦ-1 с заменой ТТ, КВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками с увеличением пропускной способности	ПАО «Форвард Энерго»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
21	Модернизация на Тюменской ТЭЦ-1 устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками; – АОПО КВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками	ПАО «Форвард Энерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
22	Модернизация на Тюменской ТЭЦ-2 АОПО ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2 – ТММЗ I, II цепь с отпайками на ПС Губернская	ПАО «Форвард Энерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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

В таблице 23 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 Тюменской области.

Таблица 23 – 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 Тюменской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Реконструкция ПС 220 кВ Лянтинская с установкой третьего автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 125 МВА, двух БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар каждая, двух УШР 110 кВ мощностью 25 Мвар каждый	ООО «РН-Уватнефтегаз»	220	МВА	–	1×125	–	–	–	–	–	125	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РН-Уватнефтегаз»[1)]	ООО «РН-Уватнефтегаз»	126	86,9
			110	Мвар	–	2×25 (БСК) 2×25 (УШР)	–	–	–	–	–	100				
	Строительство участков ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ Пихтовая – Лянтинская и ВЛ 220 кВ Пихтовая – Протозановская до ПС 220 кВ Протозановская ориентировочной протяженностью 4 км каждый, участка ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ Пихтовая – Лянтинская до ВЛ 220 кВ Пихтовая – Протозановская ориентировочной протяженностью 0,1 км с образованием двухцепной ВЛ 220 кВ Пихтовая – Протозановская и двухцепной ВЛ 220 кВ Лянтинская – Протозановская		220	км	–	2×4 0,1	–	–	–	–	–	8,1				
	Реконструкция ПС 220 кВ Протозановская с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар каждая, двух УШР 110 кВ мощностью 25 Мвар каждый		110	Мвар	–	2×25 (БСК) 2×25 (УШР)	–	–	–	–	–	100				
	Реконструкция ПС 220 кВ Пихтовая с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар каждая, двух УШР 110 кВ мощностью 25 Мвар каждый		110	Мвар	–	2×25 (БСК) 2×25 (УШР)	–	–	–	–	–	100				
2	Реконструкция ПС 110 кВ ЖБИ с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Агентство инфраструктурного развития Тюменской области»	АО «Агентство инфраструктур-ного развития Тюменской области»	–	15,3
3	Реконструкция ПС 110 кВ Тополя с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «СУЭНКО»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей ЗАО «Сибинвестагент», ИП Малыгин Илья Анатольевич, ООО «ТПК «Газ», ООО «Рента»	ЗАО «Сибинвест-агент», ИП Малыгин Илья Анатольевич, ООО «ТПК «Газ», ООО «Рента»	– 0,25	4,91 3,742 3,596 3,279 3,257 3,218 2,311 2,214 2,126 1,761 1,743 1,453 0,722 1,0

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
4	Реконструкция ПС 110 кВ Перевалово с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Евродом Групп»	ООО «Евродом Групп»	–	2,0
5	Реконструкция ПС 110 кВ Чикча с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Альфа-строй»	ООО «Альфа-строй»	1,1	1,3
6	Реконструкция ПС 110 кВ Казарово с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «МФК «АКВАМОЛЛ»	ООО «МФК «АКВАМОЛЛ»	3,2	3,2
7	Строительство ПС 220 кВ Метель с четырьмя трансформаторами 220/35 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «Газпромнефть-Хантос»	220	МВА	–	4×63	–	–	–	–	–	252	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Газпромнефть-Хантос»[1)]	ООО «Газпромнефть-Хантос»	–	150
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Демьянская – Болчары на ПС 220 кВ Метель ориентировочной протяженностью 1,74 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	2×1,74	–	–	–	–	–	3,48				
8	Реконструкция ПС 110 кВ Алебашево с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	–	–	–	2×63	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Врата Сибири»	ООО «Врата Сибири»	–	13,74

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
9	Строительство ПС 110 кВ Чибис с четырьмя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	4×125	–	–	–	500	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ЗапСибНефтехим»	ООО «ЗапСиб-Нефтехим»	300	47,3
	Строительство двух КВЛ 110 кВ ЗапСиб – Чибис № 1 и КВЛ 110 кВ ЗапСиб – Чибис № 2, ориентировочной протяженностью воздушной части 7,2 км и кабельной части 0,79 км каждая		110	км	–	–	–	2×7,2 2×0,79	–	–	–	15,98				
	Строительство ВЛ 110 кВ Тобольская ТЭЦ – Чибис ориентировочной протяженностью 0,84 км		110	км	–	–	–	0,84	–	–	–	0,84				
10	Реконсрукция ПС 110 кВ Ремдормаш с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ООО «РЭНК»	110	МВА	–	–	2×10	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СЗ «ИСБ-Девелопмент»	ООО «СЗ «ИСБ-Девелопмент»	–	3,70 3,87

Примечание – [1)] Мероприятие по реконструкции ВЛ 220 кВ Луговая – Сотник-1 – на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Строительство ПП 500 кВ Новолокти	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	х	–	–	–	х	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
2	Строительство ВЛ 500 кВ Курган – Новолокти ориентировочной протяженностью 258 км, включая участок существующей ВЛ 500 кВ Курган – Витязь ориентировочной протяженностью 153 км, с демонтажом участка существующей ВЛ 500 кВ Курган – Витязь ориентировочной протяженностью 25 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	105	–	–	–	105	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
3	Строительство ВЛ 500 кВ Новолокти – Таврическая ориентировочной протяженностью 380 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	380	–	–	–	380	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
4	Строительство ВЛ 500 кВ Беркут – Витязь ориентировочной протяженностью 245 км, включая участок существующей ВЛ 500 кВ Курган – Витязь ориентировочной протяженностью 114 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	131	–	–	–	131	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
5	Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с заменой автотрансформаторов 1 АТГ 500/220/10 кВ и 2 АТГ 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) на два автотрансформатора мощностью 501 МВА каждый с резервной фазой мощностью 167 МВА, установкой двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с выполнением перезавода ВЛ 500 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 6,4 км	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	2×3×167 + 167	–	–	–	1002+167	Реновация основных фондов
				км	–	–	–	6,4	–	–	–	6,4	
				Мвар	–	–	–	2×180	–	–	–	360	
	Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с заменой автотрансформаторов 3АТ 220/110/6 кВ и 5АТ 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый и автотрансформатора 4АТ 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый, с установкой УШР 220 кВ мощностью 100 Мвар с выполнением перезавода ВЛ 220 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 4,3 км		220	МВА	–	–	–	2×200	–	–	–	400	
				км	–	–	–	4,3	–	–	–	4,3	
				Мвар	–	–	–	1×100	–	–	–	100	
	Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый и двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый с выполнением перезавода ВЛ 110 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 4,7 км		110	МВА	–	–	–	2×63 2×25	–	–	–	176	
				км	–	–	–	4,7	–	–	–	4,7	
6	Установка БСК на ПС 110 кВ Кулаково номинальной мощностью не менее 31 Мвар	АО «Россети Тюмень»	110	Мвар	–	–	1×31	–	–	–	–	31	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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 25.

Таблица 25 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Утяшево с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	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
2	Реконструкция ПС 110 кВ Чикча с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью каждый 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Альфа-строй»
3	Реконструкция ПС 110 кВ Молчаново с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	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 Казарово с заменой трансформатора 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «МФК «АКВАМОЛЛ»
5	Реконструкция ПС 110 кВ Горьковка с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	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
6	Реконструкция ПС 110 кВ Перевалово с заменой трансформатора 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Евродом Групп»
7	Реконструкция ПП 110 кВ Ушаковский с установкой двух трансформаторов 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	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

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

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

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

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

3) утвержденных приказом Минэнерго России от 24.12.2024 № 45@ инвестиционной программы АО «Россети Тюмень» на 2024–2028 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «Россети Тюмень», утвержденную приказом Минэнерго России от 24.11.2022 № 29@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2023 № 35@;

4) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «Россети Тюмень» на 2024–2028 годы. Материалы размещены 15.05.2025 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

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

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

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

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

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

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Тюменской области по годам представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Тюменской области (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2025–2031 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	1232,47	13686,52	12752,80	12676,36	10044,09	6828,54	3472,47	60693,25

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

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

– Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [4];

– Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

В регионах Тюменской области, Ханты Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа и Курганской области (далее – рассматриваемые субъекты) оценка тарифных последствий выполнена без региональной дифференциации, на данных территориях исполнительным органом власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов принято единое решение по установлению единых (котловых) тарифов на передачу электрической энергии по сетям.

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

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

– сравнения на прогнозный период НВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО и ПВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО при существующих механизмах тарифного регулирования;

– сравнения на прогнозный период необходимого среднего единого (котлового) тарифа и среднего единого (котлового) тарифа, рассчитанного при существующих механизмах тарифного регулирования.

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

На текущий 2025 год на территории рассматриваемых субъектов осуществляют свою деятельность 29 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является АО «Россети Тюмень» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 64 % в суммарной НВВ сетевых организаций рассматриваемых субъектов).

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 рассматриваемых субъектов на прогнозный период включает в себя:

– НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей с учетом планов по инвестиционным программам и с учетом технических решений, предлагаемых к

включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, рассчитанная в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];

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

– затраты на оплату услуг ПАО «Россети»;

– НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

7.2 Исходные допущения

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

– 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 [6].

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

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

– нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2024 год основных ТСО субъектов Российской Федерации,

[1] Решения Региональной энергетической комиссии Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа от 29.11.2022 № 38 и от 29.11.2022 № 37, Постановление Департамента государственного регулирования цен и тарифов Курганской области от 29.11.2022 № 55-4.

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 максимального срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы[2], для объектов электросетевого хозяйства – 25 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

– заемные средства;

– государственные субсидии.

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

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

– 15 % годовых на 2026 год, 10,5 % годовых на 2027 и 2028 годы. Ставки определены с учетом прогноза Банка России от 25.07.2025 величины среднегодовой ключевой ставки;

– с 2029 года средняя процентная ставка принята в размере 10 % годовых с учетом значений среднегодовой ключевой ставки в зависимости от целевых значений инфляции.

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

В соответствии с основным методом регулирования отдельных основных ТСО НВВ на содержание электрических сетей включает возврат доходности на планируемые инвестиции, рассчитанный укрупненно исходя из нормы доходности 11 % и сроков возврата инвестиций – 35 лет.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 27.

[2] Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Таблица 27 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	30 %	0 % – 30 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	11 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	6 лет	6 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2025 год распоряжением Региональной энергетической комиссии Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа от 06.12.2024 № 31 «О внесении изменений в распоряжение Региональной энергетической комиссии Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа от 29.11.2022 № 33 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа и Курганской области на декабрь 2022 г. и 2023–2027 гг.» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в рассматриваемых субъектах, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации[3]. На период 2029–2031 годов принято, что экономические показатели сохраняются в размере последнего года прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

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

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2024 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Россети»,

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

предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2025 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей рассматриваемых субъектов, 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 рассматриваемых субъектов, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в рассматриваемых субъектах, принятого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

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

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	11 %	8 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	1,9 %	1,9 %	0,6 %	0,9 %	0,7 %	0,4 %

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. В случае отличия объемов капитальных вложений по годам в актуальном проекте инвестиционной программы основных ТСО от данных в утвержденной инвестиционной программе, такие отличия учитываются при оценке тарифных последствий.

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

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО рассматриваемых субъектов представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО рассматриваемых субъектов (в млн руб. без НДС)

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	17317	15791	16627	15453	15453	15453
объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России	3476	2228	1542	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	21891	17572	26636	18759	18759	18759

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов 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 30 и на рисунке 12.

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

Наименование	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
ПВВ	млрд руб.	148,9	164,2	173,9	183,1	192,1	201,1
НВВ	млрд руб.	145,6	157,6	163,4	169,1	172,4	188,2
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-3,3	-6,6	-10,5	-14,0	-19,7	-12,8
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,57	2,78	2,93	3,06	3,19	3,32
Среднегодовой темп роста	%	–	*108*	*105*	*104*	*104*	*104*
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,52	2,67	2,75	2,82	2,86	3,11
Среднегодовой темп роста	%	–	*106*	*103*	*102*	*101*	*109*
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,06	-0,11	-0,18	-0,23	-0,33	-0,21

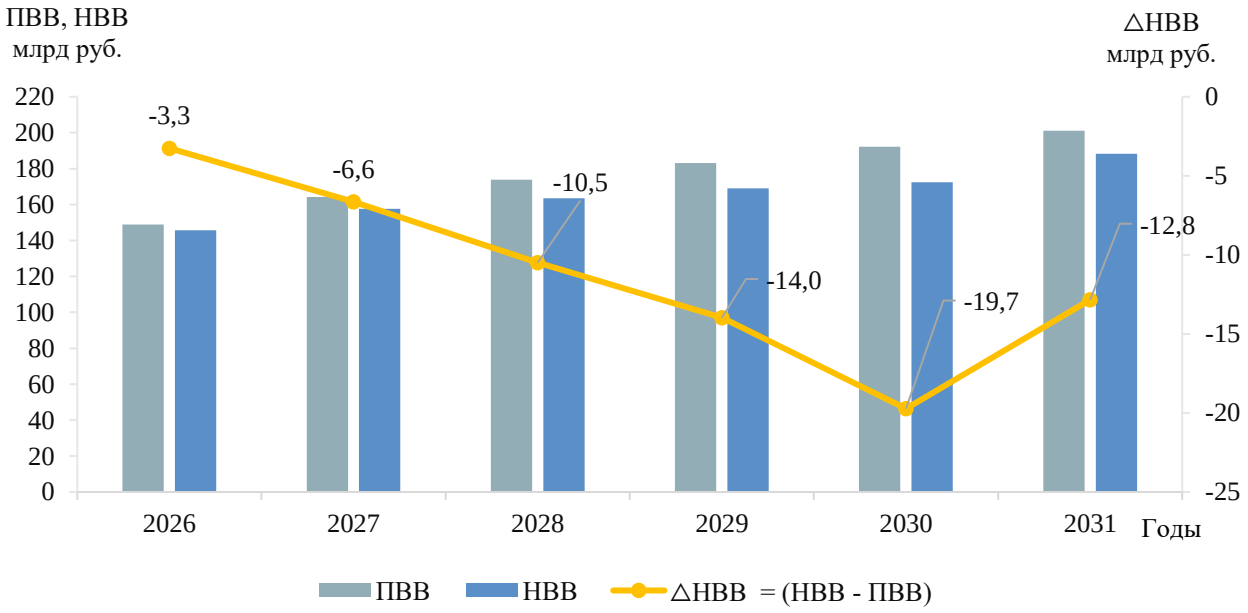

Рисунок 12 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 30, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов 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 рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

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

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

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

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

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения (сценарий 1) и снижения (сценарий 2) темпа роста прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде при отсутствии (фиксации на уровне 2025 года) роста (сценарий 3) прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии. Дефицит финансирования в указанном сценарии суммарно за период 2026–2031 годов составляет 131,3 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (за период 2026–2031 годов)

Наименование	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	60 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	33 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %

В прогнозном периоде возможно снижение дефицита финансирования инвестиций суммарно за период 2026–2031 годов до 88,4 млрд руб. в наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2025 года) при значительных объемах привлеченных средств (включая бюджетное финансирование) в прогнозных капитальных вложениях (таблица 31).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов на территории Тюменской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов на территории Тюменской области, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе были решены следующие задачи:

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

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

Величина потребления электрической энергии по территории Тюменской области энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов оценивается в 2031 году в объеме 20197 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 3,06 %.

Потребление мощности на территории Тюменской области энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов к 2031 году увеличится и составит 2999 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 3,16 %.

Годовое число часов использования потребления мощности на территории Тюменской области энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов в период 2026–2031 годов прогнозируется в диапазоне 6186–6735 ч/год.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области, в 2031 году составит 2338 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов на территории Тюменской области в рассматриваемый перспективный период, позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов.

Всего за период 2025–2031 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 720,6 км, трансформаторной мощности 2145,8 МВА, СКРМ суммарной мощностью 791 Мвар.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

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

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

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

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

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

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, территория Тюменской области													
Тюменская ТЭЦ-1	ПАО «Форвард Энерго»			Газ, мазут									
		1	ПГУ		190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	
		2	ПГУ		209,7	209,7	209,7	209,7	209,7	209,7	209,7	209,7	
		5	Т-100-130		94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	
		6	Т-100-130		94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	
		7	Т-94-120		94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	681,7	681,7	681,7	681,7	681,7	681,7	681,7	681,7	
Тюменская ТЭЦ-2	ПАО «Форвард Энерго»			Газ, мазут									
		1	Т-180/210-130-1		180,0	180,0	180,0	180,0	185,0	185,0	185,0	185,0	Модернизация в 2028 г.
		2	Т-180/210-130-1		180,0	180,0	180,0	180,0	185,0	185,0	185,0	185,0	Модернизация в 2028 г.
		3	Т-180/210-130-1		180,0	180,0	180,0	180,0	185,0	185,0	185,0	185,0	Модернизация в 2028 г.
		4	К-215-130-1		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	755,0	755,0	755,0	755,0	770,0	770,0	770,0	770,0	
Тобольская ТЭЦ	ООО «ЗапСибНефтехим»			Газ, мазут									
		1	ПТ-135/165-130		135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	
		2	Т-175/210-130		175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	
		3	Р-100-130/15		103,6	103,6	103,6	103,6	103,6	103,6	103,6	103,6	
		4	ПТ-140/165-130/15-2		142,0	142,0	142,0	142,0	142,0	142,0	142,0	142,0	
		5	К-110-1,6		109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	
Установленная мощность, всего		–	–	–	665,3	665,3	665,3	665,3	665,3	665,3	665,3	665,3	
Бокс №4	ПИИ ОАО «Газтурбосервис»			Газ									
		–	ГТУ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Бокс №6	ООО «Газпром центрремонт»			Газ									
		1	ГТУ испыт. стенд		24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	
ГТЭС Южно-Нюрымского месторождения	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	Д-30ЭУ-2		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		2	Д-30ЭУ-2		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
ГТЭС Тямкинская	ООО «РН-Уватнефтегаз»			Газ									
		1	ГТЭ-8/МС		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	ГТЭ-8/МС		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	ГТЭ-8/МС		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		4	ГТЭ-8/МС		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
ГПЭС Тегусская	ООО «РН-Уватнефтегаз»			Газ									
		1	QSV91-G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		2	QSV91-G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		3	QSV91-G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		4	QSV91-G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		5	QSV91-G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		6	QSV91-G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		7	QSV91-G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		8	QSV91-G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		9	QSV91-G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		10	QSV91-G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	
ГТЭС Тегусская	ООО «РН-Уватнефтегаз»			Газ									
		1	Taurus 60-7901S		4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	
		2	Taurus 60-7901S		4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	
		3	Taurus 60-7901S		4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	
		4	Taurus 60-7901S		4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	
		5	Roll Royce 501 KB7		5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	
		6	Roll Royce 501 KB7		5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	
		7	Roll Royce 501 KB7		5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	
		8	Roll Royce 501 KB7		5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	
		9	Roll Royce 501 KB7		5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	
		10	Roll Royce 501 KB7		5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	
		11	Roll Royce 501 KB7		5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	
		12	Roll Royce 501 KB7		5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	
		13	Roll Royce 501 KB7		5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	
		14	Roll Royce 501 KB7		5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	
		15	Roll Royce 501 KB7		5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	
		16	Roll Royce 501 KB7		5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	
Установленная мощность, всего		–	–	–	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1	
ТЭЦ Свеза Тюмень	ООО «СВЕЗА Тюмень»			Древесные отходы									
		1	SST-110		2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	
Установленная мощность, всего		–	–	–	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	
ГПЭС Березка	ООО «Газпромнефть-Хантос»			Газ									
		1	ТГ				54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–			54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	

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 Тюменской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Строительство ПП 500 кВ Новолокти	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	х	–	–	–	х	–[3]	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	5245,42	5245,42
2	Курганской области, Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа, Ямало-Ненецкого автономного округа	Курганская область, Тюменская область	Строительство ВЛ 500 кВ Курган – Новолокти ориентировочной протяженностью 258 км, включая участок существующей ВЛ 500 кВ Курган – Витязь ориентировочной протяженностью 153 км, с демонтажом участка существующей ВЛ 500 кВ Курган – Витязь ориентировочной протяженностью 25 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	105	–	–	–	105	–[3]	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	13100,53	13100,53
3	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, Омской области (ОЭС Сибири)	Тюменская область, Омская область	Строительство ВЛ 500 кВ Новолокти – Таврическая ориентировочной протяженностью 380 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	380	–	–	–	380	–[3]	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	42173,65	42173,65
4	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Строительство ВЛ 500 кВ Беркут – Витязь ориентировочной протяженностью 245 км, включая участок существующей ВЛ 500 кВ Курган – Витязь ориентировочной протяженностью 114 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	131	–	–	–	131	–[3]	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	16127,68	16127,68

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
5	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с заменой автотрансформаторов 1 АТГ 500/220/10 кВ и 2 АТГ 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) на два автотрансформатора мощностью 501 МВА каждый с резервной фазой мощностью 167 МВА, установкой двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с выполнением перезавода ВЛ 500 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 6,4 км	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	2×3×167+167	–	–	–	1002+167	2028[3]	Реновация основных фондов	6859,8	1635,69
					500	км	–	–	–	6,4	–	–	–	6,4				
					500	Мвар	–	–	–	2×180	–	–	–	360				
			Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с заменой автотрансформаторов 3АТ 220/110/6 кВ и 5АТ 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый и автотрансформатора 4АТ 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый, с установкой УШР 220 кВ мощностью 100 Мвар с выполнением перезавода ВЛ 220 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 4,3 км		220	МВА	–	–	–	2×200	–	–	–	400				
					220	км	–	–	–	4,3	–	–	–	4,3				
					220	Мвар	–	–	–	100	–	–	–	100				
			Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый и двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый с выполнением перезавода ВЛ 110 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 4,7 км		110	МВА	–	–	–	2×63 2×25	–	–	–	176				
					110	км	–	–	–	4,7	–	–	–	4,7				

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
6	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тюмень с установкой одного автотрансформатора 500/110/10 кВ мощностью 405 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 135 МВА каждый) с резервной фазой мощностью 135 МВА[4]	ПАО «Россети»	500	МВА	3×135 + 135	–	–	–	–	–	–	405+135	–[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	2505,37	2505,37
7	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тюмень с изменением схемы присоединения ВЛ 500 кВ Тобол – Тюмень и ВЛ 500 кВ Тюмень – Беркут с их подключением через полуторную цепочку[4]	ПАО «Россети»	500	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	н/д	н/д
8	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками ориентировочной протяженностью 6,15 км с увеличением пропускной способности[4]	АО «Россети Тюмень»	110	км	6,15	–	–	–	–	–	–	6,15	–[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	365,99	365,99
9	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Войновка с заменой провода ошиновки, ТТ, ВЧЗ, выключателя, провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками с увеличением пропускной способности[4]	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	34,8	34,8
10	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция Тюменской ТЭЦ-1 с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками с увеличением пропускной способности[4]	ПАО «Форвард Энерго»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	н/д	н/д

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
11	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция Тюменской ТЭЦ-1 с заменой ТТ, провода ошиновки ячейки КВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками с увеличением пропускной способности[4]	ПАО «Форвард Энерго»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	7,73	7,73
12	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция КВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками ориентировочной протяженностью 5,3 км с увеличением пропускной способности[4]	АО «Россети Тюмень»	110	км	5,3	–	–	–	–	–	–	5,3	–[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	201,88	201,88
13	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Граничная с заменой ТТ, провода ошиновки ячейки КВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками с увеличением пропускной способности[4]	АО «Россети Тюмень»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	7,73	7,73
14	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Тюмень – Казарово ориентировочной протяженностью 4,98 км с увеличением пропускной способности[4]	АО «Россети Тюмень»	110	км	4,98	–	–	–	–	–	–	4,98	–[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	183,75	183,75
15	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Казарово с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюмень – Казарово с увеличением пропускной способности[4]	АО «Россети Тюмень»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	н/д	н/д

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
16	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тюмень с заменой ВЧЗ ячейки ВЛ 110 кВ Тюмень – Казарово с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	27,07	27,07
17	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Тюмень – Березняки с отпайкой на ПС Чермет ориентировочной протяженностью 9,88 км с увеличением пропускной способности[4]	АО «Россети Тюмень»	110	км	9,88	–	–	–	–	–	–	9,88	–[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	360,81	360,81
18	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Березняки с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюмень – Березняки с отпайкой на ПС Чермет с увеличением пропускной способности[4]	АО «Россети Тюмень»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	н/д	н/д
19	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Модернизация на Тюменской ТЭЦ-1 устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками; – АОПО КВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками[4]	ПАО «Форвард Энерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	27,78	27,78
20	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Модернизация на ПС 500 кВ Тюмень устройств: – АОПО ВЛ 220 кВ Тюмень – ТММЗ I, II цепь; – АОПО 1,2 АТГ ПС 500 кВ Тюмень[4]	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	164,04	164,04

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
21	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Модернизация на Тюменской ТЭЦ-2 устройств АОПО ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2 – ТММЗ I, II цепь с отпайкой на ПС Губернская[4]	ПАО «Форвард Энерго»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	27,78	27,78
22	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Создание на ПС 500 кВ Тюмень устройства АОПО АТГ 500/110/10 кВ мощностью 405 МВА	ПАО «Россети»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	13,72	13,72
23	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Строительство ПП 110 кВ Ушаковский	АО «Россети Тюмень»	110	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1329,37	1329,37
24	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 220 кВ Ожогино с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Ожогино – Ушаковский	АО «Россети Тюмень»	110	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	98,30	98,30
25	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Строительство ВЛ 110 кВ Ожогино – Ушаковский ориентировочной протяженностью 26 км	АО «Россети Тюмень»	110	км	26	–	–	–	–	–	–	26	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	842,92	842,92

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
26	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Молодежная – Перевалово с отпайками на ПП 110 кВ Ушаковский ориентировочной протяженностью 3 км каждый	АО «Россети Тюмень»	110	км	2×3	–	–	–	–	–	–	6	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	206,46	206,46
27	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Утяшево – Гужевое с отпайками на ПП 110 кВ Ушаковский ориентировочной протяженностью 3 км каждый	АО «Россети Тюмень»	110	км	2×3	–	–	–	–	–	–	6	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	206,46	206,46
28	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Утяшево с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2025[3)]	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	2015,32	1654,65
29	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Чикча с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2025[3)]	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	513,26	322,1

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
30	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Молчаново с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	2026[3]	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	157,37	143,51
31	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Казарово с заменой трансформатора 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2025[3]	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	454,63	244,26
32	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Горьковка с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2025[3]	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	567,99	376,96

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
33	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Перевалово с заменой трансформатора 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2026[3]	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	387,65	202,30
34	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПП 110 кВ Ушаковский с установкой двух трансформаторов 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	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	725,73	725,73
35	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Кулаково с установкой БСК мощностью не менее 31 Мвар	АО «Россети Тюмень»	110	Мвар	–	–	1×31	–	–	–	–	31	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	191,97	191,97

Примечания

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

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

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

4 [4)] Необходимость реализации мероприятия определена с учетом повышенной аварийности генерирующего оборудования.