

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2025–2030 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	17
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	17
2.1.1 Район транзита 110 кВ Ожогоино – Кармак	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	19
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	19
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	30
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	39
2.2.4 Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций	39
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	39
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	39
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	56
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы	57
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	57
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	59
3.3	Прогноз потребления мощности	60
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	62
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы	64
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	64
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	66
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	69
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	72
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети	75
5.1	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электросетевого комплекса на территории Тюменской области (район транзита 110 кВ Ожогово – Кармак)	75
5.2	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электросетевого комплекса на территории Тюменской области (Тюменский, Южный и Ишимский энергорайоны)	82
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию	91
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	92
7.1	Основные подходы	92
7.2	Исходные допущения	93

7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	97
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	98
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	99
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	102
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	103
ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации	105
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.....	107
	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)
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГТЭС	–	газотурбинная электростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
КОМ	–	конкурентный отбор мощности
КОМ НГО	–	конкурентный отбор мощности новых генерирующих объектов
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
МП	–	муниципальное предприятие
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
МУП	–	муниципальное унитарное предприятие
н/д	–	нет данных
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПА	–	противоаварийная автоматика
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПП	–	переключательный пункт

ПС	– (электрическая) подстанция
РБУ	– режимно-балансовые условия
РДУ	– диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РУ	– (электрическое) распределительное устройство
СВ	– секционный выключатель
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
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
ФОЛ	– фиксация отключения линии электропередачи
ШР	– шунтирующий реактор
ЭПУ	– энергопринимающие устройства
$I_{длtn}$	– значение длительно допустимой токовой нагрузки
$I_{ном}$	– номинальный ток
$S_{длн}$	– 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 2025–2030 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 2019–2023 годов. За отчетный принимается 2023 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Тюменской области на каждый год перспективного периода (2025–2030 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2030 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов на территории Тюменской области на период до 2030 года, в том числе:

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

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

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема 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 «МегионЭнергоНефть» – 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»	317,0
ООО «РН-Уватнефтегаз» ¹⁾	225,0
АО «Транснефть-Сибирь»	110,0
СН ПАО «Форвард Энерго» (Тюменская ТЭЦ-1, Тюменская ТЭЦ-2)	100,0
Более 50 МВт	
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	98,0
Свердловская дирекция по энергообеспечению структурное подразделение Трансэнерго-филиала ОАО «РЖД»	97,6
Филиал ООО «УМК-Сталь»-«Металлургический завод «Электросталь Тюмени»	86,0
СН Тобольская ТЭЦ (ООО «ЗапСибНефтехим»)	56,0

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 10 МВт	
Филиал ООО «РУСИНВЕСТ»-«ТНПЗ»	46,0

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 01.01.2024 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 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения (присоединение)	
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 2023 году составило 11837,6 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 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	11524,0	11654,6	12494,4	12509,1	11837,6
ТЭС	11524,0	11654,6	12494,4	12509,1	11837,6

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	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
<i>Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	93596	86098	89909	92850	92166
Годовой темп прироста, %	1,26	-8,01	4,43	3,27	-0,74
Максимум потребления мощности, МВт	12291	12303	12257	12507	12830
Годовой темп прироста, %	-0,30	0,10	-0,37	2,04	2,58
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	7615	6998	7335	7424	7184
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	06.02 08:00	31.01 08:00	30.12 15:00	30.12 16:00	12.12 16:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-35,3	-25,8	-26,5	-30,3	-32,1
<i>Тюменская область</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	14502	14923	16311	16215	15981
Годовой темп прироста, %	6,27	2,90	9,30	-0,59	-1,44
Доля потребления электрической энергии Тюменской области в энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, %	15,5	17,3	18,1	17,5	17,3
Потребление мощности (совмещенное) на час прохождения максимума энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, МВт	1979	2134	2400	2439	2769
Годовой темп прироста, %	-3,79	7,83	12,46	1,62	13,53
Доля потребления мощности Тюменской области в энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, %	16,1	17,3	19,6	19,5	21,6
Число часов использования потребления мощности, ч/год	7328	6993	6796	6648	5771

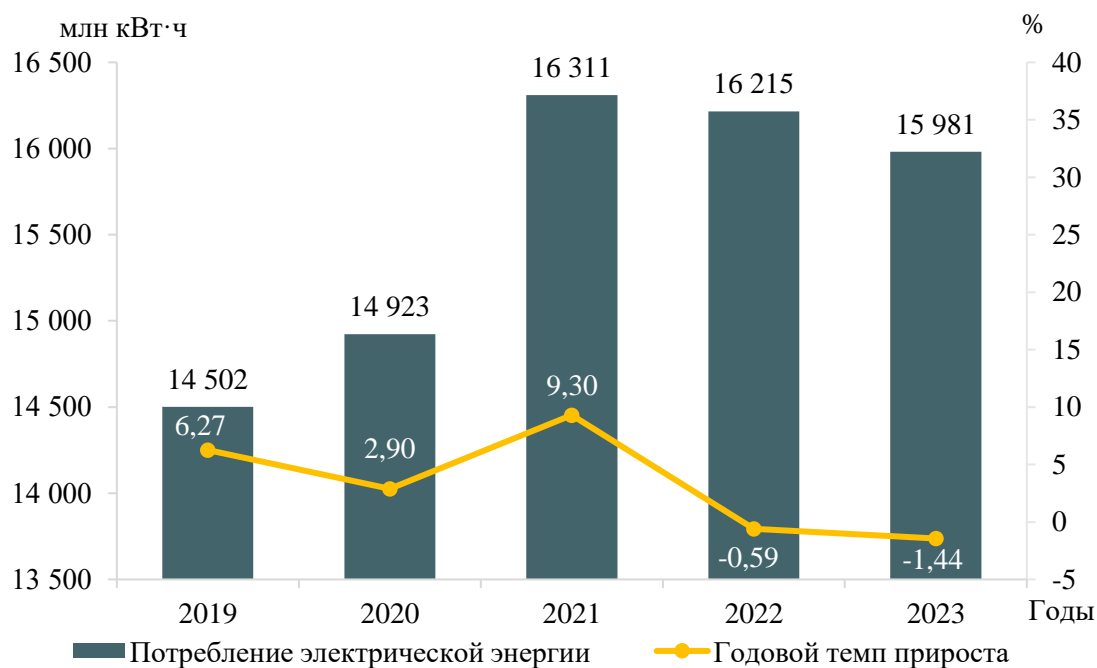


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии по территории Тюменской области и годовые темпы прироста

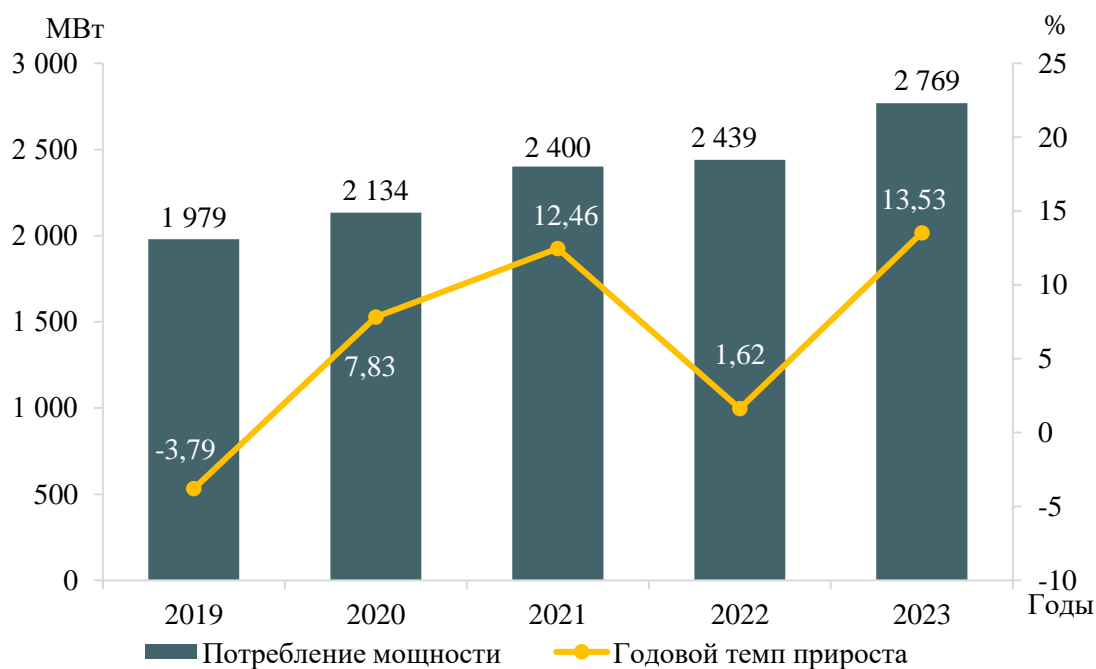


Рисунок 2 – Потребление мощности по Тюменской области и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов снизилось на 263 млн кВт·ч и составило в 2023 году 92166 млн кВт·ч, что соответствует отрицательному среднегодовому темпу прироста 0,06 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 4,43 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и имело отрицательное значение 8,01 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов вырос на 502 МВт и составил 12830 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,80 %.

Наибольший годовой прирост мощности энергосистемы зафиксирован в 2023 году и составил 2,58 %; наибольшее снижение мощности составило 0,37 % в 2021 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 2019–2023 годов потребление электрической энергии по территории Тюменской области выросло на 2334 млн кВт·ч и составило 15981 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 3,21 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 9,3 % 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 15,5 % в 2019 году до 17,3 % в 2023 году (или на 1,8 процентных пункта).

За период 2019–2023 годов потребление мощности Тюменской области выросло на 712 МВт и составило 2769 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 6,13 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 13,53 % в 2023 году; наибольшее снижение мощности составило 3,79 % в 2019 году, что было обусловлено снижением потребления мощности предприятиями нефтеперерабатывающей промышленности, а также высокой ТНВ в период прохождения максимума потребления мощности.

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

Доля Тюменской области в максимальном потреблении мощности энергосистемы за рассматриваемый ретроспективный период увеличилась с 16,1 % до 21,6 % (или на 5,5 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	ВЛ 110 кВ Молодежная – Перевалово с отпайками. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Ожогоино – Перевалово с отпайками на ПС 110 кВ Молодежная с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Ожогоино – Молодежная и ВЛ 110 кВ Молодежная – Перевалово с отпайками	АО «Россети Тюмень»	2019	0,09 км
2	110 кВ	ВЛ 110 кВ Ожогоино – Молодежная. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Ожогоино – Перевалово с отпайками на ПС 110 кВ Молодежная с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Ожогоино – Молодежная и ВЛ 110 кВ Молодежная – Перевалово с отпайками	АО «Россети Тюмень»	2019	0,09 км
3	110 кВ	ВЛ 110 кВ Лянтинская – Тегусская I цепь. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Тегусская – Урненская II цепь с отпайками на ПС 220 кВ Лянтинская с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Лянтинская – Урненская I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Лянтинская – Тегусская I цепь	ООО «РН-Уватнефтегаз»	2019	0,96 км
4	110 кВ	ВЛ 110 кВ Лянтинская – Тегусская II цепь. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Тегусская – Урненская I цепь с отпайками на ПС 220 кВ Лянтинская с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Лянтинская – Урненская II цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Лянтинская – Тегусская II цепь	ООО «РН-Уватнефтегаз»	2019	0,96 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
5	110 кВ	ВЛ 110 кВ Лянтинская – Урненская I цепь с отпайками. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Тегуская – Урненская II цепь с отпайками на ПС 220 кВ Лянтинская с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Лянтинская – Урненская I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Лянтинская – Тегуская I цепь	ООО «РН-Уватнефтегаз»	2019	0,03 км
6	110 кВ	ВЛ 110 кВ Лянтинская – Урненская II цепь с отпайками. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Тегуская – Урненская I цепь с отпайками на ПС 220 кВ Лянтинская с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Лянтинская – Урненская II цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Лянтинская – Тегуская II цепь	ООО «РН-Уватнефтегаз»	2019	0,03 км
7	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Причал от ВЛ 110 кВ Тюмень – Тюменская ТЭЦ-1 №1	АО «Россети Тюмень»	2019	0,042 км
8	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Причал от ВЛ 110 кВ Тюмень – Тюменская ТЭЦ-1 №2	АО «Россети Тюмень»	2019	0,04 км
9	220 кВ	Строительство новой ВЛ 220 кВ Демьянская – Пихтовая I цепь	ООО «РН-Уватнефтегаз»	2019	180,54 км
10	220 кВ	Строительство новой ВЛ 220 кВ Демьянская – Пихтовая II цепь	ООО «РН-Уватнефтегаз»	2019	180,54 км
11	220 кВ	Строительство новой ВЛ 220 кВ Лянтинская – Пихтовая	ООО «РН-Уватнефтегаз»	2019	139,03 км
12	220 кВ	Строительство новой ВЛ 220 кВ Лянтинская – Протозановская	ООО «РН-Уватнефтегаз»	2019	86,44 км
13	220 кВ	Строительство новой ВЛ 220 кВ Пихтовая – Протозановская	ООО «РН-Уватнефтегаз»	2019	57,71 км
14	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Варягская от ВЛ 110 кВ Снежная – КС-7 с отпайкой на ПС Муген	ООО «ПИТ «СИБИНТЭК»	2021	14,60 км
15	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	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Татарка	АО «Россети Тюмень»	2019	2×10 МВА 2,5 МВА
2	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Тополя	АО «СУЭНКО»	2019	6,3 МВА
3	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Молодежная	АО «Россети Тюмень»	2019	2×25 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
4	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Причал	АО «Россети Тюмень»	2019	2×40 МВА
5	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Ярково	АО «Россети Тюмень»	2019	2×16 МВА
6	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Лянтинская	ООО «РН-Уватнефтегаз»	2019	2×125 МВА
7	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Пихтовая	ООО «РН-Уватнефтегаз»	2019	2×63 МВА 63 Мвар
8	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Протозановская	ООО «РН-Уватнефтегаз»	2019	2×63 МВА
9	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Варягская	ООО «ПИТ «СИБИНТЭК»	2021	2×10 МВА
10	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Гольшманово	ПАО «Россети»	2023	16 МВА
11	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Муген с переносом на новое место размещения	АО «Транснефть-Сибирь»	2023	2×10 МВА

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

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

На территории Тюменской области к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относится:

– район транзита 110 кВ Ожогино – Кармак.

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 Ожогоино – 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)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления при ТНВ наиболее холодной пятидневки в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Ожогоино – Молодежная, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Ожогоино – Рошино с отпайкой на ПС Тополя (участок ПС 110 кВ Рошино – отпайка на ПС Тополя) превышает ДДТН на величину до 12 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 14 МВт</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. 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 пять ячеек для подключения КВЛ 110 кВ Ожогоино – Утяшево, ВЛ 110 кВ Утяшево – Гужевое, ВЛ 110 кВ Рошино – Утяшево и заходов ВЛ 110 кВ Молодежная – Перевалово. 2. Строительство участков ВЛ 110 кВ Утяшево – Гужевое и ВЛ 110 кВ Рошино – Утяшево до ПС 110 кВ Утяшево на новом месте размещения. 3. Реконструкция ПС 220 кВ Ожогоино с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения КВЛ 110 кВ Ожогоино – Утяшево. 4. Строительство КВЛ 110 кВ Ожогоино – Утяшево ориентировочной протяженностью 20 км. 5. Строительство заходов ВЛ 110 кВ Молодежная – Перевалово на ПС 110 кВ Утяшево ориентировочной протяженностью 6,3 км каждый 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Строительство ПП 110 кВ Ушаковский. 2. Реконструкция ПС 220 кВ Ожогоино с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Ожогоино – Ушаковский. 3. Строительство ВЛ 110 кВ Ожогоино – 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 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Строительство ПП 110 кВ Ушаковский. 2. Реконструкция ПС 220 кВ Ожогоино с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Ожогоино – Ушаковский. 3. Строительство ВЛ 110 кВ Ожогоино – 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

2.2 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 иного замера. В таблице 8 представлены данные по ТНВ в дни контрольных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 8 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2019	18.12.2019	-8,7
	19.06.2019	14,4
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

Примечание – ¹⁾ Приведены температуры в дни иных замеров.

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

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

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

2.2.1.1 АО «Россети Тюмень»

Рассмотрены предложения АО «Россети Тюмень» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода

ГАО. В таблице 9 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 10 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 11 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 9 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Утяшево	110	1Т	ТДН-10000/110	110	10	1984	95	6,42	5,35	6,64	7,04	9,22 ¹⁾	4,96	4,88	2,32	3,36	4,91	0,6
		10			6,42				5,35	6,64	7,04	9,22 ¹⁾	4,96	4,88	2,32	3,36	4,91		
		110	2Т	ТДТН-10000/110	110	10	1982	93	6,6	6,78	6,97	8,99	8,76 ¹⁾	5,22	5,09	6,90	4,62	5,98	
		10			6,6				6,78	6,97	8,99	8,76 ¹⁾	5,22	5,09	6,90	4,62	5,98		
2	ПС 110 кВ Перевалово	110	1Т	ТДН-16000/110	110	16	1985	97	4,51	5,35	9,28	10,34	12,54 ¹⁾	2,84	0	2,00	3,07	4,62	0,4
		10			4,51				5,35	9,28	10,34	12,54 ¹⁾	2,84	0	2,00	3,07	4,62		
		110	2Т	ТДН-16000/110	110	16	1984	97	4,28	4,42	3,25	6,53	14,71 ¹⁾	2,04	3,67	2,06	1,82	3,06	
		10			4,28				4,42	3,25	6,53	14,71 ¹⁾	2,04	3,67	2,06	1,82	3,06		
3	ПС 110 кВ Чикча	110	1Т	ТДН-10000/110	110	10	2015	98	9,04	8,79	8,24	10,84	12,33 ¹⁾	2,63	2,8	4,47	3,62	7,25	0,62
		10			9,04				8,79	8,24	10,84	12,33 ¹⁾	2,63	2,8	4,47	3,62	7,25		
		110	2Т	ТДН-10000/110	110	10	2015	97	3,44	3,00	4,03	6,67	10,26 ¹⁾	3,22	1,48	0,75	2,87	2,24	
		10			3,44				3,00	4,03	6,67	10,26 ¹⁾	3,22	1,48	0,75	2,87	2,24		
4	ПС 110 кВ Молчаново	110	1Т	ТМН-6300/110	110	6,3	2015	98	5,42	5,87	5,13	5,62	7,33 ¹⁾	3,12	2,70	2,67	2,81	4,09	0
		10			5,42				5,87	5,13	5,62	7,33 ¹⁾	3,12	2,70	2,67	2,81	4,09		
		110	2Т	ТМН-6300/110	110	6,3	1982	91	2,59	2,54	2,76	4,99	6,52 ¹⁾	1,32	1,22	1,31	1,30	1,68	
		10			2,59				2,54	2,76	4,99	6,52 ¹⁾	1,32	1,22	1,31	1,30	1,68		
5	ПС 110 кВ Казарово	110	1Т	ТДН-16000/110	110	16	1983	91	9,65	4,82	12,29	10,48	15,51 ¹⁾	2,84	3,16	5,88	12,51	7,50	0
		10			9,65				4,82	12,29	10,48	15,51 ¹⁾	2,84	3,16	5,88	12,51	7,50		
		110	2Т	ТДН-16000/110	110	16	1987	95	12,63	13,03	11,86	12,93	15,59 ¹⁾	4,44	5,2	5,57	0	8,26	
		10			12,63				13,03	11,86	12,93	15,59 ¹⁾	4,44	5,2	5,57	0	8,26		
6	ПС 110 кВ Горьковка	110	1Т	ТДН-16000/110	110	16	1982	91	4,14	5,84	7,23	10,9	12,41 ¹⁾	1,35	2,59	3,04	2,05	6,33	0
		10			4,14				5,84	7,23	10,9	12,41 ¹⁾	1,35	2,59	3,04	2,05	6,33		
		110	2Т	ТДН-16000/110	110	16	2016	89	3,71	7,25	4,87	9,14	9,16 ¹⁾	2,14	2,06	2,31	2,28	2,99	
		10			3,71				7,25	4,87	9,14	9,16 ¹⁾	2,14	2,06	2,31	2,28	2,99		
7	ПС 110 кВ Кулаково	110	1Т	ТДН-16000/110	110	16	2017	98	1,24	2,87	5,59	15,91	13,57 ¹⁾	0,39	0,85	0	1,06	5,14	0
		10			1,24				2,87	5,59	15,91	13,57 ¹⁾	0,39	0,85	0	1,06	5,14		
		110	2Т	ТДН-16000/110	110	16	2017	98	4,62	5,54	6,53	0,02	16,25 ¹⁾	3,08	2,14	4,50	2,80	5,56	
		10			4,62				5,54	6,53	0,02	16,25 ¹⁾	3,08	2,14	4,50	2,80	5,56		

Примечание – ¹⁾ Приведены фактические нагрузки трансформаторов в день иного замера.

Таблица 10 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Утяшево	1Т	ТДН-10000/110	1984	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		2Т	ТДТН-10000/110	1982	93	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Перевалово	1Т	ТДН-16000/110	1985	97	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		2Т	ТДН-16000/110	1984	97	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Чикча	1Т	ТДН-10000/110	2015	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		2Т	ТДН-10000/110	2015	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
4	ПС 110 кВ Молчаново	1Т	ТМН-6300/110	2015	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		2Т	ТМН-6300/110	1982	91	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Казарово	1Т	ТДН-16000/110	1983	91	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		2Т	ТДН-16000/110	1987	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
6	ПС 110 кВ Горьковка	1Т	ТДН-16000/110	1982	91	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		2Т	ТДН-16000/110	2016	89	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
7	ПС 110 кВ Кулаково	1Т	ТДН-16000/110	2017	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		2Т	ТДН-16000/110	2017	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08

Таблица 11 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Утяшево	2023 / зима	17,98	ПС 110 кВ Утяшево	ИП Быковский И.Э.	23.06.2023	121203576-ТУ	2025	1,25	0	0,4	0,88	19,29	19,29	19,29	19,29	19,29	19,29
				ПС 110 кВ Утяшево	ТУ для ТП менее 670 кВт (109 шт.)			2025	3,62	0	–	0,36						
2	ПС 110 кВ Перевалово	2023 / зима	27,25	ПС 110 кВ Перевалово	ООО «Евродом Групп»	29.08.2023	T13/23/4513-ДТПЭДО	2025	4	0,25	10	1,5	29,85	29,85	29,85	29,85	29,85	29,85
				ПС 110 кВ Перевалово	СНТСН «Поселок «Новокаменский»	19.04.2021	T13/21/1139-ДТП	2025	1,25	0,75	10	0,05						
				ПС 110 кВ Перевалово	ТУ для ТП менее 670 кВт (414 шт.)			2025	8,71	0	–	0,87						
3	ПС 110 кВ Чикча	2023 / зима	22,59	ПС 110 кВ Чикча	ООО «Альфа-строй»	06.12.2023	T13/23/6754-ДТП	2025	2,4	1,1	10	1,04	24,52	24,52	24,52	24,52	24,52	24,52
				ПС 110 кВ Чикча	ТУ для ТП менее 670 кВт (360 шт.)			2025	7,64	0	–	0,76						
4	ПС 110 кВ Молчаново	2023 / зима	13,85	ПС 110 кВ Молчаново	ТУ для ТП менее 670 кВт (129 шт.)			2025	2,84	0	–	0,28	14,16	14,16	14,16	14,16	14,16	14,16
5	ПС 110 кВ Казарово	2023 / зима	31,10	ПС 110 кВ Казарово	ООО «МФК «АКВАМОЛЛ»	02.05.2024	T13/24/01078-ДТП	2025	6,4	3,2	10	0,32	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6
				ПС 110 кВ Казарово	ТУ для ТП менее 670 кВт (69 шт.)			2025	1,44	0	–	0,14						
6	ПС 110 кВ Горьковка	2023 / зима	21,57	ПС 110 кВ Горьковка	Физ. лицо	23.03.2023	T13/22/2082-ДТП	2025	1,56	0	10	0,62	23,36	23,36	23,36	23,36	23,36	23,36
				ПС 110 кВ Горьковка	ООО «Рощинское»	28.11.2011	18/393	2025	1,2982	0,39	10	0,09						
				ПС 110 кВ Горьковка	ТУ для ТП менее 670 кВт (552 шт.)			2025	9,66	0	–	0,97						
7	ПС 110 кВ Кулаково	2023 / зима	29,82	ПС 110 кВ Кулаково	ООО «СЗ «Новая земля»	12.09.2023	T13/23/5310-ДТП	2027	2,25	0	0,4	0,9	31,43	31,43	34,23	34,23	34,23	34,23
				ПС 110 кВ Кулаково	ООО «СЗ «Новая земля»	12.09.2023	T13/23/5309-ДТП	2027	1,95	0	0,4	0,78						
				ПС 110 кВ Кулаково	ООО «СЗ «Новая земля»	12.09.2023	T13/23/5306-ДТП	2027	1,3	0	0,4	0,52						
				ПС 110 кВ Кулаково	ООО «СЗ «Новая земля»	03.08.2023	T13/23/5299-ДТП	2025	1,2	0	0,4	0,48						
				ПС 110 кВ Кулаково	ООО «СЗ «Новая земля»	12.09.2023	T13/23/5303-ДТП	2027	1,1	0	0,4	0,44						
				ПС 110 кВ Кулаково	ТУ для ТП менее 670 кВт (448 шт.)			2025	10,32	0	–	1,03						

ПС 110 кВ Утяшево.

Согласно данным в таблицах 9, 10, 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 $S_{\text{дн}}$ на величину до 49,8 %.

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 0,6 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка оставшегося в работе трансформатора при отключении одного из трансформаторов превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 44,8 % от $S_{\text{дн}}$ и составляет 17,38 МВА.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,75 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,3 МВА). Суммарная мощность по актам на технологическое присоединение, оформленным после 11.12.2023, составляет 0,12 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 17,98 + 1,31 + 0 - 0,6 = 18,69 \text{ МВА.}$$

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 0,6 МВА превышает $S_{\text{дн}}$, 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 55,8 % (без ТП превышение до 44,8 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Утяшево ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Утяшево расчетный объем ГАО составит 6,69 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 18,69 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) – 2024 год.

ПС 110 кВ Перевалово.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (11.12.2023) и составила 27,25 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 41,9 %.

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 0,4 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка оставшегося в работе трансформатора при отключении одного из трансформаторов превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 39,8 % от $S_{\text{дн}}$ и составляет 26,85 МВА.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 12,71 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 1,0 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,47 МВА). Суммарная мощность по актам на технологическое присоединение, оформленным после 11.12.2023, составляет 1,25 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,13 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 4,0 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 27,25 + 2,6 + 0 - 0,4 = 29,45 \text{ МВА.}$$

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 0,4 МВА превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 2Т (1Т) ПС 110 кВ Перевалово, оставшегося в работе после отключения 1Т (2Т), на величину до 53,4 % (без ТП превышение до 39,8 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Перевалово ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Перевалово расчетный объем ГАО составит 10,25 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 29,45 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Чикча.

Согласно данным в таблицах 9, 10, 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 $S_{\text{дн}}$ на величину до 80,7 %.

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 $S_{\text{дн}}$ на величину до 75,8 % от $S_{\text{дн}}$ и составляет 21,97 МВА.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 9,11 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 1,1 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,83 МВА). Суммарная мощность по актам на технологическое присоединение, оформленным после 11.12.2023, составляет 0,93 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 2,4 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 22,59 + 1,93 + 0 - 0,62 = 23,9 \text{ МВА.}$$

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 $S_{\text{дн}}$, 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 91,2 % (без ТП превышение до 75,8 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Чикча ниже уровня $S_{длн}$ отсутствует. В случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Чикча расчетный объем ГАО составит 11,4 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 23,9 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) – 2024 год.

ПС 110 кВ Молчаново.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (11.12.2023) и составила 13,85 МВА. При отключении трансформатора 1Т (2Т) нагрузка оставшегося в работе трансформатора 2Т (1Т) превышает $S_{длн}$ на величину до 83,2 % (75,9 %).

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,58 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,28 МВА). Суммарная мощность по актам на технологическое присоединение, оформленным после 11.12.2023, составляет 0,256 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,03 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 13,85 + 0,31 + 0 - 0 = 14,16 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{длн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 2Т (1Т) ПС 110 кВ Молчаново, оставшегося в работе после отключения 1Т (2Т), на величину до 87,2 % (79,7 %) (без ТП превышение до 83,2 % (75,9 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Молчаново ниже уровня $S_{длн}$ отсутствует. В случае отключения трансформатора 1Т (2Т) на ПС 110 кВ Молчаново расчетный объем ГАО составит 6,6 (6,29) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 14,16 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 2×6,3 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Казарово.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (11.12.2023) и составила 31,1 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 62,0 %.

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.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,68 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,48 МВА). Суммарная мощность по актам на технологическое присоединение, оформленным после 11.12.2023, составляет 0,16 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 6,4 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 31,1 + 0,5 + 0 - 0 = 31,6 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 2Т (1Т) ПС 110 кВ Казарово, оставшегося в работе после отключения 1Т (2Т), на величину до 64,6 % (без ТП превышение до 62,0 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Казарово ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Казарово расчетный объем ГАО составит 12,4 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 31,6 МВА. Ближайшим большим, стандартным по

номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Горьковка.

Согласно данным в таблицах 9, 10, 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 $S_{\text{длн}}$ на величину до 12,3 % (7,9 %).

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 10,91 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 0,39 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,62 МВА). Суммарная мощность по актам на технологическое присоединение, оформленным после 11.12.2023, составляет 1,6 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,17 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 21,57 + 1,79 + 0 - 0 = 23,36 \text{ МВА.}$$

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 $S_{\text{длн}}$, 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 21,7 % (16,8 %) (без ТП превышение до 12,3 % (7,9 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Горьковка ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае отключения трансформатора 2Т (1Т) на ПС 110 кВ Горьковка расчетный объем ГАО составит 4,16 (3,36) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 23,36 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 2×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Кулаково.

Согласно данным в таблицах 9, 10, 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 превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 49,1 %.

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 16,56 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,24 МВА). Суммарная мощность по актам на технологическое присоединение, оформленным после 11.12.2023, составляет 1,57 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,17 МВА).

Согласно информации от АО «Россети Тюмень» в соответствии с несколькими ТУ для ТП ООО «СЗ «Новая Земля» (договор ТП от 12.09.2023 № Т13/23/5310-ДТП заявленной мощностью 2,25 МВт, договор ТП от 12.09.2023 № Т13/23/5309-ДТП заявленной мощностью 1,95 МВт, договор ТП от 12.09.2023 № Т13/23/5306-ДТП заявленной мощностью 1,3 МВт, договор ТП от 12.09.2023 № Т13/23/5303-ДТП заявленной мощностью 1,1 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Кулаково 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 29,82 + 4,41 + 0 - 0 = 34,23 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 2Т (1Т) ПС 110 кВ Кулаково, оставшегося в работе после отключения 1Т (2Т), на величину до 71,2 % (без ТП превышение до 49,1 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кулаково ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Кулаково расчетный объем ГАО составит 14,23 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 34,23 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

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

2.2.2.1 АО «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.

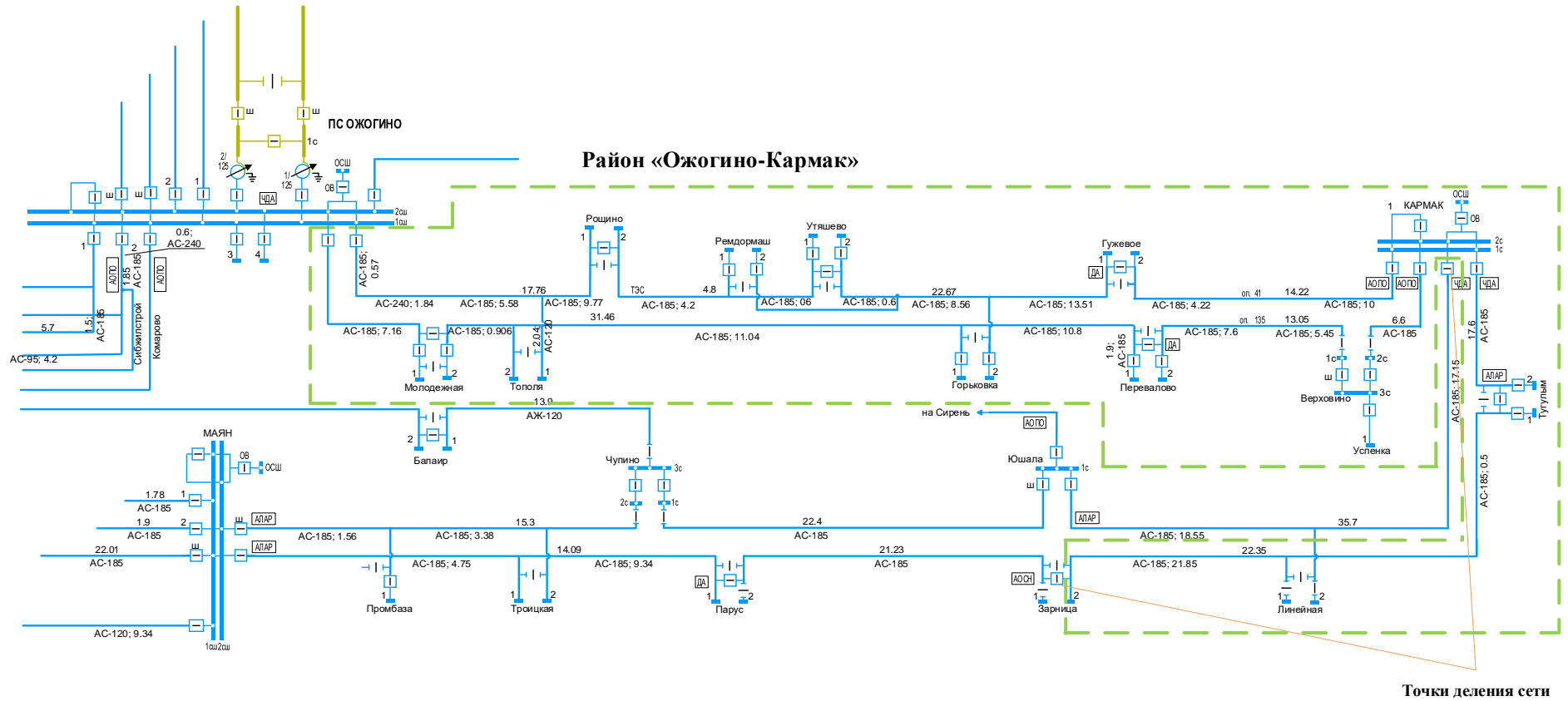


Рисунок 3 – Схема района «Ожогино – Кармак»

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 (80 кВ), ПС 110 кВ Горьковка (78 кВ), ПС 110 кВ Тополя (77 кВ), ПС 110 кВ Верховино (83 кВ), ПС 110 кВ Успенка (83 кВ). Наибольшее снижение напряжения на шинах 110 кВ перечисленных энергообъектов выявлено для РБУ зимнего максимума потребления мощности при ТНВ -35 °С 2030 года при аварийном отключении 2СШ 110 кВ ПС 220 кВ Ожогоино.

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

– ВЛ 110 кВ Ожогоино – Рощино с отпайкой на ПС Тополя. Максимальная величина токовой нагрузки выявлена на этапе 2030 года и составила 1042 А (158 % от ДДТН, 131 % от АДТН);

– ВЛ 110 кВ Рощино – Утяшево. Максимальная величина токовой нагрузки выявлена на этапе 2030 года и составила 902 А (150 % от ДДТН и АДТН);

– ВЛ 110 кВ Утяшево – Гужевое. Максимальная величина токовой нагрузки выявлена на этапе 2030 года и составила 790 А (132 % от ДДТН и АДТН);

– ВЛ 110 кВ Гужевое – Кармак. Максимальная величина токовой нагрузки выявлена на этапе 2030 года и составила 692 А (115 % 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 Ожогоино с учетом действия АОПО ВЛ 110 кВ Гужевое – Кармак:

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

– ВЛ 110 кВ Рощино – Утяшево. Максимальная величина токовой нагрузки составит 744 А (124 % от ДДТН и АДТН);

– ВЛ 110 кВ Утяшево – Гужевое с отпайками. Максимальная величина токовой нагрузки составит 632 А (105 % от ДДТН и АДТН);

– ВЛ 110 кВ Гужевое – Кармак. Максимальная величина токовой нагрузки составит 536 А (89 % от ДДТН и АДТН).

Схемно-режимные мероприятия для исключения ввода ГАО отсутствуют.

Наибольшее превышение АДТН ВЛ 110 кВ Ожогоино – Молодежная выявлено для РБУ зимнего максимума потребления мощности при ТНВ -35 °С 2030 года при аварийном отключении 1СШ 110 кВ ПС 220 кВ Ожогоино, токовая нагрузка составила 975 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 2030 года при аварийном отключении 1СШ 110 кВ ПС 220 кВ Ожогоино, токовая нагрузка составила 852 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 Ожогоино – 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 пять ячеек для подключения КВЛ 110 кВ Ожогоино – 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 Ожогоино с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения КВЛ 110 кВ Ожогоино – Утяшево;

- строительство КВЛ 110 кВ Ожогоино – Утяшево ориентировочной протяженностью 20 км проводом АС-120 (16,3 км) и кабелем АПВВнг 300 мм² (3,7 км) с подключением к шинам 110 кВ ПС 220 кВ Ожогоино и ПС 110 кВ Утяшево через развилку из выключателей;

- 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 мм² (3,7 км);

- создание на ПС 220 кВ Ожогоино устройств АОПО ВЛ 110 кВ Ожогоино – Рощино с отпайкой на ПС Тополя, ВЛ 110 кВ Ожогоино – Молодежная и КВЛ 110 кВ Ожогоино – 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 и ВЛ 110 кВ Гужевое – Кармак в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Ожогоино – Молодежная (с учетом строительства ВЛ 110 кВ Ожогоино – Утяшево), превышением ДДТН ВЛ 110 кВ Ожогоино – Молодежная в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Утяшево – Гужевое (с учетом строительства ВЛ 110 кВ Ожогоино – Утяшево).

Схема электрических сетей и карта-схема района ПС 110 кВ Утяшево, ПС 110 кВ Горьковка, ПС 110 кВ Перевалово с учетом выполнения мероприятий по варианту № 1 представлены на рисунках 4, 5.

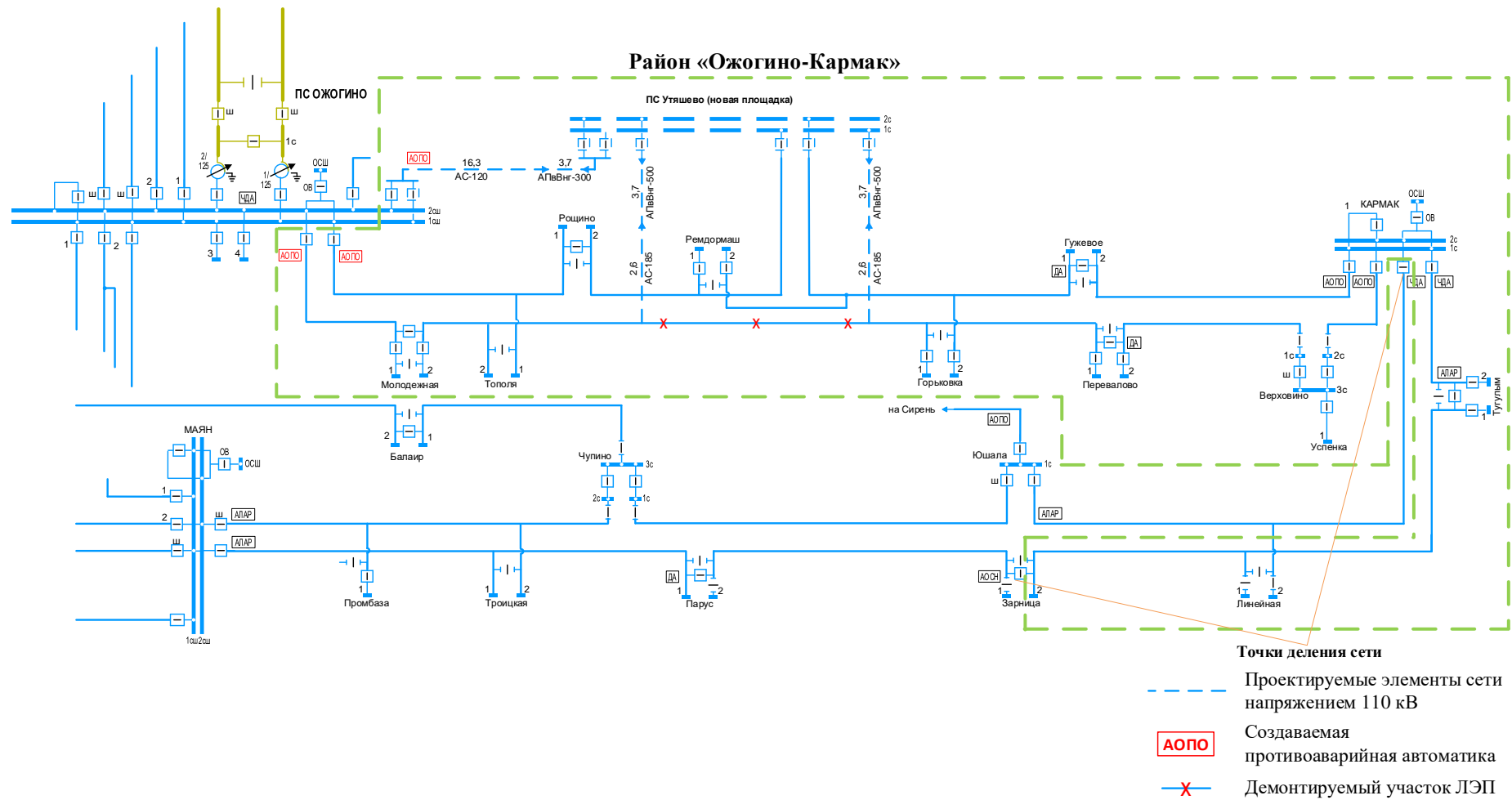


Рисунок 4 – Схема электрических сетей района ПС 110 кВ Утяшево, ПС 110 кВ Горьковка, ПС 110 кВ Перевалово с учетом выполнения мероприятий по варианту № 1

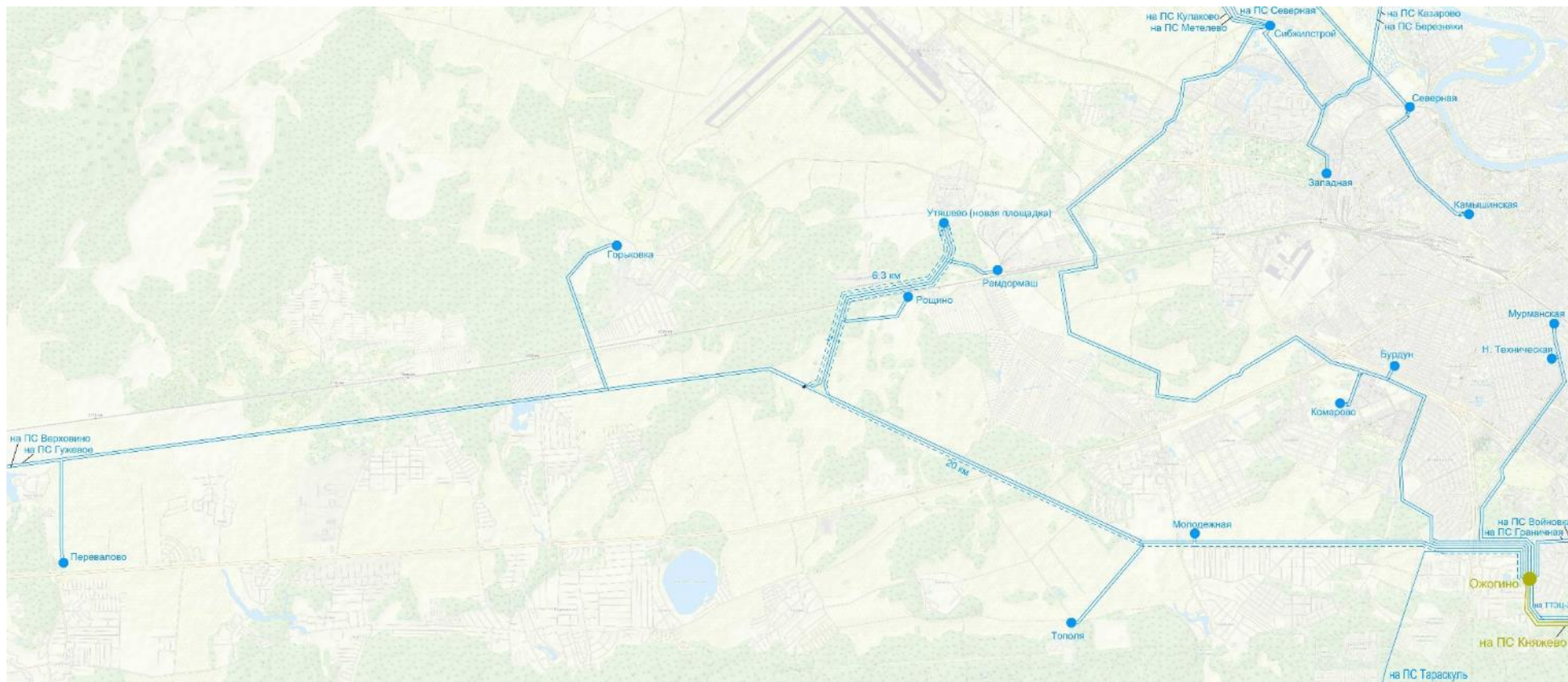


Рисунок 5 – Карта-схема района ПС 110 кВ Утяшево, ПС 110 кВ Горьковка, ПС 110 кВ Перевалово с учетом выполнения мероприятий по варианту № 1

Вариант № 2.

– строительство ПП 110 кВ Ушаковский со схемой РУ 110 кВ «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» с шестью выключателями для присоединений;

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

– строительство ВЛ 110 кВ Ожогоино – Ушаковский проводом АС-120 ориентировочной протяженностью 26 км с подключением к шинам 110 кВ ПС 220 кВ Ожогоино и ПП 110 кВ Ушаковский через развилку из выключателей;

– 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 Ожогоино устройств АОПО ВЛ 110 кВ Ожогоино – Роцино с отпайкой на ПС Тополя, ВЛ 110 кВ Ожогоино – Молодежная и ВЛ 110 кВ Ожогоино – Ушаковский с действием на отключение нагрузки.

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

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 Ожогоино – Роцино с отпайкой на ПС Тополя (с учетом строительства ВЛ 110 кВ Ожогоино – Ушаковский), превышением ДДТН ВЛ 110 кВ Ожогоино – Роцино с отпайкой на ПС Тополя в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Перевалово – Ушаковский (с учетом строительства ВЛ 110 кВ Ожогоино – Ушаковский).

Схема электрических сетей и карта-схема района ПС 110 кВ Утяшево, ПС 110 кВ Горьковка, ПС 110 кВ Перевалово с учетом выполнения мероприятий по варианту № 2 представлены на рисунках 6, 7.

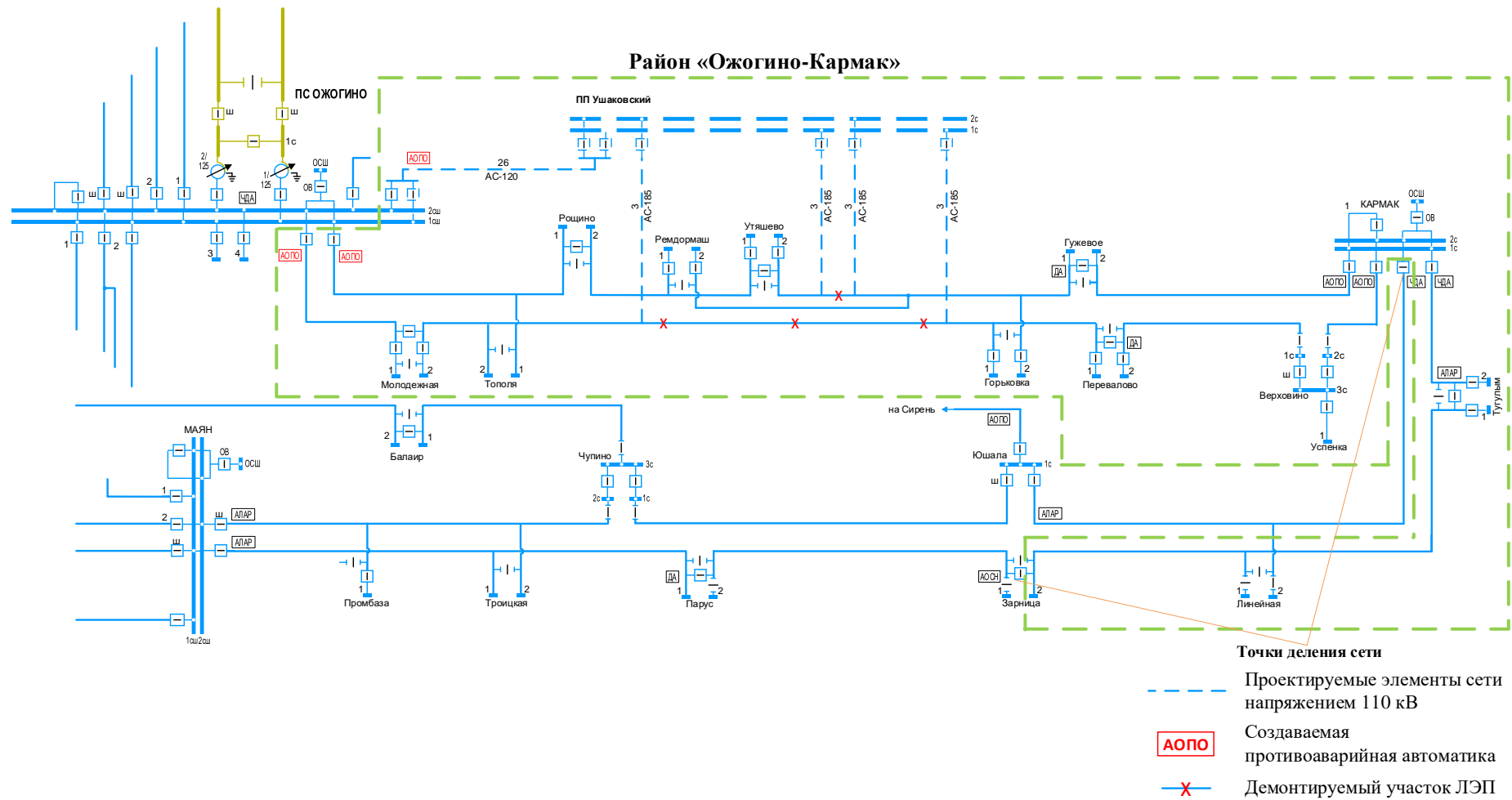


Рисунок 6 – Схема электрических сетей района ПС 110 кВ Утяшево, ПС 110 кВ Горьковка, ПС 110 кВ Первалово с учетом выполнения мероприятий по варианту № 2

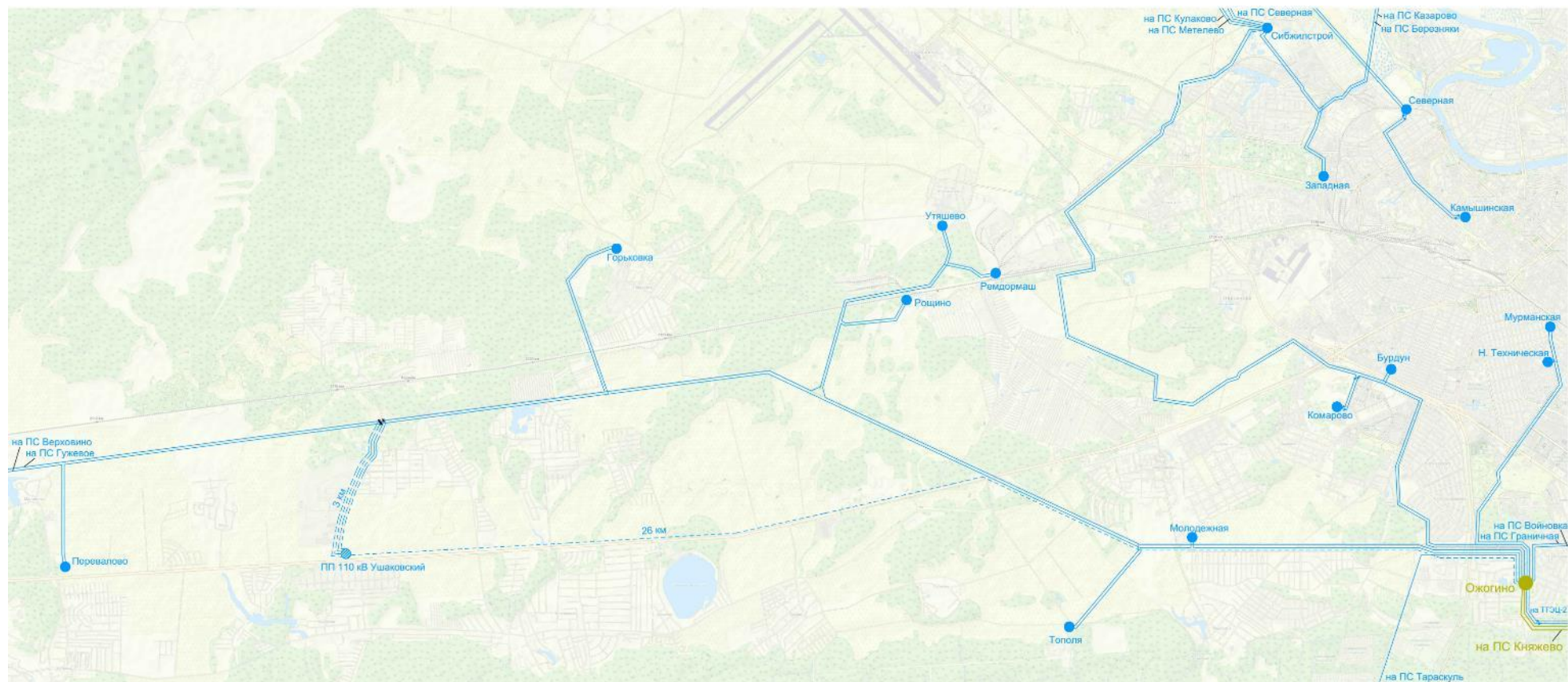


Рисунок 7 – Карта-схема района ПС 110 кВ Утяшево, ПС 110 кВ Горьковка, ПС 110 кВ Перевалово с учетом выполнения мероприятий по варианту № 2

Мероприятия по варианту № 1 и схемно-режимные и режимно-балансовые условия, складывающиеся при их реализации, рассмотрены в 2.1.1 в рамках основного варианта, мероприятия по варианту № 2 – в рамках альтернативных технических решений. По результатам технико-экономического сравнения вариант № 2 признан наиболее экономичным.

С учетом вышеизложенного рекомендуется реализация варианта со строительством ПП 110 кВ Ушаковский, строительством ВЛ 110 кВ Ожогоино – 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) – 2024 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.

2.2.4 Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

В таблице 12 приведены предложения сетевых организаций, по которым сетевой организацией не представлена в полном объеме информация и документы, необходимые для принятия к рассмотрению предложения. Приведенные в таблице 12 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 12 – Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	АО «Россети Тюмень»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная I, II цепь

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 Новолокты на территории Тюменской области;
- строительство ВЛ 500 кВ Курган – Новолокты 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 Новолокты – 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 13.

Таблица 13 – Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Тюменской области

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	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 ШПР 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 УШПР 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 энергорайоне энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, ограниченном КС «Баланс ТЮЭР, ЮЭР, ИЭР»

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей энергорайона, ограниченного КС «Баланс ТЮЭР, ЮЭР, ИЭР», энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов объединенной энергетической системы Урала (далее – Тюменский энергорайон) выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за КС «Баланс ТЮЭР, ЮЭР, ИЭР» на период 2025–2030 годов.

Тюменский энергорайон ограничен следующими элементами сети:

1) Входящими в состав КС «Баланс ТЮЭР, ЮЭР, ИЭР»:

– 1,2АТГ ПС 500 кВ Тюмень;

– ВЛ 110 кВ Сотник – Тавда-2;

– ВЛ 110 кВ Сотник – МДФ;

– ВЛ 110 кВ Тобольская – Кутарбитка;

– ВЛ 110 кВ Кротово – Татарка;

– ВЛ 110 кВ Гужевое – Кармак (нормальное состояние транзита разомкнут: на ПС 110 кВ Кармак отключен В-110 Юшала, на ПС 110 кВ Зарница отключен СВ-110);

– ВЛ 110 кВ Верховино – Кармак (нормальное состояние транзита разомкнут: на ПС 110 кВ Кармак отключен В-110 Юшала, на ПС 110 кВ Зарница отключен СВ-110);

– ВЛ 110 кВ Красная Слобода – Краснополянск (нормальное состояние транзита разомкнут);

– ВЛ 110 кВ Двинка – Красная Слобода (нормальное состояние транзита разомкнут);

– ВЛ 110 кВ Ница – Туринск (нормальное состояние транзита разомкнут);

2) АТГ-1 ПС 500 кВ Витязь (нормально транзит разомкнут).

Карта-схема и схема электрических соединений основной системообразующей сети Тюменского энергорайона приведены на рисунках 8, 9.



Рисунок 8 – Карта-схема Тюменского энергорайона

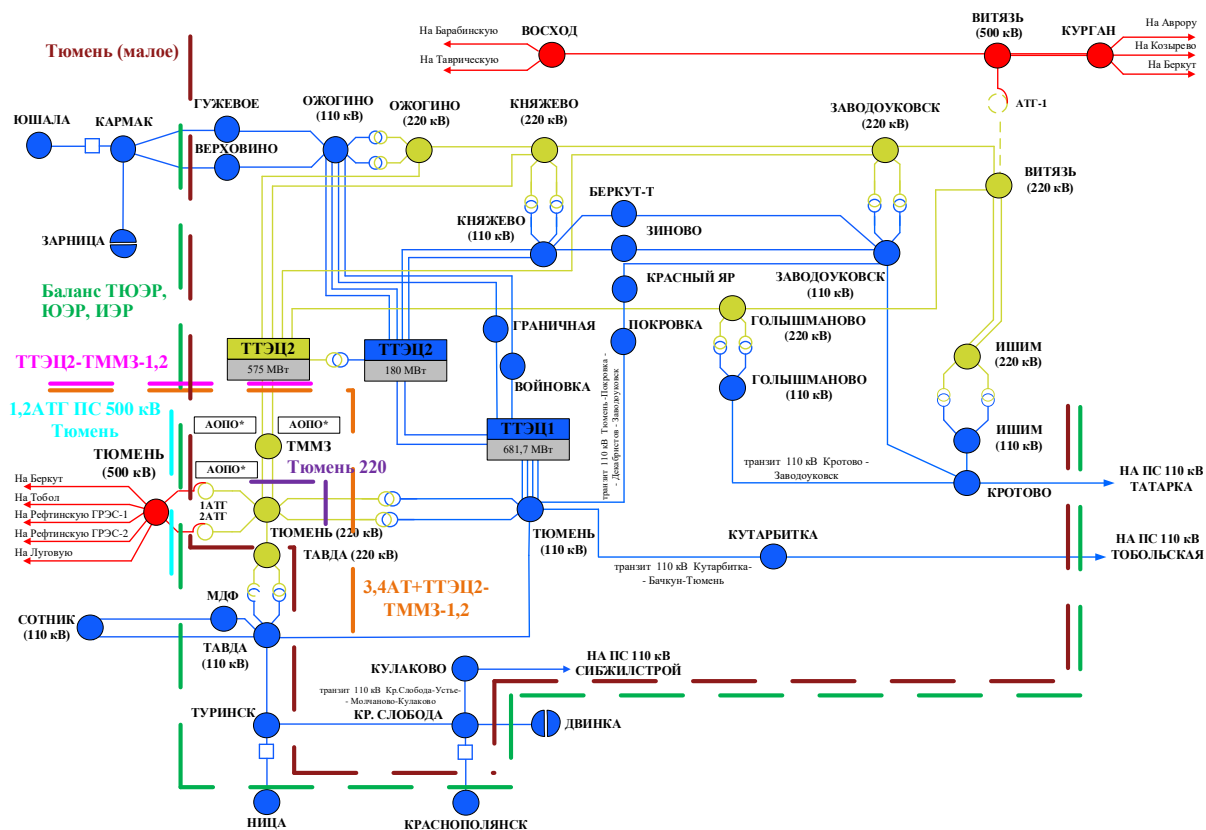


Рисунок 9 – Схема электрических соединений основной системообразующей сети Тюменского энергорайона

Замер активной мощности и положительное направление перетока активной мощности по элементам сети, входящим в состав КС «Баланс ТюЭР, ЮЭР, ИЭР», осуществляется:

- от шин 500 кВ к шинам 220 кВ ПС 500 кВ Тюмень;
- от шин ПС 220 кВ Сотник;
- от шин ПС 110 кВ Тобольская;
- от шин ПС 110 кВ Татарка;
- к шинам ПС 110 кВ Гужевое;
- к шинам ПС Верховино;
- к шинам ПС 110 кВ Красная Слобода;
- к шинам ПС 110 кВ Туринск.

Установленная мощность существующих генерирующих объектов рассматриваемого энергорайона составляет 1473,6 МВт. Наиболее крупными генерирующими объектами являются:

- Тюменская ТЭЦ-1 ($P_{уст} = 681,7$ МВт);
- Тюменская ТЭЦ-2 ($P_{уст} = 755,0$ МВт);
- Бокс № 4 (ГТЭС ОАО «Газтурбосервис») ($P_{уст} = 12$ МВт);
- Бокс № 6 (ГТЭС «Моторостроители») ($P_{уст} = 24,9$ МВт).

В соответствии с поданными диспетчерскими заявками нормальное состояние генераторов Бокс № 4 и Бокс № 6 – отключенное, их работа предусматривается только для проведения испытаний (по поданным диспетчерским заявкам), в связи с чем при расчетах электроэнергетических режимов генерация Бокс № 4, Бокс № 6 принята равной нулю.

Основными потребителями электрической энергии Тюменского энергорайона являются предприятия металлургической, нефтеперерабатывающей, нефтегазовой промышленности, железнодорожный транспорт, а также коммунально-бытовой сектор. Среди потребителей электрической энергии энергорайона присутствуют потребители всех категорий надежности электроснабжения.

С учетом повышенной фактической аварийности генерирующего оборудования, в том числе из-за его останова по причине невозможности обеспечения требований к эксплуатации, при формировании баланса мощности Тюменского энергорайона энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов за КС «Баланс ТЮЭР, ЮЭР, ИЭР» учтено аварийное ремонтное снижение генерации Блока 4 Тюменской ТЭЦ-2 в объеме 215 МВт, при установленной мощности Тюменской ТЭЦ-2 755 МВт.

В анализе также рассмотрены балансовые перетоки в следующих КС:

- 1) КС «ТТЭЦ2-ТММЗ» в составе:
 - ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2 – ТММЗ I, II цепь с отпайкой на ПС Губернская (замер на Тюменской ТЭЦ-2, контроль к шинам Тюменской ТЭЦ-2);
- 2) КС «1,2АТГ ПС 500 кВ Тюмень» в составе:
 - 1,2АТГ ПС 500 кВ Тюмень (замер на ПС 500 кВ Тюмень, контроль от шин 500 кВ к шинам 220 кВ ПС 500 кВ Тюмень);
- 3) КС «Тюмень 220» в составе:
 - 3АТ на ПС 500 кВ Тюмень (замер на ПС 500 кВ Тюмень, контроль от шин 220 кВ);
 - 4АТ на ПС 500 кВ Тюмень (замер на ПС 500 кВ Тюмень, контроль от шин 220 кВ);
 - ВЛ 220 кВ Тюмень – ТММЗ I цепь (замер на ПС 500 кВ Тюмень, контроль от шин 220 кВ);
 - ВЛ 220 кВ Тюмень – ТММЗ II цепь (замер на ПС 500 кВ Тюмень, контроль от шин 220 кВ);
- 4) КС «3,4АТ Тюм + ТТЭЦ2-ТММЗ» в составе:
 - 3АТ на ПС 500 кВ Тюмень (замер на ПС 500 кВ Тюмень, контроль от шин 220 кВ);
 - 4АТ на ПС 500 кВ Тюмень (замер на ПС 500 кВ Тюмень, контроль от шин 220 кВ);
 - ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2 – ТММЗ I цепь с отпайкой на ПС Губернская (замер на Тюменской ТЭЦ-2, контроль к шинам Тюменской ТЭЦ-2);
 - ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2 – ТММЗ II цепь с отпайкой на ПС Губернская (замер на Тюменской ТЭЦ-2, контроль к шинам Тюменской ТЭЦ-2);
- 5) КС «Тюмень (малое)» в составе:
 - 1АТГ на ПС 500 кВ Тюмень (замер на ПС 500 кВ Тюмень, контроль от шин 500 кВ);
 - 2АТГ на ПС 500 кВ Тюмень (замер на ПС 500 кВ Тюмень, контроль от шин 500 кВ);
 - ВЛ 110 кВ Кротово – Татарка с отпайками (замер на ПС 110 кВ Татарка, контроль от шин 110 кВ);
 - ВЛ 110 кВ Тобольская – Кутарбитка с отпайками (замер на ПС 110 кВ Тобольская, контроль от шин 110 кВ);
 - ВЛ 110 кВ Тавда – Увал с заходом на ПС Ваганово (замер на ПС 220 кВ Тавда, контроль от шин 110 кВ);

– ВЛ 220 кВ Тюмень – Тавда (замер на ПС 500 кВ Тюмень, контроль к шинам 220 кВ);

– ВЛ 110 кВ Пушкарево – Туринск с заходом на ПС Коркино (замер на ПС 110 кВ Туринск, контроль от шин 110 кВ);

– ВЛ 110 кВ Гужевое – Кармак (замер на ПС 110 кВ Гужевое, контроль к шинам 110 кВ);

– ВЛ 110 кВ Верховино – Кармак (замер на ПС 110 кВ Верховино, контроль к шинам 110 кВ);

– ВЛ 110 кВ Красная Слобода – Краснополянск с заходом на ПС Баженово (замер на ПС 110 кВ Красная Слобода, контроль к шинам 110 кВ);

– ВЛ 110 кВ Двинка – Красная Слобода (замер на ПС 110 кВ Красная Слобода, контроль к шинам 110 кВ).

Основные показатели баланса мощности Тюменского энергорайона в пределах КС «Баланс ТЮЭР, ЮЭР, ИЭР» для периода зимних максимальных нагрузок при $T_{НВ} -35\text{ }^{\circ}\text{C}$ на период 2025–2030 годов представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Баланс мощности Тюменского энергорайона для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление мощности за КС «Баланс ТЮЭР, ЮЭР, ИЭР», в том числе:	2019	2031	2046	2048	2053	2053
прогнозное потребление рассматриваемого энергорайона	1939	1950	1965	1967	1972	1972
потребление части Свердловской энергосистемы, входящей в рассматриваемый энергорайон	80	81	81	81	81	81
Располагаемая мощность электростанций Тюменского энергорайона, в том числе:	1436,7	1436,7	1436,7	1436,7	1436,7	1436,7
Тюменская ТЭЦ-1	681,7	681,7	681,7	681,7	681,7	681,7
Тюменская ТЭЦ-2	755	755	755	755	755	755
Аварийное снижение мощности на Тюменских ТЭЦ-1, ТЭЦ-2	215	215	215	215	215	215
Сальдо перетоков мощности Тюменского энергорайона (при полной загрузке электростанций) (дефицит (-)/избыток (+))	582,3	594,3	609,3	611,3	616,3	616,3
Сальдо перетоков мощности Тюменского энергорайона (с учетом аварийного снижения мощности) (дефицит (-)/избыток (+))	797,3	809,3	824,3	826,3	831,3	831,3
МДП без ПА в КС «Баланс ТЮЭР, ЮЭР, ИЭР» <i>Критерий: 20 % P исходная схема</i>	1015	1015	1015	1015	1015	1015
Превышение («+») балансовым перетоком МДП без ПА в КС «Баланс ТЮЭР, ЮЭР, ИЭР» в нормальной схеме при полной загрузке электростанций	нет	нет	нет	нет	нет	нет
Превышение («+») балансовым перетоком МДП без ПА в КС «Баланс ТЮЭР, ЮЭР, ИЭР» в нормальной схеме с учетом аварийного снижения мощности	нет	нет	нет	нет	нет	нет

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
МДП без ПА в КС «Баланс ТЮЭР, ЮЭР, ИЭР» в единичной ремонтной схеме 1(2) АТГ на ПС 500 кВ Тюмень <i>Критерий: ДТН ВЛ 110 кВ Тобольская – Кутарбитка¹ в ПАР 2 (1) АТГ на ПС 500 кВ Тюмень</i>	210	210	210	210	210	210
Превышение («+») балансовым перетоком МДП без ПА в КС «Баланс ТЮЭР, ЮЭР, ИЭР» в единичной ремонтной схеме при полной загрузке электростанций	372,3	384,3	399,3	401,3	406,3	406,3
Превышение («+») балансовым перетоком МДП без ПА в КС «Баланс ТЮЭР, ЮЭР, ИЭР» в единичной ремонтной схеме с учетом аварийного снижения мощности	587,3	599,3	614,3	616,3	621,3	621,3
Сальдо перетоков мощности Тюменского энергорайона по КС «1,2АТГ ПС 500 кВ Тюмень» (при полной загрузке электростанций) <i>(дефицит (-)/избыток (+))</i>	571	582	597	599	604	604
Сальдо перетоков мощности Тюменского энергорайона по КС «1,2АТГ ПС 500 кВ Тюмень» (с учетом аварийного снижения мощности) <i>(дефицит (-)/избыток (+))</i>	781	793	808	810	815	815
МДП без ПА в КС «1,2АТГ ПС 500 кВ Тюмень» (на прием) <i>Критерий: АДТН 1(2) АТГ ПС 500 кВ Тюмень в ПАР 2(1) АТГ ПС 500 кВ Тюмень</i>	735	735	735	735	735	735
Превышение («+») балансовым перетоком МДП без ПА в КС «1,2АТГ ПС 500 кВ Тюмень» (на прием) в нормальной схеме при полной загрузке электростанций	нет	нет	нет	нет	нет	нет
Превышение («+») балансовым перетоком МДП без ПА в КС «1,2АТГ ПС 500 кВ Тюмень» (на прием) в нормальной схеме с учетом аварийного снижения мощности	46,4	58,1	72,8	74,8	79,7	79,7
МДП без ПА в КС «1,2АТГ ПС 500 кВ Тюмень» (на прием) в единичной ремонтной схеме 1(2) АТГ ПС 500 кВ Тюмень <i>Критерий: ДДТН 2(1) АТГ ПС 500 кВ Тюмень</i>	465	465	465	465	465	465
Превышение («+») балансовым перетоком МДП без ПА в КС «1,2АТГ ПС 500 кВ Тюмень» (на прием) в единичной ремонтной схеме при полной загрузке электростанций	82,4	93,6	107,7	109,6	114,3	114,3
Превышение («+») балансовым перетоком МДП без ПА в КС «1,2АТГ ПС 500 кВ Тюмень» (на прием) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийного снижения мощности	284,5	295,7	309,8	311,7	316,4	316,4
Сальдо перетоков мощности Тюменского энергорайона по КС «Тюмень 220» (при полной загрузке электростанций) <i>(дефицит (-)/избыток (+))</i>	500,8	511,1	524,0	525,7	530,0	530,0

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Сальдо перетоков мощности Тюменского энергорайона по КС «Тюмень 220» (с учетом аварийного снижения мощности) (дефицит (-)/избыток (+))	685,7	696,0	708,9	710,6	714,9	714,9
МДП без ПА в КС «Тюмень 220» Критерий: АДТН ВЛ 220 кВ Тюмень – ТММЗ II (I) цепь в ПАР ВЛ 220 кВ Тюмень – ТММЗ I (II) цепь	585,0	585,0	585,0	585,0	585,0	585,0
Превышение («+») балансовым перетоком МДП без ПА в КС «Тюмень 220» в нормальной схеме при полной загрузке электростанций	нет	нет	нет	нет	нет	нет
Превышение («+») балансовым перетоком МДП без ПА в КС «Тюмень 220» в нормальной схеме с учетом аварийного снижения мощности	100,7	111,0	123,9	125,6	129,9	129,9
МДП без ПА в КС «Тюмень 220» в единичной ремонтной схеме ВЛ 220 кВ Тюмень – ТММЗ I (II) цепь Критерий: ДДТН ВЛ 220 кВ Тюмень – ТММЗ II (I) цепь	580,0	580,0	580,0	580,0	580,0	580,0
Превышение («+») балансовым перетоком МДП без ПА в КС «Тюмень 220» в единичной ремонтной схеме при полной загрузке электростанций	нет	нет	нет	нет	нет	нет
Превышение («+») балансовым перетоком МДП без ПА в КС «Тюмень 220» в единичной ремонтной схеме с учетом аварийного снижения мощности	105,7	116,0	128,9	130,6	134,9	134,9

Примечание – ¹⁾ Применение данного критерия связано с необходимостью исключения каскадного срабатывания АОПО в ПАР с отделением Тюменского энергорайона на изолированную работу с дефицитом мощности.

Анализ баланса мощности Тюменского энергорайона показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности потребителей прогнозируется непокрываемый дефицит мощности, который к 2030 году в нормальной схеме с учетом аварийного снижения генерации на Тюменских ТЭЦ-1,2 составит:

- 79,7 МВт в КС «1,2АТГ ПС 500 кВ Тюмень» (на прием);
- 129,9 МВт в КС «Тюмень 220»,
в единичной ремонтной схеме:
- 406,3 МВт при полном составе генерирующего оборудования на Тюменских ТЭЦ-1,2 и 621,3 МВт с учетом аварийного снижения генерации на Тюменских ТЭЦ-1,2 в КС «Баланс ТЮЭР, ЮЭР, ИЭР»;
- 114,3 МВт при полном составе генерирующего оборудования на Тюменских ТЭЦ-1,2 и 316,4 МВт с учетом аварийного снижения генерации на Тюменских ТЭЦ-1,2 в КС «1,2АТГ ПС 500 кВ Тюмень» (на прием);
- 134,9 МВт с учетом аварийного снижения генерации на Тюменских ТЭЦ-1,2 в КС «Тюмень 220».

Превышения МДП расчетными перетоками активной мощности в указанных КС также выявлены в аналогичных схемно-режимных ситуациях в РБУ зимнего максимума потребления мощности при ТНВ 0 °С.

В остальных РБУ, предусмотренных к рассмотрению Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1], выход параметров электроэнергетического режима за пределы допустимых значений не выявлен.

В целях недопущения возникновения прогнозируемого дефицита мощности Тюменского энергорайона за КС «Баланс ТЮЭР, ЮЭР, ИЭР» рассмотрены следующие варианты технических решений (необходимость реализации мероприятий определена с учетом повышенной аварийности генерирующего оборудования).

Вариант № 1:

– реконструкция ПС 500 кВ Тюмень с изменением схемы присоединения ВЛ 500 кВ Тобол – Тюмень и ВЛ 500 кВ Тюмень – Беркут с их подключением через полупорную цепочку – для исключения превышения МДП в КС «Баланс ТЮЭР, ЮЭР, ИЭР» при нормативном возмущении в единичной ремонтной схеме;

– реконструкция ПС 500 кВ Тюмень с установкой одного автотрансформатора 500/110 кВ мощностью 405 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 135 МВА каждый) с резервной фазой 135 МВА – для исключения превышения МДП в КС «1,2АТГ ПС 500 кВ Тюмень» в нормальной схеме, превышения МДП в КС «ТТЭЦ2-ТММЗ» в единичной ремонтной схеме и превышения МДП в КС «Тюмень 220» в единичной ремонтной схеме. Подключение к РУ-500 кВ осуществить с использованием освободившегося выключателя 500 кВ;

– для исключения превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками в зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -35 °С в единичной ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками с учетом аварийного снижения генерации на Тюменских ТЭЦ-1,2 и с учетом реконструкции ПС 500 кВ Тюмень:

1) реконструкция ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками ориентировочной протяженностью 6,15 км с заменой провода АС-185 на провод АС-300 ($I_{\text{ДДТН-35}^{\circ}\text{C}} = 916 \text{ А}$);

2) реконструкция ПС 110 кВ Войновка с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками с $I_{\text{НОМ}} = 600 \text{ А}$ на ТТ с $I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$;

3) реконструкция ПС 110 кВ Войновка с заменой ВЧЗ ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками с $I_{\text{НОМ}} = 600 \text{ А}$ на ВЧЗ с $I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$;

4) реконструкция ПС 110 кВ Войновка с заменой выключателя ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками с $I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$ на выключатель с $I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$;

5) реконструкция ПС 110 кВ Войновка с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками марки АС-185 на провод АС-300 ($I_{\text{ДДТН-35}^{\circ}\text{C}} = 916 \text{ А}$).

6) реконструкция Тюменской ТЭЦ-1 с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками марки АС-185 на провод АС-300 ($I_{\text{ДДТН-35}^{\circ}\text{C}} = 916 \text{ А}$);

– для исключения превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками в зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -35 °С в единичной ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками с учетом аварийного снижения генерации на Тюменских ТЭЦ-1,2 и с учетом реконструкции ПС 500 кВ Тюмень:

1) реконструкция ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками ориентировочной протяженностью 5,3 км с заменой провода АС-185 на провод 2хАС-150 ($I_{ддтн-35^{\circ}\text{C}} = 1160 \text{ А}$);

2) реконструкция ПС 110 кВ Граничная с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками с $I_{ном} = 800 \text{ А}$ на ТТ с $I_{ном} = 1200 \text{ А}$;

3) реконструкция Тюменской ТЭЦ-1 с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками с $I_{ном} = 800 \text{ А}$ на ТТ с $I_{ном} = 1200 \text{ А}$;

4) реконструкция ПС 110 кВ Граничная с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками марки АС-300 на провод 2хАС-150 ($I_{ддтн-35^{\circ}\text{C}} = 1160 \text{ А}$);

5) реконструкция Тюменской ТЭЦ-1 с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками марки АС-300 на провод 2хАС-150 ($I_{ддтн-35^{\circ}\text{C}} = 1160 \text{ А}$).

– для исключения превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Тюмень – Казарово в зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -35°C в единичной ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Тюмень – Березняки с отпайкой на ПС Чермет с учетом реконструкции ПС 500 кВ Тюмень:

1) реконструкция ВЛ 110 кВ Тюмень – Казарово ориентировочной протяженностью 4,98 км с заменой провода АС-150 на провод АС-240 ($I_{ддтн-35^{\circ}\text{C}} = 780 \text{ А}$);

2) реконструкция ПС 110 кВ Казарово с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюмень – Казарово марки АС-150 на провод АС-240 ($I_{ддтн-35^{\circ}\text{C}} = 780 \text{ А}$);

3) реконструкция ПС 500 кВ Тюмень с заменой ВЧЗ ячейки ВЛ 110 кВ Тюмень – Казарово с $I_{ном} = 630 \text{ А}$ на ВЧЗ с $I_{ном} = 1000 \text{ А}$.

– для исключения превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Тюмень – Березняки с отпайкой на ПС Чермет в зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -35°C в единичной ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Тюмень – Казарово с учетом реконструкции ПС 500 кВ Тюмень:

1) реконструкция ВЛ 110 кВ Тюмень – Березняки ориентировочной протяженностью 9,88 км с заменой провода АС-150 на провод АС-240 ($I_{ддтн-35^{\circ}\text{C}} = 780 \text{ А}$);

2) реконструкция ПС 110 кВ Березняки с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюмень – Березняки марки АС-150 на провод АС-240 ($I_{ддтн-35^{\circ}\text{C}} = 780 \text{ А}$).

– для исключения превышения АДТН и уставки срабатывания АОПО ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками (с учетом замены провода), ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками (с учетом замены провода) в зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -35°C при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2 – ТММЗ I цепь с отпайкой на ПС Губернская в единичной ремонтной схеме ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2 – ТММЗ II цепь с учетом аварийного снижения генерации на Тюменских ТЭЦ-1,2:

1) модернизация на Тюменской ТЭЦ-1 устройств АОПО ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками и ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками с добавлением действия на отключение нагрузки и блокировки неэффективного действия на отключение 7,5ТГ Тюменской ТЭЦ-1 при разрыве транзита 220 кВ Тюмень – ТММЗ – Тюменская ТЭЦ-2;

2) создание ФОЛ ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2 – ТММЗ I и II цепь с отпайкой на ПС Губернская на Тюменской ТЭЦ-2;

3) создание ФОЛ ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2 – ТММЗ I и II цепь с отпайкой на ПС Губернская и ВЛ 220 кВ Тюмень – ТММЗ I и II цепь на ПС 220 кВ ТММЗ;

4) создание ФОЛ ВЛ 220 кВ Тюмень – ТММЗ I и II цепь на ПС 500 кВ Тюмень;

– модернизация на ПС 500 кВ Тюмень устройств АОПО ВЛ 220 кВ Тюмень – ТММЗ I и II цепь с добавлением действия на отключение нагрузки – для исключения превышения МДП в КС «Тюмень 220» в зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -35 °С при аварийном отключении БЗ или Б1 Тюменской ТЭЦ-2 в единичной ремонтной схеме ВЛ 220 кВ Тюмень – ТММЗ I(II) цепь с учетом реконструкции ПС 500 кВ Тюмень и с учетом аварийного снижения генерации на Тюменских ТЭЦ-1,2;

– модернизация на ПС 500 кВ Тюмень устройств АОПО 1,2 АТГ ПС 500 кВ Тюмень с добавлением действия на отключение нагрузки – для исключения превышения МДП в КС «1,2АТГ ПС 500 кВ Тюмень» в зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -35 °С при аварийном отключении 1(2)АТГ ПС 500 кВ Тюмень в единичной ремонтной схеме нового АТГ ПС 500 кВ Тюмень мощностью 405 МВА и с учетом аварийного снижения генерации на Тюменских ТЭЦ-1,2;

– создание на ПС 500 кВ Тюмень устройства АОПО АТГ 405 МВА ПС 500 кВ Тюмень с действием на отключение нагрузки – для исключения превышения АДТН АТГ мощностью 405 МВА на ПС 500 кВ Тюмень в зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -35 °С при аварийном отключении 2(1)АТГ ПС 500 кВ Тюмень в единичной ремонтной схеме 1(2)АТГ ПС 500 кВ Тюмень с учетом аварийного снижения генерации на Тюменских ТЭЦ-1,2 и с учетом реконструкции ПС 500 кВ Тюмень.

В РБУ зимнего максимума потребления мощности при ТНВ 0 °С в аналогичных схемно-режимных ситуациях с учетом выполнения мероприятий варианта № 1 параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений.

Схема электрических сетей Тюменского энергорайона с учетом выполнения мероприятий по варианту № 1 представлена на рисунке 10.

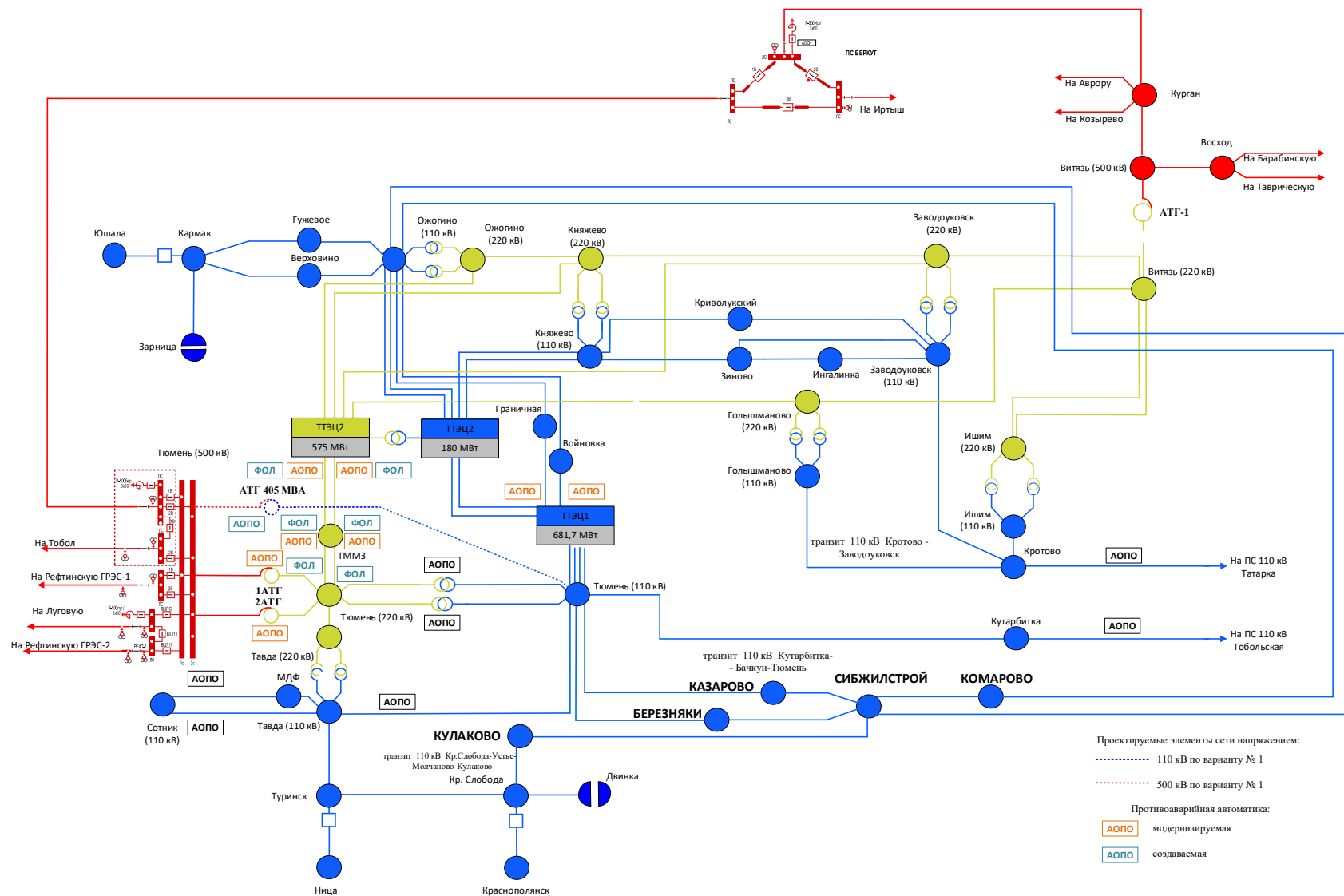


Рисунок 10 – Схема электрических сетей Тюменского энергорайона с учетом выполнения мероприятий по варианту № 1

Вариант № 2:

– для исключения превышения МДП в КС «Баланс ТЮЭР, ЮЭР, ИЭР» при нормативном возмущении в единичной ремонтной схеме, превышения МДП в КС «1,2АТГ ПС 500 кВ Тюмень» в нормальной схеме, превышения МДП в КС «ТТЭЦ2-ТММЗ» в единичной ремонтной схеме и превышения МДП в КС «Тюмень 220» в единичной ремонтной схеме:

1) реконструкция ПС 500 кВ Беркут со строительством ОРУ 220 кВ и установкой одного автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА;

2) реконструкция ПС 500 кВ Беркут с приведением схемы РУ 500 кВ к схеме «Четырехугольник»;

3) строительство заходов ВЛ 220 кВ ТТЭЦ2 – Заводоуковск на ПС 500 кВ Беркут ориентировочной протяженностью 1,8 км каждый проводом АС-300 ($I_{\text{дтн-35}^{\circ}\text{C}} = 916 \text{ А}$);

4) строительство заходов ВЛ 220 кВ ТТЭЦ2 – Голышманово на ПС 500 кВ Беркут ориентировочной протяженностью 1,8 км каждый проводом АС-300 ($I_{\text{дтн-35}^{\circ}\text{C}} = 916 \text{ А}$);

5) строительство заходов ВЛ 220 кВ Княжево – Заводоуковск на ПС 500 кВ Беркут ориентировочной протяженностью 1,8 км каждый проводом АС-240 ($I_{\text{дтн-35}^{\circ}\text{C}} = 780 \text{ А}$);

– модернизация на Тюменской ТЭЦ-2 устройств АОПО ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2 – ТММЗ I и II цепь с отпайкой на ПС Губернская с добавлением действия на отключение нагрузки – для исключения превышения АДТН ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2 – ТММЗ I цепь с отпайкой на ПС Губернская в зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -35°C при аварийном отключении нового АТГ на ПС 500 кВ Беркут в единичной ремонтной схеме ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2 – ТММЗ II цепь с отпайкой на ПС Губернская с учетом реконструкции ПС 500 кВ Беркут, строительства заходов ВЛ 220 кВ на ПС 500 кВ Беркут;

– модернизация на ПС 500 кВ Тюмень устройств АОПО ВЛ 220 кВ Тюмень – ТММЗ I и II цепь с добавлением действия на отключение нагрузки – для исключения превышения АДТН ВЛ 220 кВ Тюмень – ТММЗ II(I) цепь в зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -35°C при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Тюмень – ТММЗ I(II) цепь в единичной ремонтной схеме нового АТГ на ПС 500 кВ Беркут;

– создание на ПС 500 кВ Беркут устройства АОПО АТГ ПС 500 кВ Беркут с действием на отключение нагрузки – для исключения превышения АДТН АТГ ПС 500 кВ Беркут в зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -35°C при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Иртыш – Беркут в единичной ремонтной схеме ВЛ 500 кВ Тюмень – Беркут.

В РБУ зимнего максимума потребления мощности при ТНВ 0°C в аналогичных схемно-режимных ситуациях с учетом выполнения мероприятий варианта № 2 параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений.

Перечень мероприятий по противоаварийному управлению требует проработки и может быть дополнен на этапе разработки проектной документации.

Схема электрических сетей Тюменского энергорайона с учетом выполнения мероприятий по варианту № 2 представлена на рисунке 11.

Вариант № 3:

– для исключения превышения МДП в КС «Баланс ТЮЭР, ЮЭР, ИЭР» при нормативном возмущении в единичной ремонтной схеме, превышения МДП в КС «1,2АТГ ПС 500 кВ Тюмень» в нормальной схеме, превышения МДП в КС «ТТЭЦ2-ТММЗ» в единичной ремонтной схеме и превышения МДП в КС «Тюмень 220» в единичной ремонтной схеме:

1) установка на Тюменской ТЭЦ-2 генерирующего оборудования мощностью не менее 370 МВт (Блок 5 и Блок 6 мощностью 185 МВт каждый);

2) реконструкция Тюменской ТЭЦ-2 с расширением РУ 220 кВ на одну ячейку для подключения Блока 5;

3) реконструкция Тюменской ТЭЦ-2 с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения Блока 6;

4) реконструкция Тюменской ТЭЦ-2 с установкой одного трансформатора 220/15,75 кВ мощностью 200 МВА;

5) реконструкция Тюменской ТЭЦ-2 с установкой одного трансформатора 110/15,75 кВ мощностью 200 МВА;

– модернизация на Тюменской ТЭЦ-1 устройств АОПО ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками и ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками с добавлением действия на отключение нагрузки – для исключения превышения АДТН ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками и ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками в зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -35 °С при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2 – ТММЗ I цепь с отпайкой на ПС Губернская в единичной ремонтной схеме ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2 – ТММЗ II цепь с учетом аварийного снижения генерации на Тюменских ТЭЦ-1,2 и с учетом установки на Тюменской ТЭЦ-2 Блоков 5, 6.

В РБУ зимнего максимума потребления мощности при ТНВ 0 °С в аналогичных схемно-режимных ситуациях с учетом выполнения мероприятий варианта № 3 параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений.

Схема электрических сетей Тюменского энергорайона с учетом выполнения мероприятий по варианту № 3 представлена на рисунке 12.

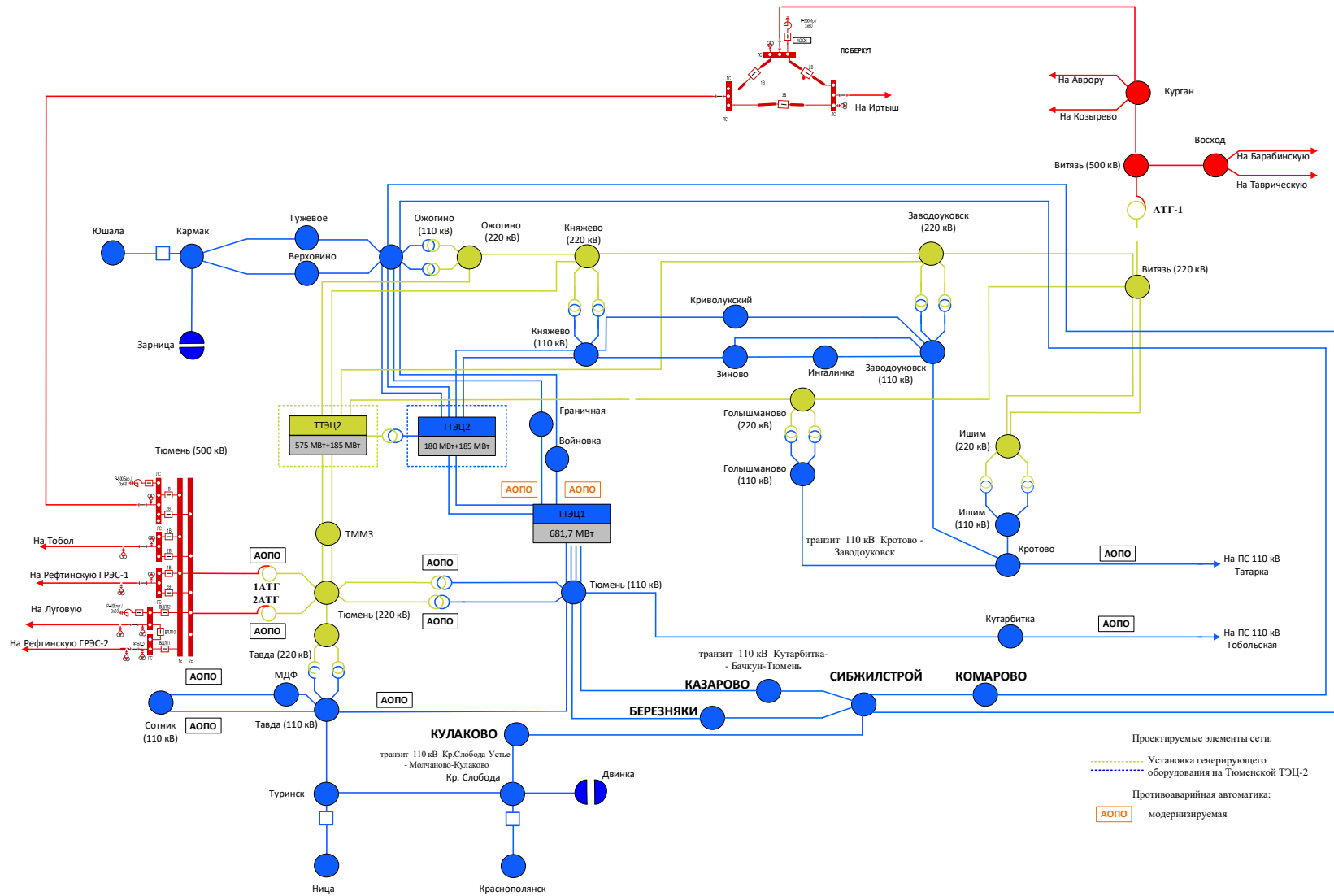


Рисунок 12 – Схема электрических сетей Тюменского энергорайона с учетом выполнения мероприятий по варианту № 3

По результатам технико-экономического сравнения вариант № 1 признан наиболее экономичным.

С учетом вышеизложенного рекомендуется реализация варианта № 1.

Организации, ответственные за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети», АО «Россети Тюмень», ПАО «Форвард Энерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 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 2025–2030 годы

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

В таблице 15 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории Тюменской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 15 – 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							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
1	ООО «РН-Уватнефтегаз» (расширение производства)	ООО «РН-Уватнефтегаз»	126,0	86,9	220	2026	ПС 500 кВ Демьянская
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
2	Строительство индустриального парка (п. Богандинский)	АО «АИРТО»	0,0	10,0 15,3	0,4	2024 2025	ПС 110 кВ ЖБИ
3	Энергоснабжение Промышленного технопарка	АО «АИРТО»	1,3	2,3769 2,8546 2,8396 6,564	10	2026 2027 2028 2029	ПС 110 кВ Домостроительная
4	Производство пищевых продуктов	АО «Аминосиб»	3,2	10,78	10	2024	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 2025–2030 годов представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Тюменской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
<i>Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	91042	96911	98794	100564	102250	102779	103210
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	5869	1883	1770	1686	529	431
Годовой темп прироста, %	–	6,45	1,94	1,79	1,68	0,52	0,42
<i>Тюменская область</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	16460	16421	16818	17600	17911	18079	18313
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	-39	397	782	311	168	234
Годовой темп прироста, %	–	-0,24	2,42	4,65	1,77	0,94	1,29
Доля потребления электрической энергии Тюменской области в энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, %	18,1	16,9	17,0	17,5	17,5	17,6	17,7

Потребление электрической энергии по энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов прогнозируется на уровне 103210 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,63 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов прогнозируется в 2025 году и составит 5869 млн кВт·ч или 6,45 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2030 году и составит 431 млн кВт·ч или 0,42 %.

Потребление электрической энергии по территории Тюменской области прогнозируется на уровне 18313 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,96 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории Тюменской области прогнозируется в 2027 году и составит 782 млн кВт·ч или 4,65 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2025 году и имеет отрицательное значение 39 млн кВт·ч или 0,24 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории Тюменской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 15.

Изменение динамики потребления электрической энергии по Тюменской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 13.

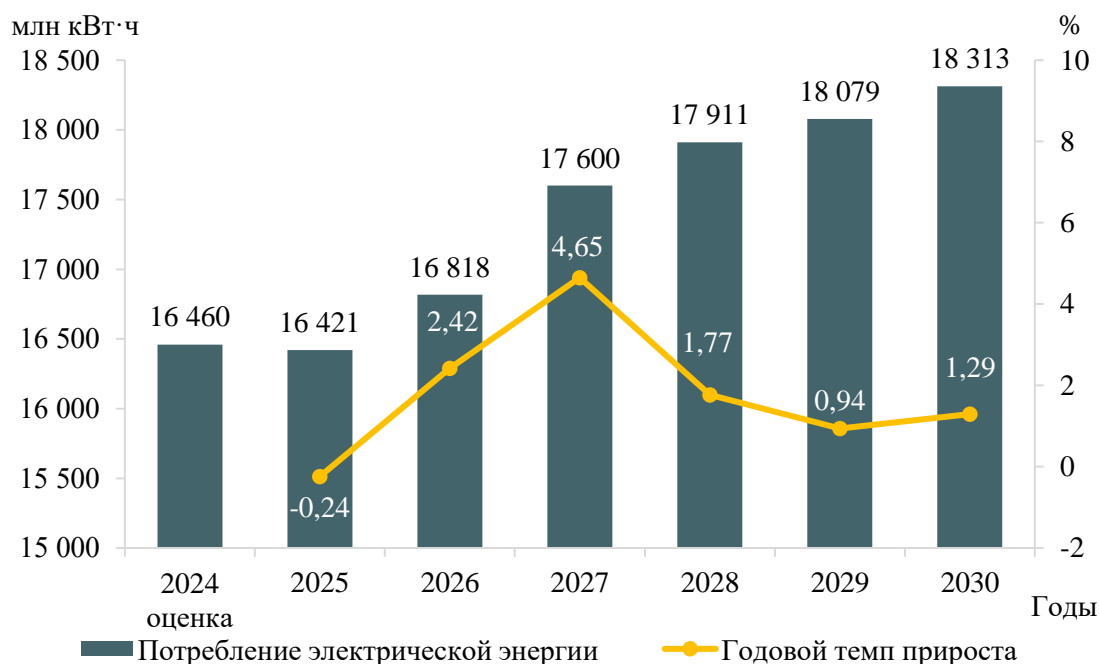


Рисунок 13 – Прогноз потребления электрической энергии Тюменской области и годовые темпы прироста

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

- увеличением потребления на действующих 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 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Тюменской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
<i>Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	12758	13359	13516	13703	13887	13909	13946
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	601	157	187	184	22	37
Годовой темп прироста, %	–	4,71	1,18	1,38	1,34	0,16	0,27
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	7136	7254	7309	7339	7363	7389	7401
<i>Тюменская область</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	2576	2566	2654	2751	2756	2776	2801
Потребление мощности на час прохождения максимума энергосистемы, МВт	2576	2540	2627	2723	2728	2747	2772
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	-10	88	97	5	20	25
Годовой темп прироста, %	–	-0,39	3,43	3,65	0,18	0,73	0,90
Доля потребления мощности Тюменской области в энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, %	20,2	19,0	19,4	19,9	19,6	19,7	19,9
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6390	6399	6337	6398	6499	6513	6538

Максимум потребления мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов к 2030 году прогнозируется на уровне 13946 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,20 %.

Наибольший годовой прирост мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов прогнозируется в 2025 году и составит 601 МВт или 4,71 %; наименьший годовой прирост мощности ожидается в 2029 году и составит 22 МВт или 0,16 %.

Энергосистема является самой плотной по годовому режиму потребления электрической энергии и к 2030 году число часов использования максимума прогнозируется на уровне 7401 ч/год.

Максимум потребления мощности Тюменской области к 2030 году прогнозируется на уровне 2801 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,16 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2027 году и составит 97 МВт или 3,65 %, что обусловлено строительством жилищных комплексов, наименьший годовой прирост мощности ожидается в 2025 году и имеет отрицательное значение 10 МВт или 0,39 %

Годовой режим потребления электрической энергии на территории Тюменской области разуплотненнее, чем в целом по энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, и прогнозируется в 2030 году на уровне 6538 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности Тюменской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 14.

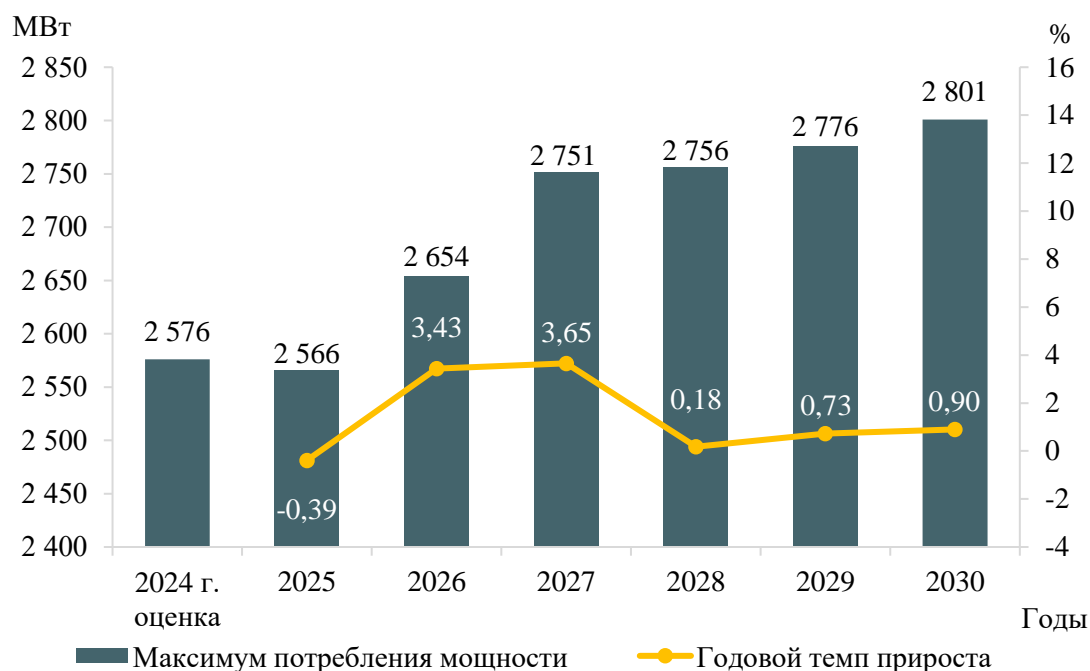


Рисунок 14 – Прогноз максимума потребления мощности Тюменской области и годовые темпы прироста

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

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области, в период 2025–2030 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области, в 2030 году сохранится на уровне отчетного года и составит 2269,0 МВт. К 2030 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 18. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области, представлена на рисунке 15.

Таблица 18 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области, МВт

Наименование	2024 г. (оρίζается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	2269	2269	2269	2269	2269	2269	2269
ТЭС	2269	2269	2269	2269	2269	2269	2269

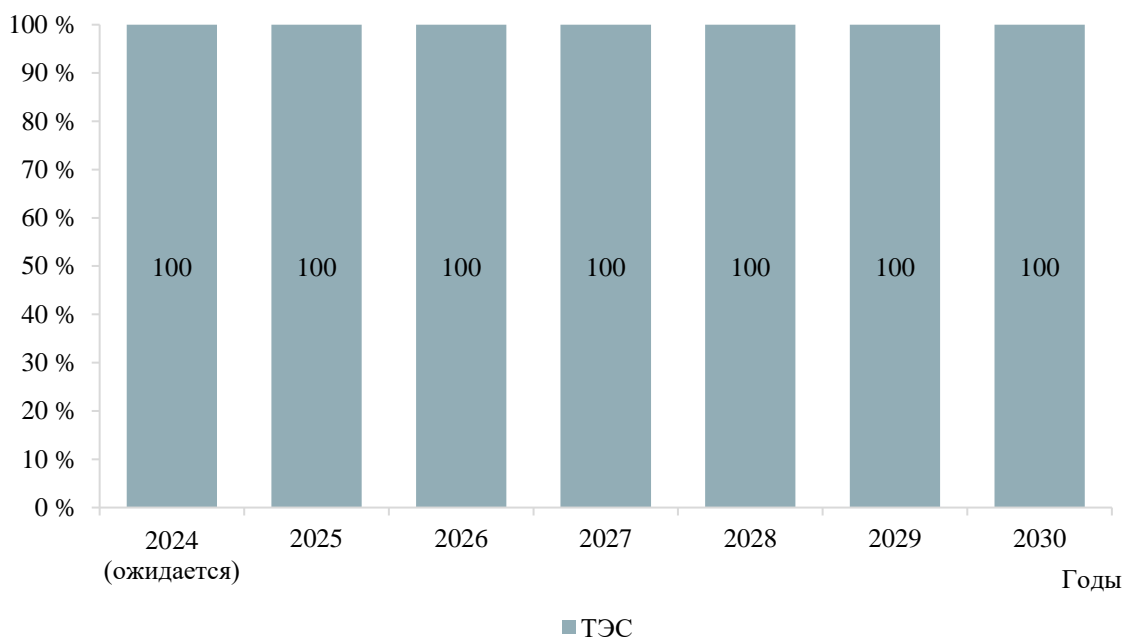


Рисунок 15 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области

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 2024–2030 годы

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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 19.

Таблица 19 – 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
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
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 Ожогово с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Ожогово – 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 Ожогово – 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 – Первалово 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

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 20 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 20 – 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	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
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 2×25	–	–	–	–	–	100					
	220		км	–	–	2×4 0,1	–	–	–	–	–	8,1					
	110		Мвар	–	–	2×25 2×25	–	–	–	–	–	100					
	110		Мвар	–	–	2×25 2×25	–	–	–	–	–	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 «Управляющая компания «Индустриальные парки Тюменской области»	АО «Управляющая компания «Индустриальные парки 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 «Сибинвестагент», 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	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
4	Реконструкция ПС 110 кВ Первалово 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»	–	4,0
5	Реконструкция ПС 110 кВ Кулаково 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 «СЗ «Новая Земля»	ООО «СЗ «Новая Земля»	–	2,25 1,95 1,3 1,1
6	Реконструкция ПС 110 кВ Чикча с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 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»	ООО «Альфа-строй»	1,1	1,3
7	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

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 21.

Таблица 21 – 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
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
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	
	220		МВА	–	–	–	–	2×200	–	–	400		
			км	–	–	–	–	4,3	–	–	4,3		
			Мвар	–	–	–	–	1×100	–	–	100		
110	МВА	–	–	–	–	2×63 2×25	–	–	176				
	км	–	–	–	–	4,7	–	–	4,7				
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 прогнозируемых 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 прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	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 прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
9	Реконструкция ПС 110 кВ Войновка с заменой ТТ, ВЧЗ, выключателя, провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками с увеличением пропускной способности	АО «Россети Тюмень»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	Исключение прогнозируемых 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	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
10	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 прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
11	Реконструкция Тюменской ТЭЦ-1 с заменой ТТ, провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками с увеличением пропускной способности	ПАО «Форвард Энерго»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
12	Реконструкция ВЛ 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 прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
13	Реконструкция ПС 110 кВ Граничная с заменой ТТ, провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками с увеличением пропускной способности	АО «Россети Тюмень»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
14	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 прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
15	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 прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
16	Реконструкция ПС 500 кВ Тюмень с заменой ВЧЗ ячейки ВЛ 110 кВ Тюмень – Казарово с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
17	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 прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
18	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 прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
19	Модернизация на Тюменской ТЭЦ-1 устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками; – АОПО ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками	ПАО «Форвард Энерго»	–	х	–	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
20	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 прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
21	Создание на ПС 500 кВ Тюмень устройства АОПО АТГ 500/110/10 кВ мощностью 405 МВА	ПАО «Россети»	–	х	–	х	–	–	–	–	–	–	х	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 22.

Таблица 22 – 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
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
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 10 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 6,3 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 трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения 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 трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Евродом Групп»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
7	Реконструкция ПС 110 кВ Кулаково с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	<p>1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций.</p> <p>2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности.</p> <p>3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СЗ «Новая Земля»</p>

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

Технико-экономическое сравнение выполнено с использованием затратного подхода, являющегося эффективным инструментом для предварительного сравнения и ранжирования альтернативных проектов на основе суммарных дисконтированных затрат при выполнении условий энергетической и экономической сопоставимости.

При таком подходе проект, который требует меньших суммарных дисконтированных затрат, является наиболее эффективным.

Технико-экономическое сравнение выполнено в соответствии с:

- Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];
- Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [3].

Шаг расчетов – 1 год.

Все стоимостные показатели приведены к уровню цен 4 квартала 2024 года. Инфляция в расчетах не учитывалась.

При определении суммарных дисконтированных затрат по вариантам, в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [3], амортизационные отчисления не учитывались.

Дисконтирование затрат выполнено по ставке – 8 %.

Для рассматриваемых вариантов развития сетей определен перечень необходимых мероприятий и укрупненные капитальные затраты на их реализацию.

Стоимость реализации мероприятий по электросетевому строительству определена на основании УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [4]).

УНЦ приведены в ценах по состоянию на 1 января 2023 года.

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах 4 квартала 2024 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в базовых вариантах прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации, в соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 380 [5], п. 381, (таблица 23).

Таблица 23 – Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы	
			2023	2024
Индекс-дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.09.2024	109,1	109,1

5.1 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электросетевого комплекса на территории Тюменской области (район транзита 110 кВ Ожогоино – Кармак)

Срок реализации мероприятий по электросетевому строительству определен укрупненно на основании СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ» [6].

Сравнение вариантов выполнено за период 2025–2047 годов, включающий в себя годы строительства и 20 лет нормальной эксплуатации объектов.

Ежегодные затраты на эксплуатационное обслуживание сооружаемых электросетевых объектов определены по укрупненным нормативам отчислений в процентах от их стоимости (Методические указания по проектированию развития энергосистем [1]):

- воздушные линии электропередачи – 0,8 %;
- кабельные линии электропередачи напряжением 110–220 кВ – 2,5 %;
- электрооборудование и распределительные устройства напряжением 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 24 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов развития электросетевого комплекса на территории Тюменской области (район транзита 110 кВ Ожогоино – Кармак)

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция				Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2024 г., млн руб. без НДС	Организация, ответственная за реализацию
	Напряжение, кВ	Количество× цепность× протяженность, км	Марка и сечение провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.			
						110 кВ	10 кВ		
Вариант № 1									
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 пять ячеек для подключения КВЛ 110 кВ Ожогоино – Утяшево, ВЛ 110 кВ Утяшево – Гужевое, ВЛ 110 кВ Рошино – Утяшево и заходов ВЛ 110 кВ Молодежная – Перевалово.	–	–	–	110/10	–	110-9Н/8	10-2/30	1341,52	АО «Россети Тюмень»
Строительство КВЛ 110 кВ Ожогоино – Утяшево ориентировочной протяженностью 20 км	110	1×1×16,3	АС-120	–	–	–	–	373,72	АО «Россети Тюмень»
	110	1×1×3,7	АПВВнг 300 мм ²	–	–	–	–	213,20	
Реконструкция ПС 220 кВ Ожогоино с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения КВЛ 110 кВ Ожогоино – Утяшево	–	–	–	110	–	110-13Н/1	–	69,79	АО «Россети Тюмень»
Строительство заходов ВЛ 110 кВ Молодежная – Перевалово на ПС 110 кВ Утяшево ориентировочной протяженностью 6,3 км каждый	110	2×1×2,6	АС-185	–	–	–	–	128,57	АО «Россети Тюмень»
	110	2×1×3,7	АПВПУ 500 мм ²	–	–	–	–	536,86	
Итого по варианту № 1								2646,60	–
Вариант № 2									
Строительство ПП 110 кВ Ушаковский	–	–	–	110	–	110-9Н/6	–	889,18	АО «Россети Тюмень»
Реконструкция ПС 220 кВ Ожогоино с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Ожогоино – Ушаковский	–	–	–	110	–	110-13Н/1	–	69,79	АО «Россети Тюмень»
Строительство ВЛ 110 кВ Ожогоино – Ушаковский ориентировочной протяженностью 26 км	110	1×1×26	АС-120	–	–	–	–	598,26	АО «Россети Тюмень»
Строительство заходов ВЛ 110 кВ Молодежная – Перевалово с отпайками на ПП 110 кВ Ушаковский ориентировочной протяженностью 3 км каждый	110	2×1×3	АС-185	–	–	–	–	146,52	АО «Россети Тюмень»
Строительство заходов ВЛ 110 кВ Утяшево – Гужевое с отпайками на ПП 110 кВ Ушаковский ориентировочной протяженностью 3 км каждый	110	2×1×3	АС-185	–	–	–	–	146,52	АО «Россети Тюмень»
Итого по варианту № 2								1838,41	–

Таблица 25 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб. (без НДС)	2663,66	1850,27
То же в %	144 %	100 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб. (без НДС)	2058,89	1274,19
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб. (без НДС)	3337,76	2252,87
То же в %	148 %	100 %

Таблица 26 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 развития электросетевого комплекса на территории Тюменской области (район транзита 110 кВ Ожогоино – Кармак) в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																								
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23		
<i>Всего капитальных затрат, млн руб. без НДС</i>	2663,66	887,89	887,89	887,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
в том числе на новое строительство:																									
ВЛ	502,29	167,43	167,43	167,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
КЛ 110 (220) кВ	750,06	250,02	250,02	250,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	1411,31	470,44	470,44	470,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																							
ВЛ	–	–	–	–	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
КЛ 110 (220) кВ	–	–	–	–	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	–	–	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб. без НДС</i>	2058,89	0,00	0,00	0,00	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94
в том числе:																									
ВЛ	80,37	0,00	0,00	0,00	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02
КЛ 110 (220) кВ	375,03	0,00	0,00	0,00	18,75	18,75	18,75	18,75	18,75	18,75	18,75	18,75	18,75	18,75	18,75	18,75	18,75	18,75	18,75	18,75	18,75	18,75	18,75	18,75	18,75
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	1603,49	0,00	0,00	0,00	80,17	80,17	80,17	80,17	80,17	80,17	80,17	80,17	80,17	80,17	80,17	80,17	80,17	80,17	80,17	80,17	80,17	80,17	80,17	80,17	80,17
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС</i>	4722,55	887,89	887,89	887,89	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94	102,94
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18	
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС</i>	3337,76	887,89	822,12	761,22	81,72	75,67	70,06	64,87	60,07	55,62	51,50	47,68	44,15	40,88	37,85	35,05	32,45	30,05	27,82	25,76	23,85	22,09	20,45	18,94	

Таблица 27 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 развития электросетевого комплекса на территории Тюменской области (район транзита 110 кВ Ожогоино – Кармак) в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																								
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
<i>Всего капитальных затрат, млн руб. без НДС</i>	1850,27	616,76	616,76	616,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
в том числе на новое строительство:																									
ВЛ	891,30	297,10	297,10	297,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	958,97	319,66	319,66	319,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																								
ВЛ	–	–	–	–	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	–	–	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб. без НДС</i>	1274,19	0,00	0,00	0,00	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71
в том числе:																									
ВЛ	142,61	0,00	0,00	0,00	7,13	7,13	7,13	7,13	7,13	7,13	7,13	7,13	7,13	7,13	7,13	7,13	7,13	7,13	7,13	7,13	7,13	7,13	7,13	7,13	7,13
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	1131,58	0,00	0,00	0,00	56,58	56,58	56,58	56,58	56,58	56,58	56,58	56,58	56,58	56,58	56,58	56,58	56,58	56,58	56,58	56,58	56,58	56,58	56,58	56,58	56,58
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС</i>	3124,46	616,76	616,76	616,76	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18	
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС</i>	2252,87	616,76	571,07	528,77	50,57	46,83	43,36	40,15	37,17	34,42	31,87	29,51	27,32	25,30	23,43	21,69	20,08	18,60	17,22	15,94	14,76	13,67	12,66	11,72	

Как видно из таблицы 25, наиболее экономичным вариантом развития электросетевого комплекса на территории Тюменской области (район транзита 110 кВ Ожогоино – Кармак) является вариант № 2.

Вариант № 2 рекомендуется к реализации.

На всех стадиях реализации проекта в той или иной степени присутствует фактор неопределенности. Под неопределенностью понимается неполнота или неточность информации об условиях реализации проекта, в том числе о связанных с ними затратах.

Одним из способов учета неопределенности является анализ чувствительности, позволяющий оценить специфические риски проекта.

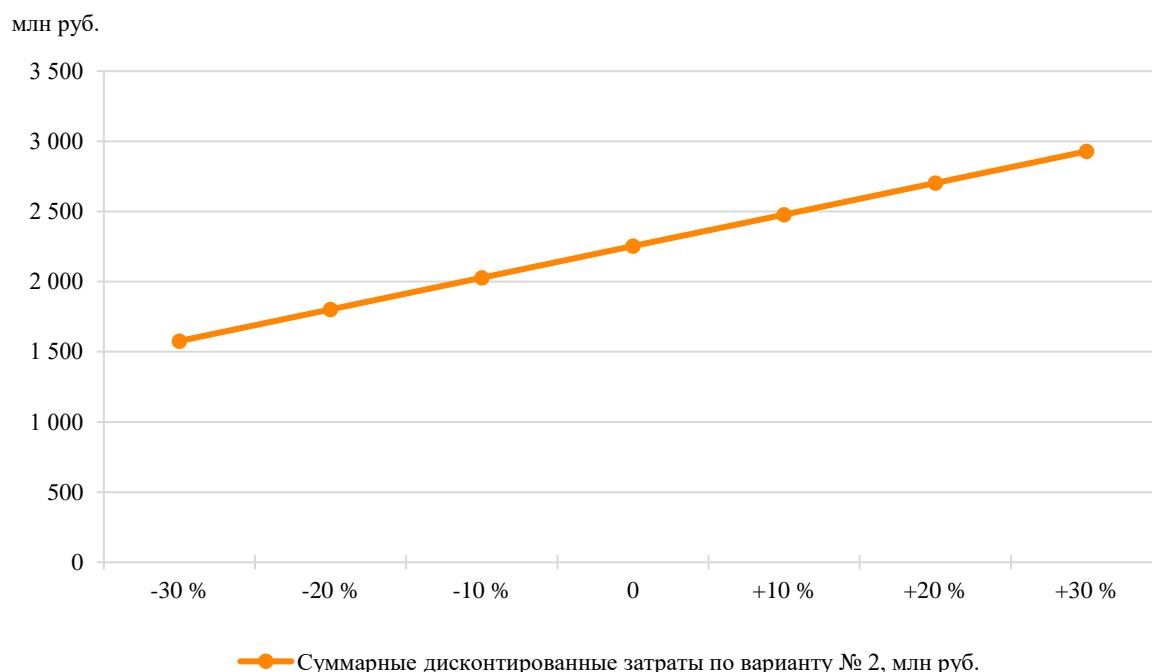
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

- величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 2;
- величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

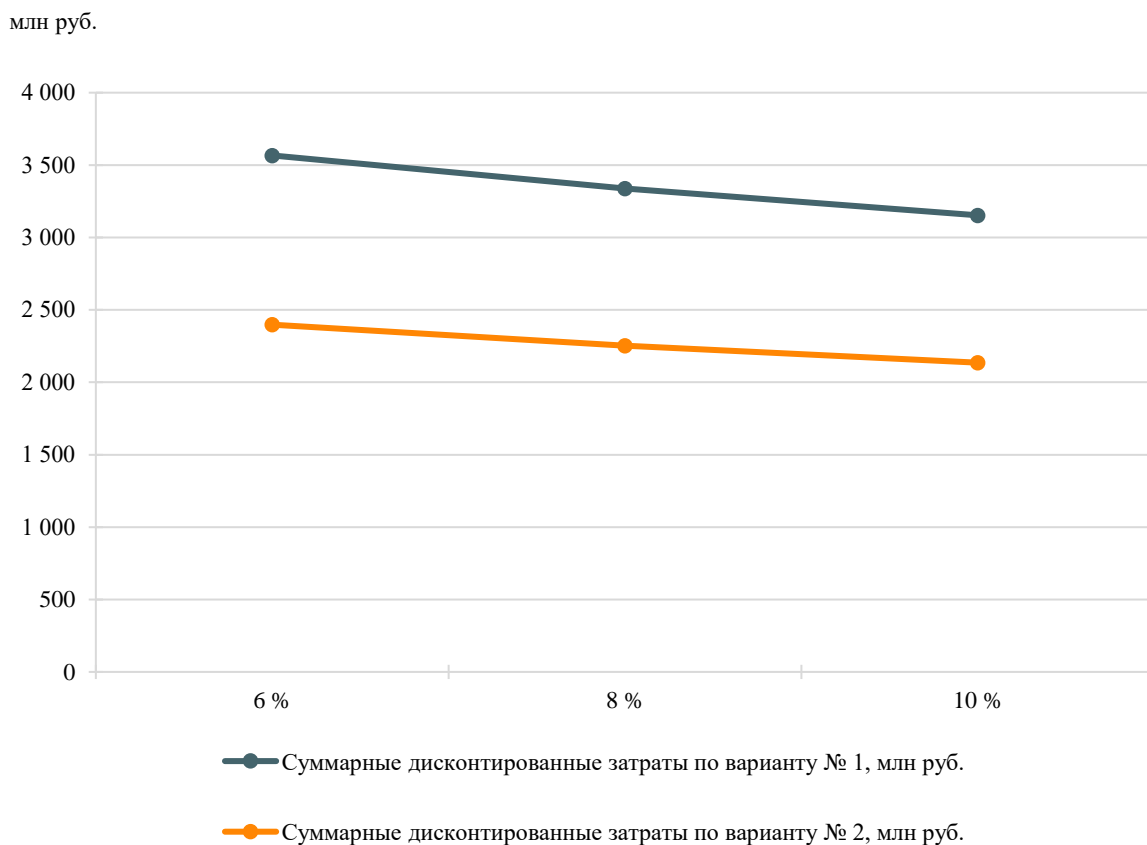
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 16.



Изменение показателя, %	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	1577	1802	2028	2253	2478	2703	2929

Рисунок 16 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат

Зависимость суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования представлена на рисунке 17.



Ставка дисконтирования, %	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	3567	3338	3153
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	2398	2253	2135

Рисунок 17 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования

По результатам анализа чувствительности можно сделать следующие выводы:

1) при увеличении капитальных затрат по варианту № 2 на 30 % вариант остается наиболее экономичным. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 1 и вариантом № 2 составляет 14 %;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к изменению преимущества варианта № 2. При ставке дисконтирования 6 % вариант № 1 остается более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 49 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 1 также остается более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 48 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 2 развития электросетевого комплекса на территории Тюменской области (район транзита 110 кВ Ожогоино – Кармак) сохраняет свое экономическое преимущество при ухудшении исходных показателей на 30 %.

5.2 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электросетевого комплекса на территории Тюменской области (Тюменский, Южный и Ишимский энергорайоны)

Срок реализации мероприятий по электросетевому строительству определен укрупненно на основании СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ» [6].

Сравнение вариантов выполнено за период 2025–2047 годов, включающий в себя годы строительства и 20 лет нормальной эксплуатации объектов.

Ежегодные затраты на эксплуатационное обслуживание сооружаемых электросетевых объектов определены по укрупненным нормативам отчислений в процентах от их стоимости (Методические указания по проектированию развития энергосистем [1]):

- воздушные линии электропередачи – 0,8 %;
- электрооборудование и распределительные устройства напряжением 220 кВ и выше – 4,9 %;
- электрооборудование и распределительные устройства напряжением 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Объем капитальных затрат на сооружение генерирующих объектов укрупненно определен на основании базовых удельных капитальных затрат в соответствии с проектом ценовых параметров КОМ НГО в размере 154 тыс. руб. за кВт установленной мощности в ценах 2023 года. Территориальные условия строительства учтены через дополнительные коэффициенты – коэффициент климатических зон и коэффициент сейсмического влияния, принятые на основании Постановления Правительства РФ № 238 [7].

Капитальные затраты на технологическое присоединение генерирующего оборудования на Тюменской ТЭЦ-2 к источникам топлива на данном этапе не учитывались.

Постоянные эксплуатационные затраты генерирующих объектов рассчитаны исходя из базовой величины удельных эксплуатационных затрат, определенных в соответствии с проектом ценовых параметров КОМ НГО в размере 2,4 тыс. руб. за кВт установленной мощности в год в ценах 2023 года.

Для перевода в цены 4 квартала 2024 года величина удельных эксплуатационных затрат проиндексирована в соответствии с изменением индекса потребительских цен.

Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов развития электросетевого комплекса на территории Тюменской области (Тюменский, Южный и Ишимский энергорайоны) приведены в таблице 28. Результаты технико-экономического сравнения вариантов приведены в таблице 29. Расчет дисконтированных затрат по вариантам приведен в таблицах 30–32.

Таблица 28 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов развития электросетевого комплекса на территории Тюменской области (Тюменский, Южный и Ишимский энергорайоны)

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2024 г., млн руб. без НДС	Организация, ответственная за реализацию
	Напряжение, кВ	Количество× цепность× протяженность, км	Марка и сечение провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.				
						500 кВ	220 кВ	110 кВ		
Вариант № 1 (с установкой одного АТГ 500/110/10 кВ мощностью 405 МВА на ПС 500 кВ Тюмень)										
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 135 МВА	–	–	–	500/110	3×135+135	–	–	–	1777,69	ПАО «Россети»
Реконструкция ПС 500 кВ Тюмень с изменением схемы присоединения ВЛ 500 кВ Тобол – Тюмень и ВЛ 500 кВ Тюмень – Беркут с их подключением через полторную цепочку	–	–	–	–	–	1 выкл. высвобождается	–	–	н/д	ПАО «Россети»
Реконструкция ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками ориентировочной протяженностью 6,15 км с увеличением пропускной способности	110	1×1×6,15	АС-300 (демонтаж АС-185)	–	–	–	–	–	262,21	АО «Россети Тюмень»
Реконструкция ПС 110 кВ Войновка с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	$I_{ном}=1000$ А (наружная установка)	–	–	–	9,95	АО «Россети Тюмень»
Реконструкция ПС 110 кВ Войновка с заменой ВЧЗ ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	$I_{ном}=1000$ А (наружная установка)	–	–	–	6,00	АО «Россети Тюмень»
Реконструкция ПС 110 кВ Войновка с заменой выключателя ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	$I_{ном}=1000$ А (наружная установка)	–	–	–	10,36	АО «Россети Тюмень»
Реконструкция ПС 110 кВ Войновка с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	н/д	АО «Россети Тюмень»
Реконструкция Тюменской ТЭЦ-1 с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	н/д	ПАО «Форвард Энерго»
Реконструкция ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками ориентировочной протяженностью 5,3 км с увеличением пропускной способности	110	1×1×5,3	2хАС-150 (демонтаж АС-185)	–	–	–	–	–	144,06	АО «Россети Тюмень»
Реконструкция ПС 110 кВ Граничная с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	$I_{ном}=1200$ А (наружная установка)	–	–	–	9,95	АО «Россети Тюмень»
Реконструкция Тюменской ТЭЦ-1 с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	$I_{ном}=1200$ А (наружная установка)	–	–	–	9,95	ПАО «Форвард Энерго»
Реконструкция ПС 110 кВ Граничная с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	н/д	АО «Россети Тюмень»
Реконструкция Тюменской ТЭЦ-1 с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	н/д	ПАО «Форвард Энерго»
Реконструкция ВЛ 110 кВ Тюмень – Казарово ориентировочной протяженностью 4,98 км с увеличением пропускной способности	110	1×1×4,98	АС-240 (демонтаж АС-150)	–	–	–	–	–	131,23	АО «Россети Тюмень»
Реконструкция ПС 110 кВ Казарово с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюмень – Казарово с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	н/д	АО «Россети Тюмень»
Реконструкция ПС 500 кВ Тюмень с заменой ВЧЗ ячейки ВЛ 110 кВ Тюмень – Казарово с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	$I_{ном}=1000$ А (наружная установка)	–	–	–	6,00	ПАО «Россети»
Реконструкция ВЛ 110 кВ Тюмень – Березняки с отпайкой на ПС Чермет ориентировочной протяженностью 9,88 км с увеличением пропускной способности	110	1×1×9,88	АС-240 (демонтаж АС-150)	–	–	–	–	–	258,56	АО «Россети Тюмень»

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2024 г., млн руб. без НДС	Организация, ответственная за реализацию
	Напряжение, кВ	Количество× цепность× протяженность, км	Марка и сечение провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.				
						500 кВ	220 кВ	110 кВ		
Реконструкция ПС 110 кВ Березняки с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюмень – Березняки с отпайкой на ПС Чермет с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	н/д	АО «Россети Тюмень»
Модернизация на Тюменской ТЭЦ-1 устройств АОПО ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками и ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками с добавлением действия на отключение нагрузки и блокировки неэффективного действия на отключение 7,5ТГ Тюменской ТЭЦ-1 при разрыве транзита 220 кВ Тюмень – ТММЗ – Тюменская ТЭЦ-2	–	–	–	–	–	–	–	–	20,58	ПАО «Форвард Энерго»
Создание ФОЛ ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2 – ТММЗ I и II цепь с отпайкой на ПС Губернская на Тюменской ТЭЦ-2	–	–	–	–	–	–	–	–	20,58	ПАО «Форвард Энерго»
Создание ФОЛ ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2 – ТММЗ I и II цепь с отпайкой на ПС Губернская и ВЛ 220 кВ Тюмень – ТММЗ I и II цепь на ПС 220 кВ ТММЗ	–	–	–	–	–	–	–	–	41,16	ПАО «Россети»
Создание ФОЛ ВЛ 220 кВ Тюмень –ТММЗ I и II цепь на ПС 500 кВ Тюмень	–	–	–	–	–	–	–	–	20,58	ПАО «Россети»
Модернизация на ПС 500 кВ Тюмень устройств АОПО ВЛ 220 кВ Тюмень – ТММЗ I и II цепь с добавлением действия на отключение нагрузки	–	–	–	–	–	–	–	–	20,58	ПАО «Россети»
Модернизация на ПС 500 кВ Тюмень устройств АОПО 1,2 АТГ ПС 500 кВ Тюмень с добавлением действия на отключение нагрузки	–	–	–	–	–	–	–	–	21,16	ПАО «Россети»
Создание на ПС 500 кВ Тюмень устройства АОПО АТГ 500/110/10 кВ мощностью 405 МВА с действием на отключение нагрузки	–	–	–	–	–	–	–	–	10,16	ПАО «Россети»
Итого по варианту № 1									3073,45	–
Вариант № 2 (с сооружением ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Беркут, установкой АТГ 500/220 кВ мощностью 501 МВА на ПС 500 кВ Беркут и строительством заходов трех ВЛ 220 кВ на ПС 500 кВ Беркут)										
Реконструкция ПС 500 кВ Беркут со строительством ОРУ 220 кВ и установкой одного автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА	–	–	–	500/220	3×167+167	–	220-9/9	–	3534,85	ПАО «Россети»
Реконструкция ПС 500 кВ Беркут с приведением схемы РУ 500 кВ к схеме «Четырехугольник»	–	–	–	500	$I_{ном}=3150$ А (выкл-ль наружн. установки)	500-7/1	–	–	436,63	ПАО «Россети»
Строительство заходов ВЛ 220 кВ ТТЭЦ2 – Заводоуковск на ПС 500 кВ Беркут ориентировочной протяженностью 1,8 км каждый	220	2×1×1,8	АС-300	–	–	–	–	–	183,56	ПАО «Россети»
Строительство заходов ВЛ 220 кВ ТТЭЦ2 – Голышманово на ПС 500 кВ Беркут ориентировочной протяженностью 1,8 км каждый	220	2×1×1,8	АС-300	–	–	–	–	–	183,56	ПАО «Россети»
Строительство заходов ВЛ 220 кВ Княжево – Заводоуковск на ПС 500 кВ Беркут ориентировочной протяженностью 1,8 км каждый	220	2×1×1,8	АС-240	–	–	–	–	–	182,38	ПАО «Россети»
Модернизация на Тюменской ТЭЦ-2 устройств АОПО ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2 – ТММЗ I и II цепь с отпайкой на ПС Губернская с добавлением действия на отключение нагрузки	–	–	–	–	–	–	–	–	20,58	ПАО «Форвард Энерго»
Модернизация на ПС 500 кВ Тюмень устройств АОПО ВЛ 220 кВ Тюмень – ТММЗ I и II цепь с добавлением действия на отключение нагрузки	–	–	–	–	–	–	–	–	20,58	ПАО «Россети»
Создание на ПС 500 кВ Беркут устройства АОПО АТГ ПС 500 кВ Беркут с действием на отключение нагрузки	–	–	–	–	–	–	–	–	10,16	ПАО «Россети»
Итого по варианту № 2									4572,30	–
Вариант № 3 (с установкой генерирующего оборудования на Тюменских ТЭЦ-1,2)										
Установка генерирующего оборудования на Тюменской ТЭЦ-2 мощностью не менее 185 МВт (газ)	–	–	–	220	185	–	–	–	40148,11	ПАО «Форвард Энерго»
Установка генерирующего оборудования на Тюменской ТЭЦ-2 мощностью не менее 185 МВт (газ)	–	–	–	110	185	–	–	–	40148,11	ПАО «Форвард Энерго»
Реконструкция Тюменской ТЭЦ-2 с расширением РУ 220 кВ на одну ячейку для подключения Блока 5	–	–	–	220	$I_{ном}=2000$ А (наружная установка)	–	220-13Н/1	–	173,12	ПАО «Форвард Энерго»
Реконструкция Тюменской ТЭЦ-2 с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения Блока 6	–	–	–	110	$I_{ном}=2000$ А (наружная установка)	–	–	110-13Н/1	69,79	ПАО «Форвард Энерго»
Реконструкция Тюменской ТЭЦ-2 с установкой одного трансформатора 220/15,75 кВ мощностью 200 МВА	–	–	–	220	200	–	–	–	518,37	ПАО «Форвард Энерго»

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2024 г., млн руб. без НДС	Организация, ответственная за реализацию
	Напряжение, кВ	Количество× цепность× протяженность, км	Марка и сечение провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.				
						500 кВ	220 кВ	110 кВ		
Реконструкция Тюменской ТЭЦ-2 с установкой одного трансформатора 110/15,75 кВ мощностью 200 МВА	–	–	–	220	200	–	–	–	518,37	ПАО «Форвард Энерго»
Модернизация на Тюменской ТЭЦ-1 устройств АОПО ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками и ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками с добавлением действия на отключение нагрузки	–	–	–	–	–	–	–	–	20,58	АО «Россети Тюмень»
Итого по варианту № 3									81596,45	–

Таблица 29 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2	Вариант № 3
Установленная мощность генерирующего оборудования, МВт	–	–	370
Капитальные затраты, млн руб.	3073,45	4572,30	81596,45
<i>То же в %</i>	<i>100 %</i>	<i>149 %</i>	<i>2655 %</i>
Расходы по эксплуатации и обслуживанию электросетевых и генерирующих объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	2183,94	4038,00	20473,10
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	3760,71	5943,09	83685,15
<i>То же в %</i>	<i>100 %</i>	<i>158 %</i>	<i>2225 %</i>

Таблица 30 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 развития электросетевого комплекса на территории Тюменской области (Тюменский, Южный и Ишимский энергорайоны) в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																								
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23		
<i>Капитальные вложения в сооружение (реконструкцию) электросетевых объектов, всего, млн руб. без НДС</i>	3073,45	931,98	931,98	1209,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
в том числе на новое строительство:																									
ВЛ	1037,91	339,42	339,42	359,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 220 кВ и выше	1932,49	592,56	592,56	747,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	103,05	0,00	0,00	103,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																									
ВЛ	–	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
Электрооборудование и РУ 220 кВ и выше	–	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию электросетевых объектов (без амортизации) всего, млн руб. без НДС</i>	2183,94	0,00	0,00	0,00	133,85	107,90	107,90	107,90	107,90	107,90	107,90	107,90	107,90	107,90	107,90	107,90	107,90	107,90	107,90	107,90	107,90	107,90	107,90	107,90	107,90
в том числе:																									
ВЛ	152,25	0,00	0,00	0,00	7,61	7,61	7,61	7,61	7,61	7,61	7,61	7,61	7,61	7,61	7,61	7,61	7,61	7,61	7,61	7,61	7,61	7,61	7,61	7,61	7,61
Электрооборудование и РУ 220 кВ и выше	1893,84	0,00	0,00	0,00	94,69	94,69	94,69	94,69	94,69	94,69	94,69	94,69	94,69	94,69	94,69	94,69	94,69	94,69	94,69	94,69	94,69	94,69	94,69	94,69	94,69
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	111,90	0,00	0,00	0,00	5,59	5,59	5,59	5,59	5,59	5,59	5,59	5,59	5,59	5,59	5,59	5,59	5,59	5,59	5,59	5,59	5,59	5,59	5,59	5,59	5,59
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС</i>	5257,39	931,98	931,98	1209,48	133,85	107,90	107,90	107,90	107,90	107,90	107,90	107,90	107,90	107,90	107,90	107,90	107,90	107,90	107,90	107,90	107,90	107,90	107,90	107,90	107,90
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18	0,18
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС</i>	3760,71	931,98	862,95	1036,94	106,25	79,31	73,43	68,00	62,96	58,29	53,98	49,98	46,28	42,85	39,67	36,74	34,01	31,49	29,16	27,00	25,00	23,15	21,43	19,85	19,85

Таблица 31 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 развития электросетевого комплекса на территории Тюменской области (Тюменский, Южный и Ишимский энергорайоны) в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																								
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23		
<i>Капитальные вложения в сооружение (реконструкцию) электросетевых объектов, всего, млн руб. без НДС</i>	4572,30	1506,99	1506,99	1558,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
в том числе на новое строительство:																									
ВЛ	549,50	183,17	183,17	183,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 220 кВ и выше	4022,80	1323,83	1323,83	1375,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																									
ВЛ	–	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
Электрооборудование и РУ 220 кВ и выше	–	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию электросетевых объектов (без амортизации) всего, млн руб. без НДС</i>	4038,00	0,00	0,00	0,00	215,25	201,20	201,20	201,20	201,20	201,20	201,20	201,20	201,20	201,20	201,20	201,20	201,20	201,20	201,20	201,20	201,20	201,20	201,20	201,20	201,20
в том числе:																									
ВЛ	81,92	0,00	0,00	0,00	4,40	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08
Электрооборудование и РУ 220 кВ и выше	3942,34	0,00	0,00	0,00	197,12	197,12	197,12	197,12	197,12	197,12	197,12	197,12	197,12	197,12	197,12	197,12	197,12	197,12	197,12	197,12	197,12	197,12	197,12	197,12	197,12
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС</i>	8610,30	1506,99	1506,99	1558,31	215,25	201,20	201,20	201,20	201,20	201,20	201,20	201,20	201,20	201,20	201,20	201,20	201,20	201,20	201,20	201,20	201,20	201,20	201,20	201,20	201,20
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18	0,18
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС</i>	5943,09	1506,99	1395,36	1336,00	170,87	147,89	136,93	126,79	117,40	108,70	100,65	93,19	86,29	79,90	73,98	68,50	63,43	58,73	54,38	50,35	46,62	43,17	39,97	37,01	37,01

Таблица 32 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 3 развития электросетевого комплекса на территории Тюменской области (Тюменский, Южный и Ишимский энергорайоны) в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
Установленная мощность генерирующего оборудования, МВт	370	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Тип топлива	газ	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Климатический коэффициент, о. е.	1,3	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент сейсмического влияния, о. е.	1	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Капитальные вложения в сооружение генерирующего оборудования, млн руб. без НДС	80296,22	12044,43	48177,73	20074,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Годовые эксплуатационные затраты генерирующего оборудования (постоянные), млн руб. без НДС	19180,80	0,00	0,00	0,00	959,04	959,04	959,04	959,04	959,04	959,04	959,04	959,04	959,04	959,04	959,04	959,04	959,04	959,04	959,04	959,04	959,04	959,04	959,04	959,04
Удельные эксплуатационные затраты генерирующего оборудования (постоянные), руб. без НДС/МВт·год	2400000	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Эксплуатационные затраты генерирующего оборудования (постоянные), млн руб. без НДС	19180,80	0,00	0,00	0,00	959,04	959,04	959,04	959,04	959,04	959,04	959,04	959,04	959,04	959,04	959,04	959,04	959,04	959,04	959,04	959,04	959,04	959,04	959,04	959,04
Капитальные вложения в сооружение (реконструкцию) электросетевых объектов, всего, млн руб. без НДС	1300,23	426,55	426,55	447,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																								
Электрооборудование и РУ 220 кВ и выше	1209,86	403,29	403,29	403,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	90,37	23,26	23,26	43,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																								
Электрооборудование и РУ 220 кВ и выше	–	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию электросетевых объектов (без амортизации) всего, млн руб. без НДС	1292,30	0,00	0,00	0,00	64,61	64,61	64,61	64,61	64,61	64,61	64,61	64,61	64,61	64,61	64,61	64,61	64,61	64,61	64,61	64,61	64,61	64,61	64,61	64,61
в том числе:																								
Электрооборудование и РУ 220 кВ и выше	1185,66	0,00	0,00	0,00	59,28	59,28	59,28	59,28	59,28	59,28	59,28	59,28	59,28	59,28	59,28	59,28	59,28	59,28	59,28	59,28	59,28	59,28	59,28	59,28
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	106,64	0,00	0,00	0,00	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС	102069,55	12470,98	48604,28	20521,19	1023,65	1023,65	1023,65	1023,65	1023,65	1023,65	1023,65	1023,65	1023,65	1023,65	1023,65	1023,65	1023,65	1023,65	1023,65	1023,65	1023,65	1023,65	1023,65	1023,65
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС	83685,15	12470,98	45003,96	17593,61	812,61	752,42	696,68	645,08	597,29	553,05	512,08	474,15	439,03	406,51	376,40	348,51	322,70	298,80	276,66	256,17	237,19	219,62	203,35	188,29

Как видно из таблицы 29, наиболее экономичным вариантом развития электросетевого комплекса на территории Тюменской области (Тюменский, Южный и Ишимский энергорайоны) является вариант № 1.

Вариант № 1 рекомендуется к реализации.

На всех стадиях реализации проекта в той или иной степени присутствует фактор неопределенности. Под неопределенностью понимается неполнота или неточность информации об условиях реализации проекта, в том числе о связанных с ними затратах.

Одним из способов учета неопределенности является анализ чувствительности, позволяющий оценить специфические риски проекта.

Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

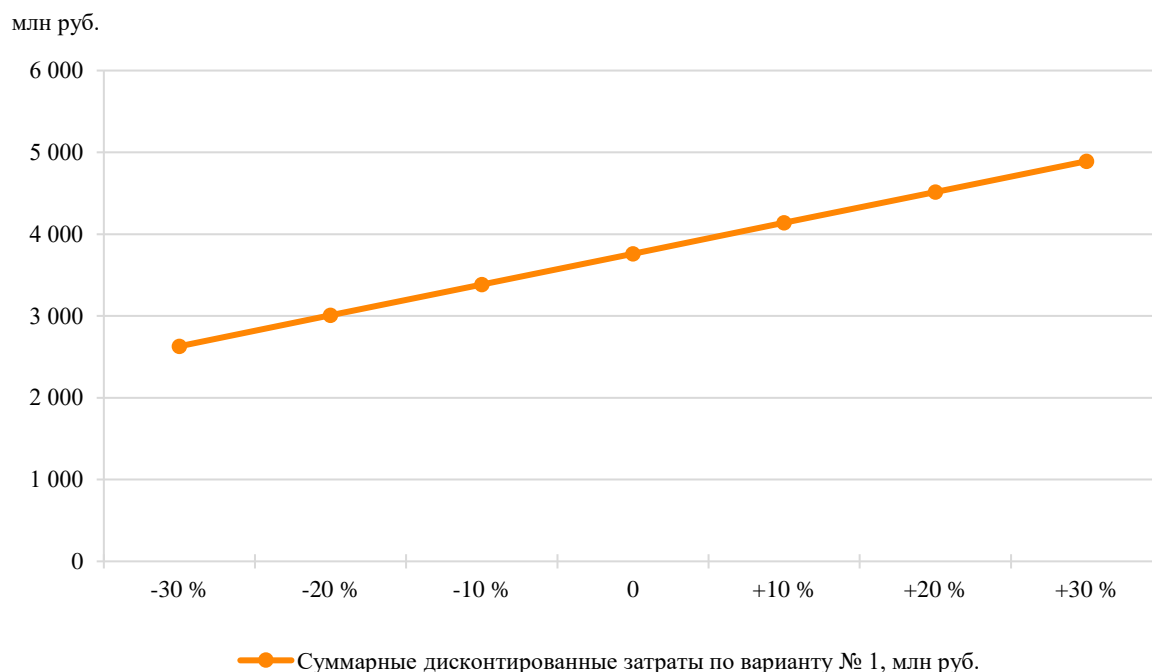
В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

- величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 1;
- величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

Вариант № 3 в 27 раз дороже, чем вариант № 1. При таком соотношении суммарных дисконтированных затрат проведение анализа чувствительности нецелесообразно, т.к. ухудшение исходных показателей варианта № 1 даже на 30 % не приведет к изменению соотношения вариантов. Анализ чувствительности выполнен только для вариантов № 1 и № 2.

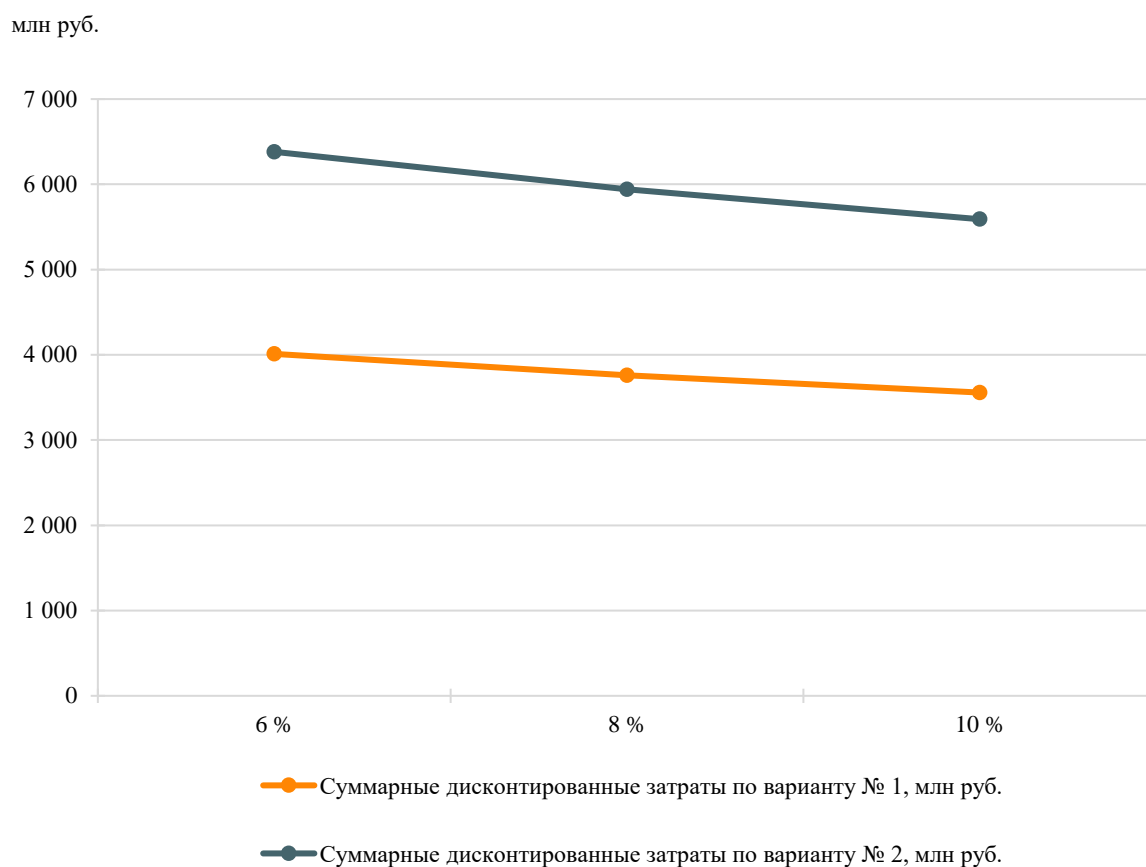
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 18.



Изменение показателя, %	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	2630	3007	3384	3761	4138	4515	4892

Рисунок 18 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат

Зависимость суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования представлена на рисунке 19.



Ставка дисконтирования, %	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	4011	3761	3557
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	6381	5943	5591

Рисунок 19 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования

По результатам анализа чувствительности можно сделать следующие выводы:

1) при увеличении капитальных затрат по варианту № 1 даже на 30 % вариант остается наиболее экономичным. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 1 и № 2 составляет 21 %;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к существенному изменению преимущества варианта № 1. При ставке дисконтирования 6 % вариант № 2 остается более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 59 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 2 остается более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 57 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 1 развития электросетевого комплекса на территории Тюменской области (Тюменский, Южный и Ишимский энергорайоны) сохраняет свое экономическое преимущество при ухудшении исходных показателей на 30 %.

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 28.12.2023 № 37@ 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 27.12.2022 № 37@;

2) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 22.10.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) утвержденных приказом Минэнерго России от 28.12.2023 № 35@ изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «Россети Тюмень» на 2023–2027 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 24.11.2022 № 29@;

4) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «Россети Тюмень» на 2023–2027 годы. Материалы размещены 21.05.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

5) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [4]).

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

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

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

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Тюменской области по годам представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Тюменской области (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	1786	13800	13947	13919	12531	0	0	55984

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

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

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [8];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

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 [9] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2024 год на территории рассматриваемых субъектов осуществляют свою деятельность 36 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является АО «Россети Тюмень» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 63 % 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 2023 год в соответствии с:

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

– бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

– формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [10].

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

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

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2023 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;

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

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{ЕВИТДА}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средняя за период 2025–2030 годов процентная ставка по заемным средствам принята в размере 12 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 35 %.

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 34.

Таблица 34 – 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/ЕВИТДА не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	35 %	0 % – 26 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	12 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2024 год решением региональной энергетической комиссии Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа от 30.11.2023 г. № 47 «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 Федерации³.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2023 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2023 год.

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

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2024 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей рассматриваемых субъектов, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым

³ Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

(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, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

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

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

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 35.

Таблица 35 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

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

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 36.

Таблица 36 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО рассматриваемых субъектов (в млн руб. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	16487	14940	12423	14223	14029	14029
объем капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	2706	2130	1206	193	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	19945	17026	11580	22428	22428	22428

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 37 и на рисунке 20.

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 37 – 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	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ПВВ	млрд руб.	136,4	150,5	159,8	167,9	174,6	181,6
НВВ	млрд руб.	138,3	151,2	155,4	158,4	162,7	166,2
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,97	0,73	-4,36	-9,43	-11,95	-15,42
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,20	2,39	2,52	2,62	2,71	2,81
Среднегодовой темп роста	%	–	109	105	104	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,23	2,40	2,45	2,47	2,52	2,57
Среднегодовой темп роста	%	–	108	102	101	102	102
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,03	0,01	-0,07	-0,15	-0,19	-0,24

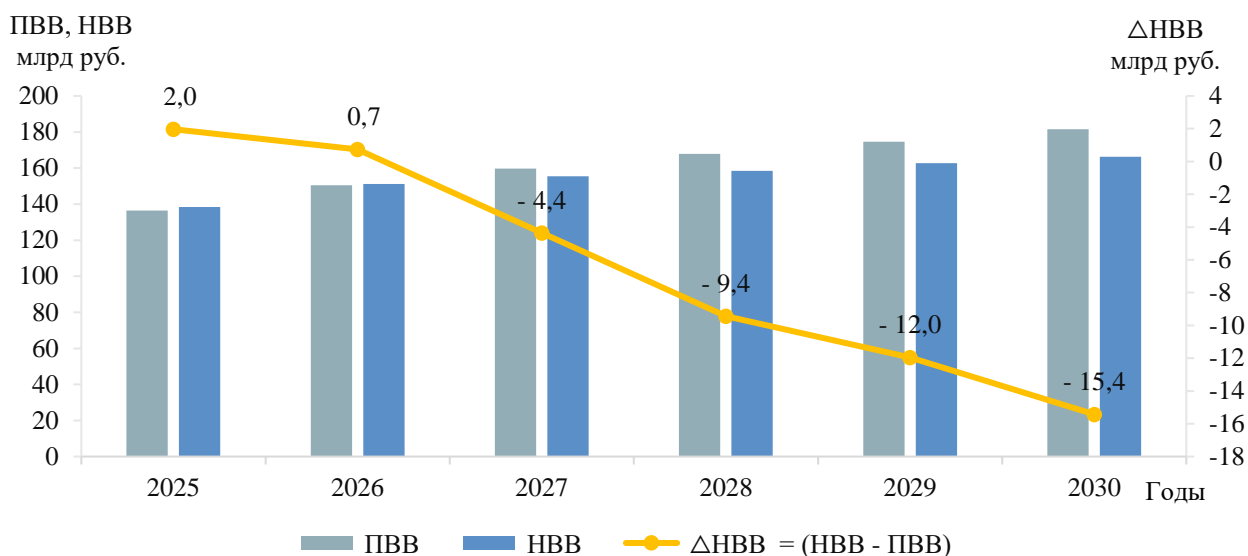


Рисунок 20 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 37, 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 2024 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период 2025–2030 годов составляет 20,3–136,1 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 21.

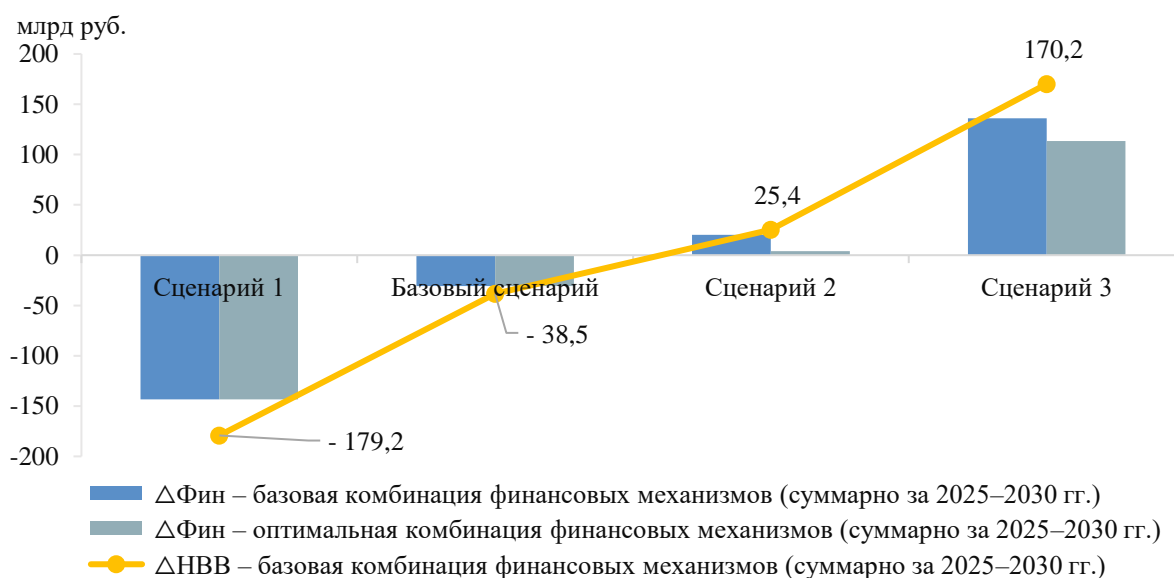


Рисунок 21 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории рассматриваемых субъектов

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период 2025–2030 годов)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	47 %	54 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	23 %	37 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %

Как видно из рисунка 21, в прогнозном периоде возможно снижение дефицита финансирования инвестиций во всех рассматриваемых сценариях (таблица 38) за счет изменения финансовых механизмов. В наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2024 года) возможно снижение дефицита финансирования при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

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 2030 году в объеме 18313 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,96 %.

Максимум потребления мощности на территории Тюменской области энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов к 2030 году увеличится и составит 2801 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,16 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности на территории Тюменской области энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 6337–6538 ч/год.

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области, в период 2025–2030 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области, в 2030 году сохранится на уровне отчетного года и составит 2269,0 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 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 703,81 км, трансформаторной мощности 2932 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/ (дата обращения: 29.11.2024).

3. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов : утверждено М-вом экономики Российской Федерации, М-вом финансов Российской Федерации, Государственным комитетом Российской Федерации по строительной, архитектурной и жилищной политике 21 июня 1999 г. № ВК 477. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28224/ (дата обращения: 29.11.2024).

4. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 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: 29.11.2024).

5. Правила заполнения форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих её материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 5 мая 2016 г. № 380 «Об утверждении форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24, правил заполнения указанных форм и требований к форматам раскрытия сетевой

организацией электронных документов, содержащих информацию об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах», зарегистрирован М-вом юстиции 9 июня 2016 г., регистрационный № 42482. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_199581/ (дата обращения: 29.11.2024).

6. СТО 56947007-29.240.121-2012. Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ : стандарт организации : утвержден и введен в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 1 июня 2012 г. № 302 : взамен документа СТО 56947007-29.240.013-2008 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи», введенного в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.04.2008 № 144 : дата введения 2012-06-01 / разработан ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ». – Москва, 2012. – Текст : электронный. – URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.121-2012.pdf (дата обращения: 29.11.2024).

7. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии и мощности : Постановление Правительства Российской Федерации от 13 апреля 2010 года № 238. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_99478/ (дата обращения: 29.11.2024).

8. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/ (дата обращения: 29.11.2024).

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

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2030 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	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	190,0	
		2	ПГУ		209,7	209,7	209,7	209,7	209,7	209,7	209,7	209,7	209,7	
		5	T-100-130		94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	
		6	T-100-130		94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	
		7	T-94-120		94,0	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	T-180/210-130-1		180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	
		2	T-180/210-130-1		180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	
		3	T-180/210-130-1		180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	
	4	K-215-130-1	215,0	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	755,0	755,0	755,0	755,0		
Тобольская ТЭЦ	ООО «ЗапСибНефтехим»			Газ										
		1	ПТ-135/165-130		135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	
		2	T-175/210-130		175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	
		3	P-100-130/15		103,6	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	142,0	
	5	K-110-1,6	109,7	109,7	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	ПШИ ОАО «Газтурбосервис»			Газ										
		–	ГТУ		12,0	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	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	4,0	
		2	Д-30ЭУ-2		4,0	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	6,0	
		2	ГТЭ-8/МС		6,0	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	6,0	
	4	ГТЭ-8/МС	6,0	6,0	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 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	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		
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	4,8	
		2	Taurus 60-7901S		4,8	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	4,8	
		4	Taurus 60-7901S		4,8	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	5,1	
		6	Roll Royce 501 KB7		5,1	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	5,1	
		8	Roll Royce 501 KB7		5,1	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	5,1	
		10	Roll Royce 501 KB7		5,1	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	5,1	
		12	Roll Royce 501 KB7		5,1	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	5,1	
		14	Roll Royce 501 KB7		5,1	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	5,1	
16	Roll Royce 501 KB7	5,1	5,1	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		

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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Строительство ПП 500 кВ Новолокти	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	х	–	–	х	–	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	4400,41	4400,41
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	–	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	12649,12	12649,12
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	–	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	39061,8	39061,8
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	–	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	15252,03	15252,03

№ 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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
5	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция 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 ШПР 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	Реновация основных фондов	6 859,80	1 635,03
			ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	6,4	–	–	6,4					
			ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	–	2×180	–	–	360					
			ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	2×200	–	–	400					
			ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	4,3	–	–	4,3					
			ПАО «Россети»	220	Мвар	–	–	–	–	100	–	–	100					
			ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	–	2×63+2×25	–	–	176					
ПАО «Россети»	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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)			
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030		
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	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	2416,23	2416,23
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 полторную цепочку ⁴⁾	ПАО «Россети»	500	х	–	х	–	–	–	–	–	–	х	–	–	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	–	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	356,4	356,4
9	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Войновка с заменой ТТ, ВЧЗ, выключателя, провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками с увеличением пропускной способности ⁴⁾	АО «Россети Тюмень»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	–	х	–	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	37,41	37,41
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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
11	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция Тюменской ТЭЦ-1 с заменой ТТ, провода ошиновки ячейки ВЛ 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	14,15	14,15
12	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ВЛ 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	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	195,8	195,8
13	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Граничная с заменой ТТ, провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками с увеличением пропускной способности ⁴⁾	АО «Россети Тюмень»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	14,15	14,15
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	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	178,36	178,36
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	–	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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
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 ⁴⁾	ПАО «Россети»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	8,53	8,53
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	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	351,42	351,42
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	–	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 ⁴⁾ : – АОПО ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками; – АОПО ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками	ПАО «Форвард Энерго»	–	х	–	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	29,27	29,27
20	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Модернизация на ПС 500 кВ Тюмень устройств ⁴⁾ : – АОПО ВЛ 220 кВ Тюмень – ТММЗ I, II цепь; – АОПО 1,2 АТГ ПС 500 кВ Тюмень	ПАО «Россети»	–	х	–	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	176,43	176,43

№ 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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
21	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 ⁴⁾	ПАО «Россети»	–	х	–	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	14,46	14,46
22	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	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	1 142,27	1 142,27
23	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 220 кВ Ожогово с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Ожогово – Ушаковский	АО «Россети Тюмень»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	89,65	89,65
24	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Строительство ВЛ 110 кВ Ожогово – 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	768,71	768,71

№ 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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
25	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	188,28	188,28
26	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	188,28	188,28
27	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	569,20	569,20

№ 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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
28	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 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 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	540,07	540,07
29	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	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	150,74	150,74
30	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	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 40 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	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	474,19	474,19

№ 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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
31	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 110/35/10 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	542,88	542,88
32	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	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 40 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	474,19	474,19

№ 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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
33	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Кулаково с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	474,19	474,19

Примечания

1¹⁾ 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.

2²⁾ 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.

3³⁾ 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.

4⁴⁾ Необходимость реализации мероприятия определена с учетом повышенной аварийности генерирующего оборудования.