

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

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

КНИГА 2

ХАНТЫ-МАНСИЙСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ – ЮГРА

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	9
1.1 Основные внешние электрические связи	10
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	10
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	11
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	12
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	12
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	15
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России	19
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	19
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций	19
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	19
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	30
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	30
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	30
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	30
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	30

3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы	31
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	31
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	35
3.3	Прогноз потребления мощности.....	36
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	38
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы	40
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	40
4.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры	40
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	44
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	44
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	46
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	47
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	48
7.1	Основные подходы	48
7.2	Исходные допущения.....	49
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	53
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	54
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	55
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	58
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	59
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	60

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.....	72
--------------	---	----

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПЗ	–	газоперерабатывающий завод
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
ЛЭП	–	линия электропередачи
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
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
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

Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ФКУ	–	фильтро-компенсирующее устройство
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	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 Ханты-Мансийскому автономному округу – Югре 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 Ханты-Мансийскому автономному округу – Югре на каждый год перспективного периода (2025–2030 годов).

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

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры 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 Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год, приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ООО «РН-Юганскнефтегаз» ¹⁾	1669,0
ПАО «Сургутнефтегаз» ¹⁾	1528,0
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ¹⁾	1177,0
АО «Самотлорнефтегаз»	924,0
ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» ¹⁾	224,0
Филиал АО «СибурТюменьГаз»- «Ниженартовский ГПЗ»	197,0
Филиал АО «СибурТюменьГаз»-«Белозерный ГПЗ»	185,0
ООО «Газпромнефть-Хантос» ¹⁾	179,0
АО «Транснефть-Сибирь»	147,0
ООО «Салым Петролеум Девелопмент» ¹⁾	143,0
Филиал ПАО «ОГК-2»-«Сургутская ГРЭС-1»	134,0

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
ПАО «ННК-Варьеганнефтегаз»	111,0
АО «ННК – ННП» (АО «ННК – Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»)	111,0
СН Филиал «Сургутская ГРЭС-2» ПАО «Юнипро»	101,0
Более 50 МВт	
Филиал АО «СибурТюменьГаз» - «Няганьгазопереработка»	95,0
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	77,0
Филиал АО «СибурТюменьГаз» – «Южно-Балыкский ГПЗ»	74,0
Нижневартовский филиал ПАО НК «РуссНефть»	60,0
СН АО «Нижневартовская ГРЭС»	56,0
Более 10 МВт	
Ханты-Мансийский филиал ПАО НК «РуссНефть»	41,0
Филиал «Сургутский ЗСК» ООО «Газпром переработка»	40,0
АО «РН-Няганьнефтегаз» ¹⁾	40,0
ООО «КанБайкал» (ООО «ЮрскНефть») ¹⁾	38,0
ООО «ЛУКОЙЛ-АИК» ¹⁾	34,0
СН ПАО «Форвард Энерго» (Няганская ГРЭС)	25,0
ООО «Соровскнефть» ¹⁾	19,0

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 Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, на 01.01.2024 составила 14204,5 МВт на ТЭС.

В структуре генерирующих мощностей энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, 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 Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, МВт

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	14204,5	–	–	–	–	14204,5
ТЭС	14204,5	–	–	–	–	14204,5

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 Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, в 2023 году составило 82551,3 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 Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, за период 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	84478,2	75501,1	80485,5	83155,5	82551,3
ТЭС	84478,2	75501,1	80485,5	83155,5	82551,3

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 Ханты-Мансийскому автономному округу – Югре 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 Ханты-Мансийскому автономному округу – Югре

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

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), д.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>Ханты-Мансийский автономный округ – Югра</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	69158	61819	63608	66814	66225
Годовой темп прироста, %	-0,04	-10,61	2,89	5,04	-0,88
Доля потребления электрической энергии Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, %	73,9	71,8	70,7	72,0	71,9
Потребление мощности (совмещенное) на час прохождения максимума энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, МВт	8927	8884	8481	8652	8635
Годовой темп прироста, %	0,30	-0,48	-4,54	2,01	-0,20
Доля потребления мощности Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, %	72,6	72,2	69,2	69,2	67,3
Число часов использования потребления мощности, ч/год	7747	6958	7500	7722	7669

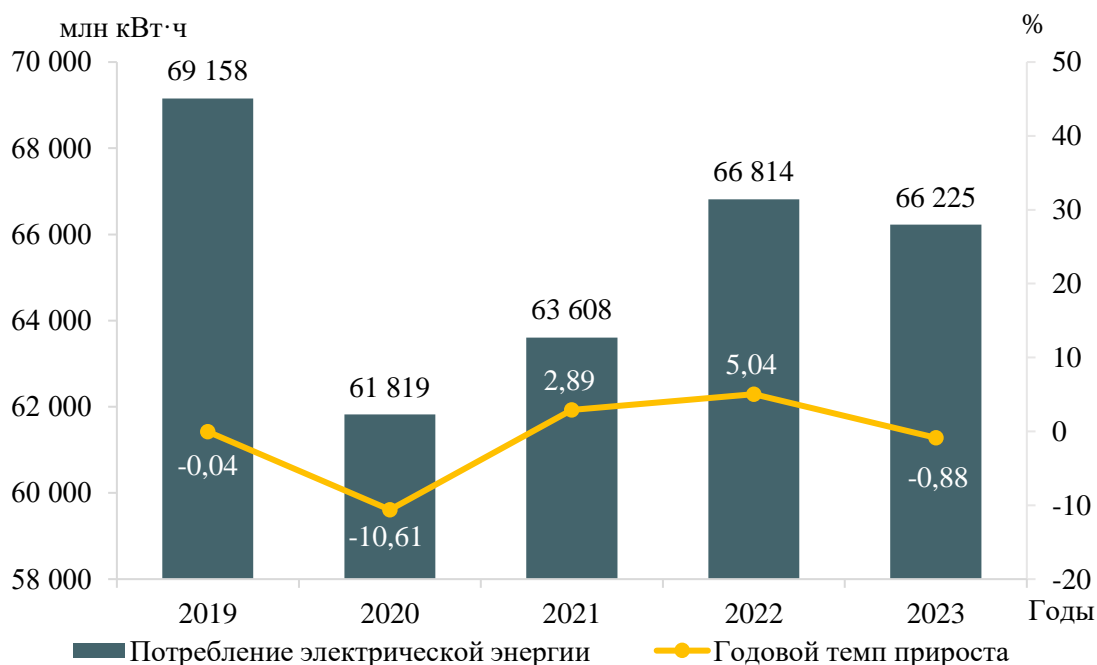


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии по территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и годовые темпы прироста

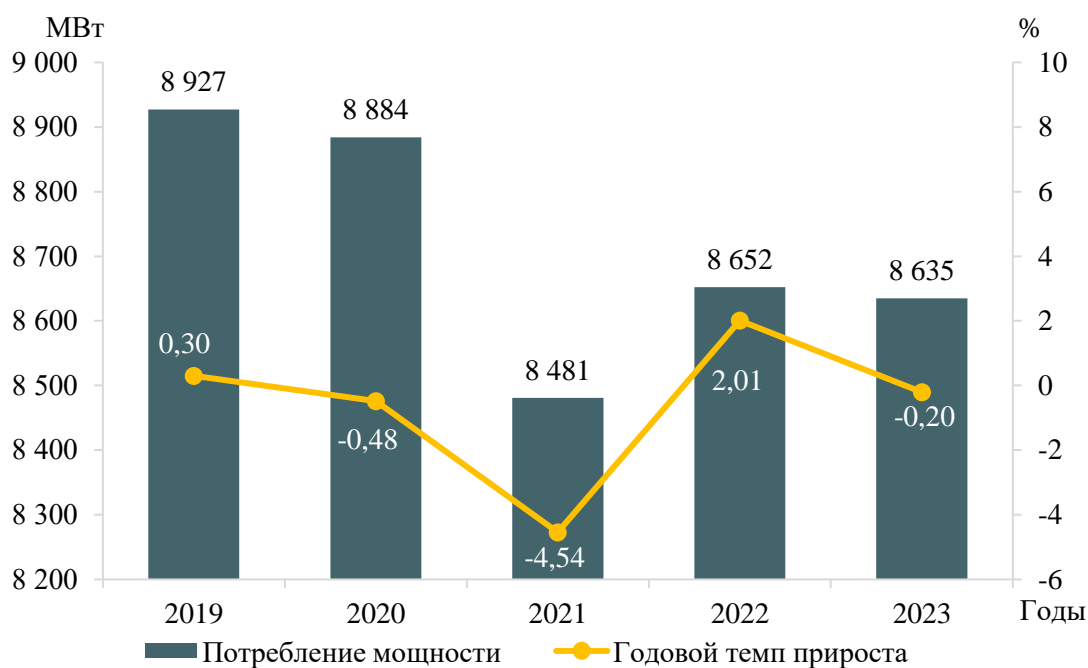


Рисунок 2 – Потребление мощности Ханты-Мансийского автономного округа – Югра и годовые темпы прироста

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 Ханты-Мансийского автономного округа – Югры снизилось на 2958 млн кВт·ч и составило в 2023 году 66225 млн кВт·ч, что соответствует отрицательному среднегодовому темпу прироста 0,87 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 5,04 % в 2022 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 10,61 %.

Доля Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в потреблении электрической энергии энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов снизилась с 73,9 % в 2019 году до 71,9 % в 2023 году (или на 2,0 процентных пункта).

За период 2019–2023 годов потребление мощности Ханты-Мансийского автономного округа – Югры снизилось на 265 МВт и составило 8635 МВт, что соответствует отрицательному среднегодовому темпу прироста мощности 0,60 %.

Наибольший годовой прирост мощности Ханты-Мансийского автономного округа – Югры зафиксирован в 2022 году и составил 2,01 %, наибольшее снижение мощности составило 4,54 % в 2021 году.

Исторический максимум потребления мощности Ханты-Мансийского автономного округа был зафиксирован в 2016 году в размере 9349 МВт.

Доля Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в максимальном потреблении мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов за ретроспективный период снизилась с 72,6 % до 67,3 % в 2023 году (или на 5,3 процентных пункта).

Годовой режим потребления электрической энергии Ханты-Мансийского автономного округа – Югры является более плотным, чем в энергосистеме в целом, что обусловлено наличием высокой доли промышленных производств с непрерывным и полунепрерывным циклом работы. Число часов использования потребления мощности региона в рассматриваемый период поднималось более 7700 ч/год.

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности Ханты-Мансийского автономного округа – Югры обуславливалась следующими факторами:

- разнонаправленными тенденциями потребления на нефтеперерабатывающих предприятиях и предприятиях по добыче полезных ископаемых;

- введением ограничений, направленных на недопущение распространения *COVID-2019*, в 2020 году и их послаблением в 2021 году.

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 Ханты-Мансийского автономного округа – Югры приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры 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 Барсово – Сайма с отпайкой на ПС № 46. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Барсово – Северная с отпайками на ПС 110 кВ Сайма с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Барсово – Сайма с отпайкой на ПС № 46 и ВЛ 110 кВ Сайма – Северная	АО «Россети Тюмень»	2019	–
2	110 кВ	ВЛ 110 кВ Сайма – Северная. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Барсово – Северная с отпайками на ПС 110 кВ Сайма с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Барсово – Сайма с отпайкой на ПС № 46 и ВЛ 110 кВ Сайма – Северная	АО «Россети Тюмень»	2019	–
3	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Средний Балык – Арго I цепь	АО «Россети Тюмень»	2019	14,66 км
4	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Средний Балык – Арго II цепь	АО «Россети Тюмень»	2019	14,89 км
5	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Победа – Сайма-1	АО «Россети Тюмень»	2019	4,96 км
6	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Победа – Сайма-2	АО «Россети Тюмень»	2019	4,96 км
7	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Выкатная – Эргинская II цепь	АО «Россети Тюмень»	2020	32,38 км
8	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Южно-Ляминская от ВЛ 110 кВ Западно-Камынская – Селияровская-1	ПАО «Сургутнефтегаз»	2020	0,38 км
9	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Южно-Ляминская от ВЛ 110 кВ Западно-Камынская – Селияровская-2	ПАО «Сургутнефтегаз»	2020	0,38 км
10	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Батово – Чапровская I цепь	АО «Россети Тюмень»	2021	19,59 км
11	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Батово – Чапровская II цепь	АО «Россети Тюмень»	2021	19,59 км
12	110 кВ	ВЛ 110 кВ Восточный – Тайга с отпайкой на ПС Киняминская. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Восточный – Угутский II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Тайга с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Восточный – Тайга с отпайкой на ПС Киняминская и ВЛ 110 кВ Угутский – Тайга	АО «Россети Тюмень»	2021	–
13	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Выкатная – Эргинская I цепь	АО «Россети Тюмень»	2021	32,49 км
14	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Кинтус – Соровская I цепь	АО «Россети Тюмень»	2021	34,51 км
15	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Кинтус – Соровская II цепь	АО «Россети Тюмень»	2021	34,51 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
16	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Суворовская от ВЛ 110 кВ Пыть-Ях – Лосинка I цепь с отпайками	АО «Россети Тюмень»	2021	3,7 км
17	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Суворовская от ВЛ 110 кВ Пыть-Ях – Лосинка II цепь с отпайками	АО «Россети Тюмень»	2021	3,7 км
18	110 кВ	ВЛ 110 кВ Угутский – Тайга. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Восточный – Угутский II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Тайга с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Восточный – Тайга с отпайкой на ПС Киньяминская и ВЛ 110 кВ Угутский – Тайга	АО «Россети Тюмень»	2021	–
19	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Чупальская – Кузоваткинская I цепь	АО «Россети Тюмень»	2021	24 км
20	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Чупальская – Кузоваткинская II цепь	АО «Россети Тюмень»	2021	24 км
21	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Тупсилор от ВЛ 110 кВ Средний Балык – Арго I цепь	АО «Россети Тюмень»	2022	9,11 км
22	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Тупсилор от ВЛ 110 кВ Средний Балык – Арго II цепь	АО «Россети Тюмень»	2022	9,11 км
23	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Унтыгейская от ВЛ 110 кВ Угутский – Тайга	АО «Россети Тюмень»	2022	23,1 км
24	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Унтыгейская от ВЛ 110 кВ Восточный – Угутский I цепь с отпайкой на ПС Киньяминская	АО «Россети Тюмень»	2022	23,1 км
25	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Невская от ВЛ 110 кВ Батово – Чапровская I цепь	АО «Россети Тюмень»	2022	42,008 км
26	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Невская от ВЛ 110 кВ Батово – Чапровская II цепь	АО «Россети Тюмень»	2022	42 км
27	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Соровская – Александрова I, II цепь	АО «Россети Тюмень»	2023	2×9,06 км
28	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Лев от ВЛ 110 кВ Снежная – Западно-Салымская I цепь с отпайкой на ПС Эвихон	ООО «Салым Петролеум Девелопмент»	2023	6,76 км
29	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Лев от ВЛ 110 кВ Снежная – Западно-Салымская II цепь с отпайкой на ПС Эвихон	ООО «Салым Петролеум Девелопмент»	2023	6,25 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
30	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Снежная – Западно-Салымская I, II цепь с отпайками	ООО «Салым Петролеум Девелопмент»	2023	2×27,34 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 трансформатора на ПС 110 кВ Мортымья	АО «Россети Тюмень»	2019	25 МВА
2	110 кВ	Установка ФКУ и БСК на ПП 110 кВ Таврическая	АО «Россети Тюмень»	2019	10 Мвар 2×22 Мвар
3	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Арго	АО «Россети Тюмень»	2019	2×25 МВА
4	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Карьер-69	АО «Россети Тюмень»	2019	2,5 МВА
5	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Агрреко	Абонентская	2020	4×16 МВА
6	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Ореховская	АО «Россети Тюмень»	2020	16 МВА
7	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Петелинская	АО «Россети Тюмень»	2020	40 МВА
8	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Эргинская	АО «Россети Тюмень»	2020	40 МВА
9	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Южно-Ляминская	ПАО «Сургутнефтегаз»	2020	2×25 МВА
10	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Вах	АО «Россети Тюмень»	2021	2×25 МВА
11	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ КНС-1 Варьганского м/р	АО «Россети Тюмень»	2021	16 МВА
12	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ КНС-21	АО «Россети Тюмень»	2021	2×40 МВА
13	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Кузоваткинская	АО «Россети Тюмень»	2021	2×25 МВА
14	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Суворовская	АО «Россети Тюмень»	2021	2×25 МВА
15	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Чапровская	АО «Россети Тюмень»	2021	2×25 МВА
16	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Эргинская с установкой трансформатора	АО «Россети Тюмень»	2021	40 МВА
17	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Тагринская	АО «Россети Тюмень»	2021	25 МВА
18	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Тупсилор	АО «Россети Тюмень»	2022	2×40 МВА
19	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Унтыгейская	ООО «КанБайкал»	2022	2×25 МВА
20	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Невская	АО «Россети Тюмень»	2022	2×25 МВА
21	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Александрова	АО «Россети Тюмень»	2023	2×40 МВА
22	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Лев	ООО «Салым Петролеум Девелопмент»	2023	2×63 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 Ханты-Мансийского автономного округа – Югры отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2019	18.12.2019	-11,4
	19.06.2019	12,4
2020	16.12.2020	-13,3
	17.06.2020	14,1
2021	15.12.2021	-11,2
	16.06.2021	17,2
2022	21.12.2022	-22,9
	15.06.2022	12,2
2023	20.12.2023	-8,9
	21.06.2023	9,6

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

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

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

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

2.2.1.1 АО «Россети Тюмень»

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

Таблица 8 – Фактическая нагрузка 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 Промысловая	110	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	110	25	1978	93	9,23	10,42	14,55	15,02	4,87	14,34	8,88	11,41	12,47	22,65	0
		35			35														
		6			6														
		110	2Т	ТДТН-25000/110/35/6	110	25	1982	90	14,43	14,37	12,93	17,11	10,04	7,49	9,20	15,03	15,71	0,00	
		35			35														
		6			6														
2	ПС 110 кВ Дорожная	110	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	110	25	2013	98	7,35	7,67	13,63	15,05	12,63	7,94	4,48	11,45	13,52	14,75	0
		35			35														
		6			6														
		110	2Т	ТДТН-25000/110/35/6	110	25	1994	95	9,92	8,68	15,22	17,07	17,08	8,65	4,41	6,54	15,49	16,76	
		35			35														
		6			6														
3	ПС 110 кВ Яун-Лор	110	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	110	25	1982	91	18,57	12,11	14,77	13,92	16,32	14,16	8,33	9,32	15,91	8,24	0
		35			35														
		6			6														
		110	2Т	ТДТН-25000/110/35/6	110	25	1982	93	14,88	12,10	13,94	16,59	15,08	14,65	8,05	9,51	13,65	22,96	
		35			35														
		6			6														
4	ПС 110 кВ Элегаз	110	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	110	25	1980	95	13,77	12,81	13,87	22,73	19,22	8,16	5,40	4,93	13,59	17,00	0
		35			35														
		6			6														
		110	2Т	ТДТН-25000/110/35/6	110	25	1987	95	13,31	11,36	13,12	21,32	18,07	8,85	5,08	4,54	13,04	16,07	
		35			35														
		6			6														

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Промысловая	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	1978	93	1,2	1,2	1,15	1,08	1,05	1,0	1,0
		2Т	ТДТН-25000/110/35/6	1982	90	1,2	1,2	1,15	1,08	1,05	1,0	1,0
2	ПС 110 кВ Дорожная	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	2013	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		2Т	ТДТН-25000/110/35/6	1994	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
3	ПС 110 кВ Яун-Лор	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	1982	91	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	1,0	1,0
		2Т	ТДТН-25000/110/35/6	1982	93	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	1,0	1,0
4	ПС 110 кВ Элегаз	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	1980	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	1,0	1,0
		2Т	ТДТН-25000/110/35/6	1987	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	1,0	1,0

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

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{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 Промысловая	2022 / зима	32,13	ПС 110 кВ Промысловая	ООО «РН-Юганск-нефтегаз»	02.11.2023	Т3/23/0010-ДТП	2025	22,04	17,54	35	3,6	39,69	39,69	39,69	39,69	39,69	39,69
						02.11.2023	Т3/23/0011-ДТП	2025	11,26	6,36	6	3,92						

№ 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.	
2	ПС 110 кВ Дорожная	2022 / зима	32,12	ПС 110 кВ Дорожная	ПАО «Сургут-нефтегаз»	05.09.2023	Т7/23/0020-ДТП-876	2025	16,90	12,0	35	4,41	41,14	41,14	41,14	41,14	41,14	41,14	
						05.09.2023	Т7/23/0021-ДТП-874	2025	21,72	16,8	35	4,43							
3	ПС 110 кВ Яун-Лор	2019 / зима	33,45	ПС 110 кВ Яун-Лор	ПАО «Сургут-нефтегаз»	05.09.2023	Т7/23/0022-ДТП-875	2025	18,11	13,2	6, 35	4,42	37,96	37,96	37,96	37,96	37,96	37,96	37,96
4	ПС 110 кВ Элегаз	2023 / зима	37,29 ¹⁾	ПС 110 кВ Элегаз	ПАО «Сургут-нефтегаз»	04.06.2024	Т7/24/0010-ДТП-444	2026	24,13	19,23	6, 35	4,41	37,29	46,28	46,28	46,28	46,28	46,28	46,28
					ПАО «Сургут-нефтегаз»	04.06.2024	Т7/24/0011-ДТП-443	2026	24,13	19,23	6, 35	4,41							

Примечание – ¹⁾ Учтена максимальная загрузка трансформаторов за отчетный зимний контрольный замер 2023 г., т.к. максимальная нагрузка за отчетный зимний контрольный замер 2022 г. была нехарактерной.

ПС 110 кВ Промысловая.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 32,13 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 7 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с данными собственника коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -22,9 °С 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 33,3 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 23,9 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 7,56 МВА).

Согласно информации от АО «Россети Тюмень» в соответствии с ТУ для ТП ООО «РН-Юганскнефтегаз» (договор ТП от 02.11.2023 № ТЗ/23/0010-ДТП и № ТЗ/23/0011-ДТП) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Промысловая с заменой 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый.

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].

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 32,13 + 7,56 + 0 - 0 = 39,69 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом 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 Промысловая, оставшегося в работе после отключения 2Т (1Т), на величину до 32,3 % (без ТП превышение до 7 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Промысловая ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Промысловая расчетный объем ГАО составит 9,69 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 39,69 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 2×25 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Дорожная.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 32,12 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 2,8 % от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с данными собственника коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -22,9 °С 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 38,62 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 28,8 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 9,02 МВА).

Согласно информации от АО «Россети Тюмень» в соответствии с ТУ для ТП ПАО «Сургутнефтегаз» (договор ТП от 05.09.2023 № Т7/23/0020-ДТП-876 и № Т7/23/0021-ДТП-874) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Дорожная с заменой 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 32,12 + 9,02 + 0 - 0 = 41,14 \text{ МВА.}$$

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 1Т (2Т) ПС 110 кВ Дорожная, оставшегося в работе после отключения 2Т (1Т), на величину до 31,6 % (без ТП превышение до 2,8 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Дорожная ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Дорожная расчетный объем ГАО составит 9,89 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 41,14 МВА. Ближайшим большим, стандартным по

номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2×25 МВА на 2×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Яун-Лор.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 33,45 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 12 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с данными собственника коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -11,4 °С 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 18,11 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 13,2 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,51 МВА).

Согласно информации от АО «Россети Тюмень» в соответствии с ТУ для ТП ПАО «Сургутнефтегаз» (договор ТП от 05.09.2023 № Т7/23/0022-ДТП-875) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Яун-Лор с заменой 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 33,45 + 4,51 + 0 - 0 = 37,96 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т (2Т) ПС 110 кВ Яун-Лор, оставшегося в работе после отключения 2Т (1Т), на величину до 57 % (без ТП превышение до 12 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Яун-Лор ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Яун-Лор расчетный объем ГАО составит 7,96 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 37,96 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 2×25 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Элегаз.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 44,05 МВА. Анализ контрольного замера показал, что выявленная нагрузка зафиксирована только в 10:00, в другие часы нагрузка составила от 32,4 МВА до 35,5 МВА, поэтому нагрузка в 10:00 является нехарактерной. В соответствии с этим учтена фактическая максимальная нагрузка в зимний контрольный замер 2023 года, которая составила 37,29 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 25 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с данными собственника коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -8,9 °С составляет 1,1945.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 29,026 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 19,226 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 8,99 МВА).

В соответствии с ТУ для ТП ПАО «Сургутнефтегаз» (договор ТП от 22.03.2024 № Т7/24/0010-ДТП-444 и № Т7/24/0011-ДТП-443) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Элегаз с заменой 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый (перекатка с ПС 110 кВ Ладья двух силовых трансформаторов 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ 2×40 МВА с установкой на ПС 110 кВ Ладья двух силовых трансформаторов 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ 2×25 МВА с ПС 110 кВ Элегаз).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 37,29 + 8,99 + 0 - 0 = 46,28 \text{ МВА.}$$

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 Элегаз, оставшегося в работе после отключения 2Т (1Т), на величину до 55% (без ТП превышение до 25 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Элегаз ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Элегаз расчетный объем ГАО составит 16,42 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 46,28 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

По результатам анализа фактической загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Элегаз для исключения перегрузки одного из трансформаторов при отключении другого рекомендуется замена трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью 40 МВА каждый. С учетом перспективной нагрузки (в соответствии с ТУ для ТП) в 2026 году рекомендуется замена вновь установленных трансформаторов 2×40 МВА на 2×63 МВА. Для исключения поэтапной замены трансформаторов рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т одним этапом 2×25 МВА на 2×63 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2×25 МВА на 2×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

2.2.1.2 АО «ЮРЭСК»

По данным АО «ЮРЭСК» рассмотрены предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанции 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 11 представлены данные контрольного замера за период 2019–2023 годов по рассматриваемой ПС, в таблице 12 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 13 приведена расчетная перспективная нагрузка центра питания.

Таблица 11 – 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	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, 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 Юмас	110	1Т	ТДТН-16000/110/35/10-У1	115	16	2003	92,0	7,75971	9,605	9,44	11,35	11,0247	0,1597	2,9274	3,0331	4,5292	5,4922	2,1
		35			36,5	16													
		10			10,5	16													
		110	2Т	ТДТН-16000/110/35/10-У1	115	16	2003	96,0	7,7112	9,0028	10,02	12,11	11,8017	5,8929	3,8186	3,399	2,6681	3,9771	2,2
		35			36,5	16													
		10			10,5	16													

Таблица 12 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Юмас	1Т	ТДТН-16000/110/35/10-У1	2003	92	1,2	1,2	1,15	1,075	1,0	0,913	0,825
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10-У1	2003	96	1,2	1,2	1,15	1,075	1,0	0,913	0,825

Таблица 13 – 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	$U_{\text{ном}}$ 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 Юмас	2022 / зима	23,46	ПС 110 кВ Юмас	ТУ для ТП менее 670 кВт (122 шт.)			2025	3,111	0,303	0,23–0,4	0,2809	23,76	23,76	23,76	23,76	23,76	23,76

ПС 110 кВ Юмас.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 23,46 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 22 %.

В соответствии с данными собственника коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -22,9 °С составляет 1,2.

При отключении одного из трансформаторов возможен перевод нагрузки в объеме 4,3 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка оставшегося в работе трансформатора при отключении одного из трансформаторов не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 19,16 МВА (99,8 % от $S_{\text{ддн}}$).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,111 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 0,303 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,297 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 23,46 + 0,297 + 0 - 4,3 = 19,46 \text{ МВА.}$$

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 4,3 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т (2Т) ПС 110 кВ Юмас, оставшегося в работе после отключения 2Т (1Т), на величину до 1 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Юмас ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Юмас расчетный объем ГАО составит 0,26 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 19,46 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ЮРЭСК».
Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

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

Предложения от сетевых организаций на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ отсутствуют.

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

Предложения сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, отсутствуют.

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

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

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы

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

В таблице 14 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 14 – Перечень планируемых к вводу потребителей на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры

№ 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	Объекты нефтегазодобычи	ПАО «НК «Роснефть»	0,0	57,0	110	2026	ПС 220 кВ Правдинская
Более 10 МВт							
2	Металлургическое производство	ООО «СМК»	0,0	36,76	110	2025	ПС 110 кВ СМК
3	Объекты нефтегазодобычи	ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	0,0	36,0	110	2024	ПС 220 кВ Когалым
4	Объекты нефтегазодобычи ООО «ЛУКОЙЛ - ЭНЕРГОСЕТИ»	ООО «ЛУКОЙЛ - ЭНЕРГОСЕТИ»	28,5	31,5	6 35	2025	ПС 110 кВ Родник
5	Объекты нефтегазодобычи	ПАО «НК «Роснефть»	0,0	30,0	110	2027	ПС 220 кВ Вектор
6	Объекты нефтегазодобычи Усть-Балыкского месторождения	ПАО «НК «Роснефть»	0,0	10,736 15,011 3,153	35	2025 2026 2028	ПС 110 кВ Радуга (Юганская-2)
7	Объекты нефтегазодобычи Чупальского лицензионного участка	ПАО «НК «Роснефть»	0,0	3,6 11,12 12,28	6 35	2024 2025 2027	ПС 110 кВ Московская (ПС 110 кВ Чупальская-2)
8	Объекты нефтегазодобычи	ПАО «НК «Роснефть»	0,0	26,0	6 35	2025	ПС 110 кВ Север

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
9	Объекты нефтегазодобычи Майского и Среднебалыкского месторождения	ПАО «НК «Роснефть»	13,4	1,56 24,0	6 35	2024 2028	ПС 110 кВ Тупсилор (ПС 110 кВ УПСВ Майского месторождения)
10	Телекоммуникационные услуги	ООО «АТМО-СФЕРА»	0,0	24,0	10	2024	ПС 110 кВ Обская
11	Объекты нефтегазодобычи Унтыгейского месторождения	ООО «Канбайкал»	2,0	23,0	110	2028	ПП 110 кВ Восточный ПП 110 кВ Угутский
12	Объекты нефтегазодобычи Среднеугутского месторождения	ПАО «НК «Роснефть»	15,1	4,0 18,7	6 35	2025 2028	ПС 110 кВ Вишневая (ПС 110 кВ Крымская, ПС 110 кВ Среднеугутская-2)
13	Объекты нефтегазодобычи	ПАО «НК «Роснефть»	0,0	21,0	35	2024	ПС 110 кВ Суворовская (ПС 110 кВ УПСВ-1 Мамонтовского месторождения)
14	Промышленная площадка г. Нягань	АО «УК «Промышленные парки Югры»	0,0	20,0	6	2024	ПС 110 кВ Заречная
15	Телекоммуникационные услуги	ООО «АТМО-СФЕРА»	0,0	20,0	10	2024	ПС 110 кВ Западная
16	Объекты нефтегазодобычи	АО «РН-Няганьнефтегаз»	0,0	18,0	35	2025	ПС 110 кВ Ендырская
17	Объекты нефтегазодобычи Эргинского месторождения	ПАО «НК «Роснефть»	24,8	2,56 1,68 12,3	6 35	2024 2025 2028	ПС 110 кВ Эргинского месторождения

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
18	Телекоммуникационные услуги	ООО «АТМО-СФЕРА»	0,0	14,0	6	2024	ПС 110 кВ ГПП-7
19	Объекты нефтегазодобычи Встречного месторождения	ПАО «НК «Роснефть»	10,58	0,42 11,7	6 35	2024 2028	ПС 110/35/6 кВ Встречного месторождения

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Ханты-Мансийскому автономному округу – Югре на период 2025–2030 годов представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Ханты-Мансийскому автономному округу – Югре

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>Ханты-Мансийский автономный округ – Югра</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	64293	69204	69830	70294	71133	71315	71401
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	4911	626	464	839	182	86
Годовой темп прироста, %	–	7,64	0,90	0,66	1,19	0,26	0,12
Доля потребления электрической энергии Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, %	70,6	71,4	70,7	69,9	69,6	69,4	69,2

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 Ханты-Мансийского автономного округа – Югры прогнозируется на уровне 71401 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,08 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры прогнозируется в 2025 году и составит 4911 млн кВт·ч или 7,64 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2030 году и составит 86 млн кВт·ч или 0,12 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные таблице 14.

Изменение динамики потребления электрической энергии на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и годовые темпы прироста представлены на рисунке 3.



Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии по территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры обусловлена следующими основными факторами:

- увеличением потребления действующими предприятиями по добыче нефти и природного газа;
- ростом потребления населением.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры 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 16.

Таблица 16 – Прогнозный максимум потребления мощности на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов

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>Ханты-Мансийский автономный округ – Югра</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	8708	9361	9322	9381	9508	9492	9494
Потребление мощности на час прохождения максимума энергосистемы, МВт	8656	9265	9226	9284	9410	9394	9396
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	653	-39	59	127	-16	2
Годовой темп прироста, %	–	7,50	-0,42	0,63	1,35	-0,17	0,02
Доля потребления мощности Ханты-Мансийского автономного округа в энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, %	67,8	69,4	68,3	67,8	67,8	67,5	67,4
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	7383	7393	7491	7493	7481	7513	7521

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 в стране и к 2030 году число часов использования максимума прогнозируется на уровне 7401 ч/год.

Максимум потребления мощности Ханты-Мансийского автономного округа – Югры к 2030 году прогнозируется на уровне 9494 МВт Среднегодовой темп прироста составит 1,11 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 653 МВт или 7,50 %; наименьший годовой прирост мощности ожидается в 2026 году и имеет отрицательное значение 39 МВт или 0,42 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется плотным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума к 2030 году прогнозируется на уровне 7521 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.



Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и годовые темпы прироста

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

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, в период 2025–2030 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 67 МВт на ТЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, в 2030 году составит 14280,2 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, представлена в таблице 17. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, представлена на рисунке 5.

Таблица 17 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, МВт

Наименование	2024 г. (оρίζается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	14213,2	14228,2	14248,2	14268,2	14280,2	14280,2	14280,2
ТЭС	14213,2	14228,2	14248,2	14268,2	14280,2	14280,2	14280,2

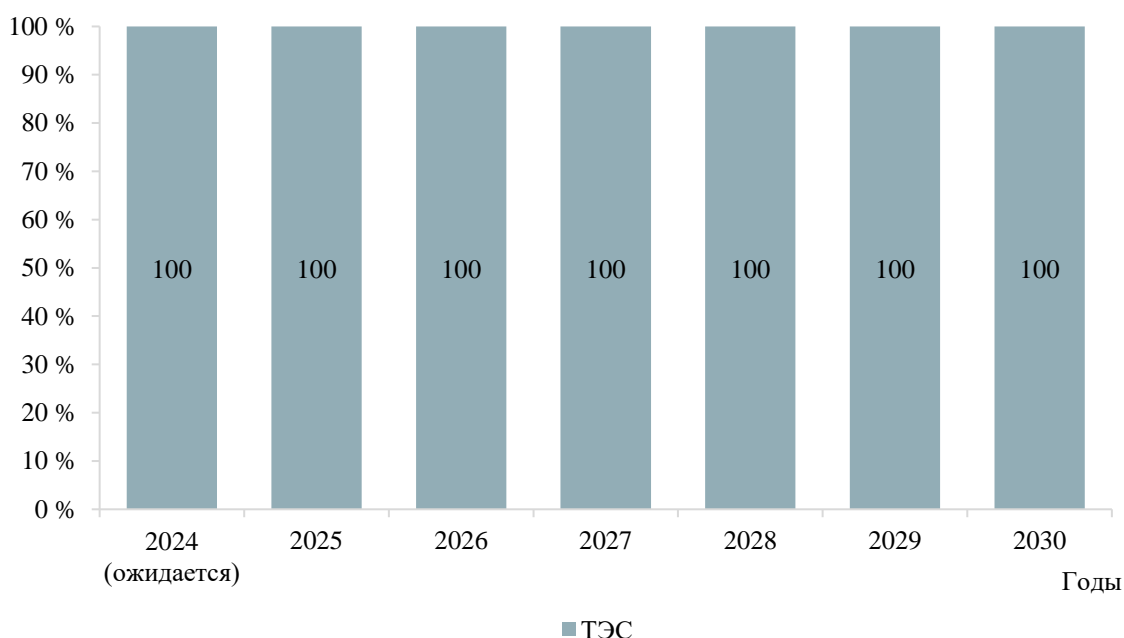


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры

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

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы

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

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры не требуются.

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

В таблице 18 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 Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

Таблица 18 – 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 Ханты-Мансийского автономного округа – Югры

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	Строительство ПС 110 кВ Полос с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»	ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»	–	36
	Строительство ВЛ 110 кВ Когалым – Полос I, II цепь ориентировочной протяженностью 47,834 км		110	км	2×47,834	–	–	–	–	–	–	95,668				
2	Реконструкция ПС 110 кВ Родник с заменой трансформаторов 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «ЛУКОЙЛ – ЭНЕРГОСЕТИ»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «ЛУКОЙЛ – ЭНЕРГОСЕТИ»	ООО «ЛУКОЙЛ – ЭНЕРГОСЕТИ»	28,5	31,5
3	Строительство ПС 110 кВ Брест с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «НК «Роснефть»	110	МВА	–	–	–	2×40	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «НК «Роснефть»	ПАО «НК «Роснефть»	–	30,0
	Строительство двух ВЛ 110 кВ Вектор – Брест ориентировочной протяженностью 28,5 км каждая		110	км	–	–	–	2×28,5	–	–	–	57				
4	Строительство ПС 110 кВ Север с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «НК «Роснефть»	ПАО «НК «Роснефть»	–	26,0
	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Правдинская – Меркурий I, II цепь до ПС 110 кВ Север ориентировочной протяженностью 5,04 км		110	км	–	2×5,04	–	–	–	–	–	10,08				
5	Строительство ПС 110 кВ Московская с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «НК «Роснефть»	ПАО «НК «Роснефть»	–	27,0
	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Чупальская – Кузоваткинская до ПС 110 кВ Московская		110	км	2×2,44 0,33	–	–	–	–	–	–	5,21				
6	Строительство ПС 110 кВ Радуга с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «НК «Роснефть»	ПАО «НК «Роснефть»	–	10,736 15,011 3,153
	Строительство ВЛ 110 кВ СП Лосинка – Радуга I, II цепь ориентировочной протяженностью 25,3 км		110	км	–	2×25,3	–	–	–	–	–	50,6				
7	Реконструкция ПС 220 кВ Болчары с установкой двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 125 МВА каждый и сооружением РУ 110 кВ	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	2×125	–	–	250	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «НК «Роснефть», АО «НК «Конданефть»	ПАО «НК «Роснефть», АО «НК «Конданефть»	–	12,3 7,8 3,4 5,93
	Строительство двух ВЛ 110 кВ от РУ 110 кВ Болчары до точки врезки в ВЛ 110 кВ Батово – Чапровская I, II цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Невская с образованием ВЛ 110 кВ Болчары – Батово I, II цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 65 км каждая	АО «Россети Тюмень»	110	км	–	–	–	–	2×65	–	–	130				

№ 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
	Строительство двух ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Батово до точки врезки в ВЛ 110 кВ Снежная – Фоминская I, II цепь с отпайками с образованием ВЛ 110 кВ Батово – Снежная I, II цепь с отпайкой на ПС Горноправдинская и ВЛ 110 кВ Батово – Фоминская I, II цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Выкатная ориентировочной протяженностью 8,063 км и 9 км		110	км	–	–	–	–	8,063 9	–	–	17,063				
	Реконструкция ВЛ 110 кВ Батово – Фоминская I, II цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Выкатная с заменой провода на участке от ПС 110 кВ Фоминская до отпайки на ПС 110 кВ Выкатная на провод Аску-120 ориентировочной протяженностью 6,141 км		110	км	–	–	–	–	2×6,141	–	–	12,282				
8	Строительство ПС 110 кВ Аметист с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «НК Роснефть»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «НК «Роснефть»	ПАО «НК «Роснефть»	–	57,0
	Строительство ВЛ 110 кВ Правдинская – Аметист I, II цепь ориентировочной протяженностью 17,11 км каждая		110	км	–	–	2×17,11	–	–	–	–	34,22				
	Строительство ПС 110 кВ Водозабор-2 с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый		110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80				
	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Правдинская – Аметист I, II цепь до ПС 110 кВ Водозабор-2 ориентировочной протяженностью 42,35 км каждая		110	км	–	–	2×42,35	–	–	–	–	84,7				
	Реконструкция ПС 220 кВ Правдинская с установкой третьего автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	1×125	–	–	–	–	125				
9	Строительство ПС 110 кВ Чагора с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Салым Петролеум Девелопмент»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Салым Петролеум Девелопмент»	ООО «Салым Петролеум Девелопмент»	126,0	–
	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Снежная – Западно-Салымская I, II цепь с отпайками до ПС 110 кВ Чагора ориентировочной протяженностью 0,196 км и 0,142 км		110	км	0,196 0,142	–	–	–	–	–	–	–				
10	Строительство надстройки 220 кВ на ПП 110 кВ Угутский (ПС 220 кВ Погорелова) с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью 125 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	220	МВА	–	–	–	2×125	–	–	–	250	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «НК «Роснефть», ООО «КанБайкал»	ПАО «НК «Роснефть», ООО «КанБайкал»	–	24 30 3,153 18,7 23 11,7 9,4
	Строительство двух ВЛ 220 кВ Святогор – Погорелова ориентировочной протяженностью 79,937 км каждая		220	км	–	–	–	2×79,937	–	–	–	159,874				

№ 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					
11	Реконструкция ВЛ 220 кВ Луговая – Сотник-1 с заменой провода ориентировочной протяженностью 2,35 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2,35	–	–	–	–	–	2,35	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «РН-Уватнефтегаз»	ООО «РН-Уватнефтегаз»	126	86,9
12	Строительство ПС 110 кВ с трансформатором 110/6 кВ мощностью 10 МВА	НК «Руснефть»	110	МВА	–	10	–	–	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «НК «Руснефть»	ООО «НК «Руснефть»	–	4,9
	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Северный-Варьеган – Таврическая I цепь с отпайками до новой ПС 110 кВ		110	км	–	н/д	–	–	–	–	–	–	н/д				
13	Реконструкция ПС 110 кВ Вандрас с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	–	–	6,3	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	2,52	3,08
14	Строительство ПС 110 кВ СМК с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Россети Тюмень»	АО «Россети Тюмень»	–	36,76
	Строительство двух КЛ 110 кВ от переходного пункта 110 кВ в районе ПС 110 кВ Шукшинская от ВЛ 110 кВ Сургут – Победа I, II цепь с отпайками до ПС 110 кВ СМК ориентировочной протяженностью 0,7 км каждая		110	км	–	2×0,7	–	–	–	–	–	–	–				
15	Реконструкция ПС 110 кВ Промысловая с заменой трансформаторов 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «РН-Юганскнефтегаз»	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	23,9	9,4
16	Реконструкция ПС 110 кВ Дорожная с заменой трансформаторов 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	28,8	9,82
17	Реконструкция ПС 110 кВ Яун-Лор с заменой трансформаторов 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	13,2	4,91
18	Реконструкция ПС 110 кВ Элегаз с заменой трансформаторов 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	38,452	9,8

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

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

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

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 19.

Таблица 19 – 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								Основное назначение
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Промысловая с заменой трансформаторов 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 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 (-ей) ООО «РН-Юганскнефтегаз»
2	Реконструкция ПС 110 кВ Дорожная с заменой трансформаторов 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	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 (-ей) ПАО «Сургутнефтегаз»
3	Реконструкция ПС 110 кВ Яун-Лор с заменой трансформаторов 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 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 (-ей) ПАО «Сургутнефтегаз»
4	Реконструкция ПС 110 кВ Элегаз с заменой трансформаторов 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	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 (-ей) ПАО «Сургутнефтегаз»
5	Реконструкция ПС 110 кВ Юмас с заменой трансформаторов 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ЮРЭСК»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение прогнозных рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

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

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

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, 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) 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;

2) утвержденной приказом Департамента строительства и жилищно-коммунального комплекса Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 14.08.2023 № 45-Пр-35 корректировки инвестиционной программы АО «ЮРЭСК» на 2023–2027 годы;

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

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 Ханты-Мансийского автономного округа – Югры по годам представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (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	613	602	610	827	232	0	0	2885

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

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

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

7.1 Основные подходы

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 [4] 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 [5].

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 21.

Таблица 21 – 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 22.

Таблица 22 – 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 23.

Таблица 23 – 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 24 и на рисунке 6.

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 24 – 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

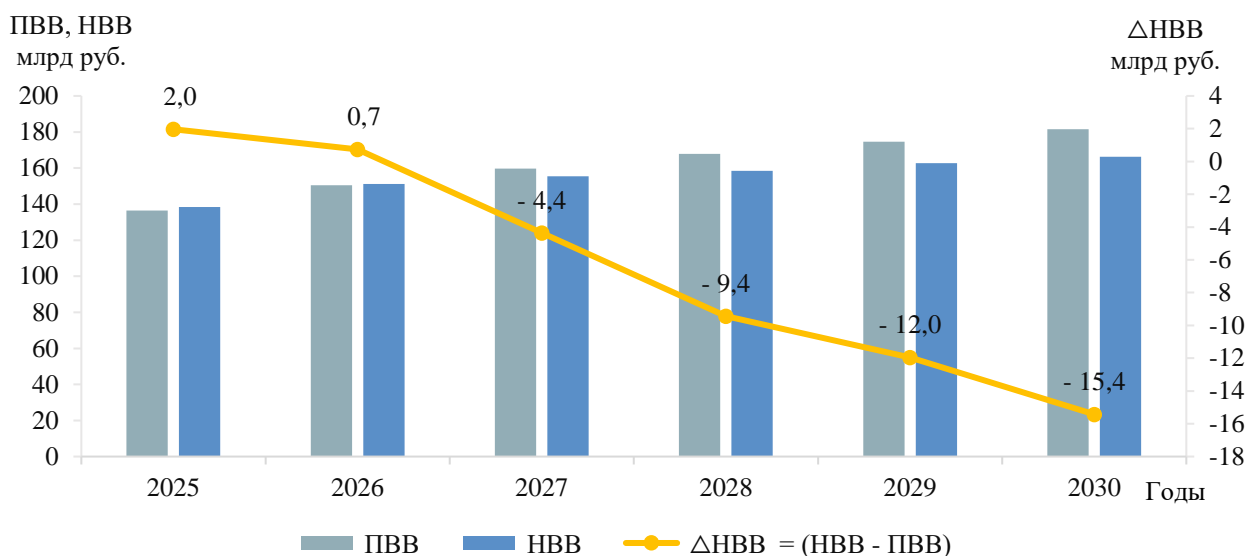


Рисунок 6 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 24, 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 7.

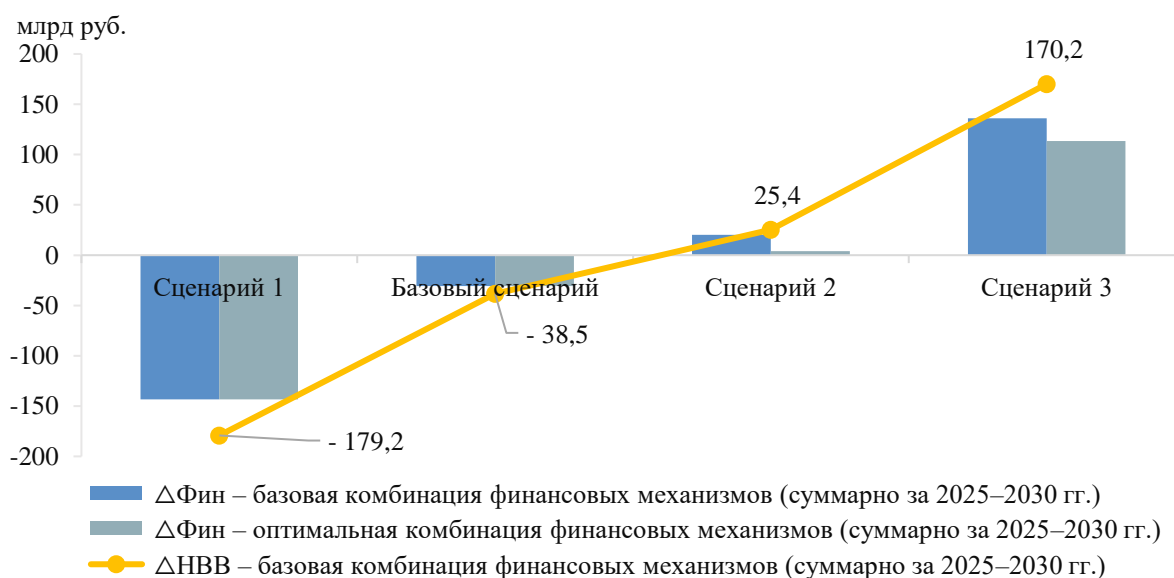


Рисунок 7 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории рассматриваемых субъектов

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 25.

Таблица 25 – 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 7, в прогнозном периоде возможно снижение дефицита финансирования инвестиций во всех рассматриваемых сценариях (таблица 25) 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 Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, 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 Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, 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 Ханты-Мансийского автономного округа – Югры оценивается в 2030 году в объеме 71401 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,08 %.

Максимум потребления мощности Ханты-Мансийского автономного округа – Югры к 2030 году увеличится и составит 9494 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,11 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 7393–7521 ч/год.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, в период 2024–2030 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 67 МВт на ТЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, в 2030 году составит 14280,2 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры 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 660,79 км, трансформаторной мощности 1949,3 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 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).

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

4. 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).

5. 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 Ханты-Мансийского автономного округа – Югры														
Сургутская ГРЭС-1	ПАО «ОГК-2»			Газ										
		1	К-200-130-3		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
		2	К-200-130-3		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
		3	К-200-130-3		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
		4	К-200-130-3		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
		5	К-200-130-3		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
		6	К-200-130-3		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
		7	К-200-130-3		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
		8	К-200-130-3		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
		9	К-200-130-3		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
		10	К-210-130-3		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
		11	К-210-130-3		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
		12	Т-178/210-130		178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	190,0	190,0	190,0	190,0	Модернизация в 2028 г.
		13	К-210-130-3		215,0	215,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	Модернизация в 2025 г.
		14	Т-180/210-130-1		180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	
		15	Т-180/210-130-1		180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	
		16	К-210-130-3	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	3333,0	3333,0	3308,0	3308,0	3308,0	3320,0	3320,0	3320,0		
Сургутская ГРЭС-2	ПАО «Юнипро»			Газ										
		1	К-830-240-5М		830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	
		2	К-810-240-5		810,0	810,0	810,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	Модернизация в 2026 г.
		3	К-810-240-5		810,0	810,0	810,0	810,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	Модернизация в 2027 г.
		4	К-810-240-5		810,0	810,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	Модернизация в 2025 г.
		5	К-810-240-5		810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	
		6	К-810-240-5		810,0	810,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	Модернизация в 2025 г.
		7	ПГУ-400		396,9	412,0	412,0	412,0	412,0	412,0	412,0	412,0	412,0	Перемаркировка 14.04.2024
		8	ПГУ-400	410,2	410,2	410,2	410,2	410,2	410,2	410,2	410,2	410,2		
Установленная мощность, всего		–	–	–	5687,1	5702,2	5742,2	5762,2	5782,2	5782,2	5782,2	5782,2		
Нижневартовская ГРЭС	АО «Нижневартовская ГРЭС»			Газ										
		1	К-800-240-5		800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	
		2	К-800-240-5		800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	
		3	ПГУ	431,0	431,0	431,0	431,0	431,0	431,0	431,0	431,0	431,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	2031,0	2031,0	2031,0	2031,0	2031,0	2031,0	2031,0	2031,0		
ПЭС «Казым»	ПАО «Передвижная энергетика»			Газ										
		1	ДЦ59Л		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ДЦ59Л		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	ДА14Л		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		4	ДЦ59Л		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		5	ДЦ59Л		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		6	ДА14Л	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
Приобская ГТЭС	ООО «РН-Юганскнефтегаз»			Газ									
		1	SGT-800		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
		2	SGT-800		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
		3	SGT-800		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
		4	SGT-800		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
		5	SGT-800		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
		6	SGT-800		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
		7	SGT-800		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	315,0	315,0	315,0	315,0	315,0	315,0	315,0	315,0	
ГТЭС Южно-Приобская	ООО «Газпромнефть-Хантос»			Газ									
		1	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		4	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		5	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		6	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		7	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		8	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	
ГТЭС Западно-Чигоринского месторождения	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	ГТД-6/PM		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	ГТД-6/PM		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
ГТЭС Тромьеганского месторождения	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	ГТД-6/PM		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	ГТД-6/PM		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
ГТЭС Верхненадымского месторождения	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	ГТД-6/PM		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	ГТД-6/PM		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	ГТД-6/PM		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		4	ГТД-6/PM		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	
ГТЭС Конитлорского месторождения	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	Д-30ЭУ-2		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		2	Д-30ЭУ-2		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		3	Д-30ЭУ-2		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		4	Д-30ЭУ-2		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		5	Д-30ЭУ-2		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		6	Д-30ЭУ-2		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
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
ГТЭС Рускинского месторождения	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	ПС-90ГП-1		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ПС-90ГП-1		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–	–
ГТЭС Биттемского месторождения	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	ПС-90ГП-1		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ПС-90ГП-1		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–	–
ГТЭС Лукьявинского месторождения	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	ПС-90ГП-1		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ПС-90ГП-1		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–	–
ГТЭС №1 Лянторского месторождения	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	ПС-90ГП-1		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ПС-90ГП-1		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–	–
ГТЭС №2 Лянторского месторождения	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	ПС-90ГП-1		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ПС-90ГП-1		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–	–
Конитлорская ГТЭС-2	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–	–
ГТЭС Западно-Камынского месторождения	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–	–
ГТЭС Мурьяунского месторождения	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–	–
ГТЭС Юкьяунского месторождения	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–	–

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)
ГТЭС Северо-Лабатьюганского месторождения	ПАО «Сургутнефтегаз»	1	НК-16СТ	Газ	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
		2	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
		–	–		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0		
ГТЭС Рогожниковского месторождения	ПАО «Сургутнефтегаз»	1	НК-16СТ	Газ	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
		2	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
		3	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0		
ГТЭС №2 Рогожниковского месторождения	ПАО «Сургутнефтегаз»	1	НК-16СТ	Газ	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
		2	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
		3	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0		
Северо-Селияровская ГПЭС	ПАО «Сургутнефтегаз»	1	QSV81G	Газ	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4		
		2	QSV81G		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4		
Установленная мощность, всего		–	–	–	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7		
Западно-Сахалинская ГПЭС	ПАО «Сургутнефтегаз»	1	QSV91G	Газ	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		2	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		3	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		4	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2		
Ватлорская ГПЭС	ПАО «Сургутнефтегаз»	1	QSV91G	Газ	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		2	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		3	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		4	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2		
ГПЭС-1 Восточно-Елового месторождения	ПАО «Сургутнефтегаз»	1	JGC 320 GS-S.L	Газ	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0		
		2	JGC 320 GS-S.L		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0		
		3	JGC 320 GS-S.L		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0		
		4	JGC 320 GS-S.L		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0		
		5	JGC 320 GS-S.L		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		6	JGC 320 GS-S.L		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
ГПЭС-2 Восточно-Сургутского месторождения	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	QSV81G		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		2	QSV81G		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		3	QSV81G		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		4	QSV81G		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		5	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	
ГПЭС-3 Яунлорского месторождения	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		2	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		3	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	
Северо-Лабатьюганская ГТЭС-2 (ГТЭС №2 Северо-Лабатьюганского месторождения)	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	
ГТЭС Вачимского месторождения	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	
ГТЭС Восточно-Сургутского месторождения	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	
ГТЭС Федоровского месторождения	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	
Электростанция собственных нужд Приразломная	ООО «РН-Юганскнефтегаз»			Попутный нефтяной газ									
		1	Д-30ЭУ-2		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		2	Д-30ЭУ-2		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		3	Д-30ЭУ-2		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		4	Д-30ЭУ-2		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		5	Д-30ЭУ-2		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
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
ГТЭС Западно-Малобалыкского месторождения	ООО «ЮрскНефть»			Газ									
		1	ОР16-3А		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		2	ОР16-3А		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		3	ОР16-3А		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		4	ОР16-3А		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		5	ОР16-3А		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		6	ОР16-3А		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		7	ОР16-3А		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		8	ОР16-3А		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Установленная мощность, всего		–	–	–	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	
ГПЭС Восточно-Толумского месторождения	ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»			Попутный нефтяной газ									
		1	JGC 320 GS-S.L		1,1								Вывод из эксплуатации 01.07.2024
		2	JGC 320 GS-S.L		1,1								Вывод из эксплуатации 01.07.2024
		3	JGC 320 GS-S.L		1,1								Вывод из эксплуатации 01.07.2024
		4	JGC 320 GS-S.L		1,1								Вывод из эксплуатации 01.07.2024
		5	JGC 320 GS-S.L		1,1								Вывод из эксплуатации 01.07.2024
		6	JGC 320 GS-S.L		1,1								Вывод из эксплуатации 01.07.2024
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,3								
ГПЭС Северо-Даниловского месторождения	ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»			Попутный нефтяной газ									
		1	JGC 620 GS-S.L		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		2	JGC 620 GS-S.L		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		3	JGC 620 GS-S.L		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		4	JGC 620 GS-S.L		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		5	JGC 620 GS-S.L		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		6	JGC 620 GS-S.L		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		7	JGC 620 GS-S.L		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		8	JGC 620 GS-S.L		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		9	JGC 620 GS-S.L		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		10	JGC 620 GS-S.L		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		11	JGC 620 GS-S.L		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		12	JGC 620 GS-S.L		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Установленная мощность, всего		–	–	–	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	
ГТЭС-72 Ватьеганского месторождения	ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»			Попутный нефтяной газ									
		1	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		4	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		5	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		6	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Установленная мощность, всего		–	–	–	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	
ГТЭС Каменного л.у.	ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»			Попутный нефтяной газ									
		1	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		4	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Установленная мощность, всего		–	–	–	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	

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)								
ГТЭС-48 Тевлинско-Русскинского месторождения	ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»			Попутный нефтяной газ									
		1	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		4	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	
ГТЭС-48 Повховского месторождения	ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»			Газ									
		1	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		4	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	
ГТЭС-48 Покачевского м/р	ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»			Газ									
		1	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		4	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	
ГТЭС ДНС-3 на Когалымском месторождении	ЗАО «Лукойл-АИК»			Газ									
		1	Taurus 60		5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	
		2	Taurus 60		5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	
		3	Taurus 60		5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	
Установленная мощность, всего		–	–	–	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	
ГТЭС на ДНС-2 ЦППН Когалымского месторождения	ЗАО «Лукойл-АИК»			Газ									
		1	Taurus 60		5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	
Установленная мощность, всего		–	–	–	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	
ГТЭС Ново-Покурского месторождения	ПАО «СН-МНГ»			Газ									
		1	Taurus60		4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	
		2	Taurus60		4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	
		3	Taurus60		4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	
Установленная мощность, всего		–	–	–	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	
ГТЭС Покамасовского месторождения	ПАО «СН-МНГ»			Газ									
		1	Taurus60		4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	
		2	Taurus60		4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	
Установленная мощность, всего		–	–	–	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	

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 КНС-2	ООО «Газпромнефть-Хантос»			Газ									
		1	JGC 320 GS -S.L. «Jenbacher»		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		2	JGC 320 GS -S.L. «Jenbacher»		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		3	JGC 320 GS -S.L. «Jenbacher»		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		4	JGC 320 GS -S.L. «Jenbacher»		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		5	JGC 320 GS -S.L. «Jenbacher»		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		6	JGC 320 GS -S.L. «Jenbacher»		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		7	JGC 320 GS -S.L. «Jenbacher»		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		8	JGC 320 GS -S.L. «Jenbacher»		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		9	JGC 320 GS -S.L. «Jenbacher»		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		10	JGC 320 GS -S.L. «Jenbacher»		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
Установленная мощность, всего		–	–	–	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5		
ГТЭС Западно-Салымская	ООО «Салым Петролеум Девелопмент»			Газ									
		1	T 130S GS Titan 130		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		2	T 130S GS Titan 130		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		3	T 130S GS Titan 130		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		4	T 130S GS Titan 130		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
Няганская ГРЭС	ПАО «Форвард Энерго»			Газ									
		1	ПГУ		453,2	453,2	453,2	453,2	453,2	453,2	453,2	453,2	
		2	ПГУ		453,1	453,1	453,1	453,1	453,1	453,1	453,1	453,1	
		3	ПГУ		454,7	454,7	454,7	454,7	454,7	454,7	454,7	454,7	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1361,0	1361,0	1361,0	1361,0	1361,0	1361,0	1361,0		
ГТЭС «Каменная»	АО «РН-Няганьнефтегаз»			Газ									
		1	ГТД-8PM		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
		2	ГТД-8PM		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
		3	ГТД-8PM		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
		4	ГТД-8PM		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
		5	ГТД-8PM		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
		6	ГТД-8PM		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
		7	ГТД-8PM		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
		8	ГТД-8PM		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
		9	ГТД-8PM		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
ГПЭС Кирско-Коттынского месторождения	ООО «Башнефть-Добыча»			Попутный газ									
		1	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		2	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		3	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		4	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		5	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		6	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		7	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		8	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
ГПЭС Соровского месторождения	ООО «Соровскнефть»			Попутный газ									
		1	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		2	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		3	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		4	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		5	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		6	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		7	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		8	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		9	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
10	QSV91G	1,5	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	
ГПЭС ДНС-2 Западно-Асомкинского месторождения	ПАО «СН-МНГ»			Газ									
		2	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		3	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		4	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		5	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		6	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		7	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		8	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	
Энергокомплекс на Верхне-Шапшинском месторождении	ООО «РусГазСервис»			Попутный газ									
		1	JGC 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		2	JGC 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		3	JGC 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		4	JGC 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		5	JGC 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		6	JGC 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		7	JGC 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		8	JGC 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		9	JGC 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
10	JGC 420 GS-B01	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4				
Установленная мощность, всего		–	–	–	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	

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)								
Автономная электростанция на Нижне-Шапшинском месторождении	ООО «РусГазСервис»			Попутный газ									
		1	J 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
		2	J 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
		3	J 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
		4	J 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
		5	J 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
		6	J 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
		7	J 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
		8	J 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
		9	J 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
		10	J 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
		11	J 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
		12	J 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
		13	J 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
		14	J 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
		15	J 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
		16	J 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
17	J 420 GS-B01	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4			
Установленная мощность, всего		–	–	–	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	
ГПЭС Омбинского м.р.	ООО «Альянс-Энерджи»			Попутный газ									
		1	G3516SITA		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
		2	G3516SITA		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
		3	G3516SITA		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
		4	G3516SITA		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
		5	G3516SITA		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
		6	G3516SITA		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
		7	G3516SITA		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
		8	G3516SITA		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
		9	G3516SITA		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
		10	G3516SITA		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
		11	G3516SITA		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
12	G3516SITA	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0			
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	
ГПЭС «Хантэк-Южная»	ООО «РусГазСервис»			Газ									
		1	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
		2	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
		3	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
		4	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
		5	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
		6	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
		7	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
		8	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
		9	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
		10	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
		11	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
12	JGC 420 GS-S.L	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4			
Установленная мощность, всего		–	–	–	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	

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 24 МВт на Приразломном месторождении	АО «БерезкаГаз Обь»			Газ										
		1	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		2	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		3	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		4	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		5	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		6	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		7	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		8	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		9	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		10	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		11	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		12	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		13	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		14	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		15	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		16	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		17	JGC 420 GS-S.L	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4		
Установленная мощность, всего		–	–	–	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9		
ГПЭС Аггреко-1	ООО «Аггреко Евразия»			Газ										
		1	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		2	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		3	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		4	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		5	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		6	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		7	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		8	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		9	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		10	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		11	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		12	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		13	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		14	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		15	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		16	QSK60 Gas	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1		
Установленная мощность, всего		–	–	–	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9		

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 Агтреко-2	ООО «Агтреко Евразия»			Газ									
		1	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
		2	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
		3	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
		4	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
		5	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
		6	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
		7	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
		8	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
		9	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
		10	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
		11	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
		12	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
		13	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
		14	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
		15	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
16	QSK60 Gas	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1			
Установленная мощность, всего					-	-	-	-	-	-	-	-	-
					17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	

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 Ханты-Мансийского автономного округа – Югры

№ 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	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра	Реконструкция ПС 110 кВ Промысловая с заменой трансформаторов 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026	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	1503,72	1493,75
2	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра	Реконструкция ПС 110 кВ Дорожная с заменой трансформаторов 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	– 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	587,95	587,95

№ 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
3	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра	Реконструкция ПС 110 кВ Яун-Лор с заменой трансформаторов 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 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	63,49	63,49
4	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра	Реконструкция ПС 110 кВ Элегаз с заменой трансформаторов 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	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	606,09	606,09

№ 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	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра	Реконструкция ПС 110 кВ Юмас с заменой трансформаторов 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ЮРЭСК»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	2024	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	342,91	133,43

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, Министерства 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.