

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2023–2028 ГОДЫ

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

КНИГА 2

ХАНТЫ-МАНСИЙСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ – ЮГРА

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	10
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет.....	11
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет.....	13
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики	17
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	17
2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).....	17
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	17
2.2.2 Предложения по строительству и(или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	21
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	22
2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	22
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше.....	22
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ.....	22
2.3.3 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	22
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы	23
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	23
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	26
3.3	Прогноз потребления электрической мощности	27
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	29
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы	31
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	31
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	31
4.3	Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	36
4.4	Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	36
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети	38
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию	39
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	40
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	41
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации	42

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.....	54
--------------	---	----

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

БСК	–	батарея статических конденсаторов
В	–	выключатель
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПЗ	–	газоперерабатывающий завод
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИП	–	инвестиционный проект
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
МУП	–	муниципальное унитарное предприятие
МЭС	–	магистральные электрические сети
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПАР	–	послеаварийный режим
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
Р	–	разъединитель
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СК	–	синхронный компенсатор
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
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
$S_{\text{ддн}}$	– 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 2023–2028 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 – Югры энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов за период 2017–2021 годов. За отчетный принимается 2021 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 – Югры на каждый год перспективного периода (2023–2028 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций по Ханты-Мансийскому автономному округу – Югры, 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 2028 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше по Ханты-Мансийскому автономному округу – Югры энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов на период до 2028 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение ввода ГАО в электрической сети;

- 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.

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 Федерации – Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и владеющие объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и/или выше:

– филиал ПАО «Россети» – МЭС Урала – предприятие, осуществляющее функции управления ЕНЭС на территории 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 территории Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа;

– ПАО «Сургутнефтегаз»;

– ООО «РН-Юганскнефтегаз»;

– ООО «Газпром энерго»;

– АО «Горэлектросеть»;

– АО «ЮРЭСК»;

– МУП «СРЭС»;

– МП «ХМГЭС»;

– филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Свердловская дирекция по энергообеспечению;

– АО «Варьеганэнергонепфть»;

– ООО «МегионЭнергоНефть»;

– ООО «Сургутские городские электрические сети».

1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов

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., ВЛ 35 кВ – 4 шт., ВЛ 6 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, с указанием максимальной потребляемой мощности за 2021 год приведен в таблице 1.

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

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ООО «РН-Юганскнефтегаз» с учетом нагрузки покрываемой собственной генерацией	1450
ПАО «Сургутнефтегаз» с учетом нагрузки покрываемой собственной генерацией	1320
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» с учетом нагрузки покрываемой собственной генерацией	1097
АО «Самотлорнефтегаз»	867
ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» с учетом нагрузки покрываемой собственной генерацией	399
АО «Транснефть-Сибирь»	181,4
«Нижневартовский ГПЗ» – филиал АО «СибурТюменьГаз»	233
ООО «Газпром трансгаз Сургут» с учетом нагрузки покрываемой собственной генерацией	142,7
«Белозерный ГПЗ» – филиал АО «СибурТюменьГаз»	207
АО «РН-Няганьнефтегаз» с учетом нагрузки покрываемой собственной генерацией	171
ООО «Газпромнефть-Хантос» с учетом нагрузки покрываемой собственной генерацией	142
АО «ННК-Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие» с учетом нагрузки покрываемой собственной генерацией	134
ООО «Салым Петролеум Девелопмент» с учетом нагрузки покрываемой собственной генерацией	113
Более 50 МВт	
«Няганьгазопереработка» – филиал АО «СибурТюменьГаз»	78
«Южно-Балыкский газоперерабатывающий завод» – филиал АО «СибурТюменьГаз»	77
ПАО «ННК-Варьеганнефтегаз» с учетом нагрузки покрываемой собственной генерацией	55
Нижневартовский филиал ПАО НК «РуссНефть» с учетом нагрузки покрываемой собственной генерацией	61
ООО «Газпром трансгаз Югорск» (с учетом собственной генерации)	50
Более 20 МВт	
ООО «КанБайкал» (ООО «ЮрскНефть») с учетом нагрузки покрываемой собственной генерацией	39

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Ханты-Мансийский филиал ПАО НК «РуссНефть» с учетом нагрузки покрываемой собственной генерацией	35
ООО «Газпром переработка» Сургутский ЗСК	35
ООО «ЛУКОЙЛ-АИК» с учетом нагрузки покрываемой собственной генерацией	31

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 01.01.2022 составила 14192,17 МВт на ТЭС.

В структуре генерирующих мощностей, 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 2021 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 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения (присоединение)	
Всего	14170,43	–	14,1	–	35,84	14192,17
ТЭС	14170,43	–	14,1	–	35,84	14192,17

1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет

Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов приведены в таблице 3 и на рисунках 1, 2.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов

Показатель	Год				
	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
<i>Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	94308	92429	93596	86098	89909
Годовой темп прироста, %	0,17	-1,99	1,26	-8,01	4,43
Максимум потребления мощности, МВт	12508	12328	12291	12303	12257
Годовой темп прироста, %	-2,24	-1,44	-0,30	0,10	-0,38
Число часов использования максимума потребления мощности	7540	7497	7615	6998	7335
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (мск), дд.мм/чч:мм	19.01 08:00	25.12 15:00	06.02 08:00	31.01 08:00	30.12 15:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-17,0	-29,1	-35,3	-25,8	-26,5
<i>в том числе Ханты-Мансийский автономный округ – Югра</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	70472	69183	69158	61819	63608
Годовой темп прироста, %	-1,30	-1,83	-0,04	-10,61	2,89
Доля потребления электрической энергии Ханты-Мансийского автономного округа в энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, %	74,7	74,8	73,9	71,8	70,7
Потребление мощности на час максимума ЭЭС, МВт	9101	8900	8927	8884	8481
Годовой темп прироста, %	-2,65	-2,21	0,30	-0,48	-4,54
Доля потребления мощности Ханты-Мансийского автономного округа в энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, %	72,8	72,2	72,6	72,2	69,4
Число часов использования максимума потребления мощности	7743	7773	7747	6958	7500

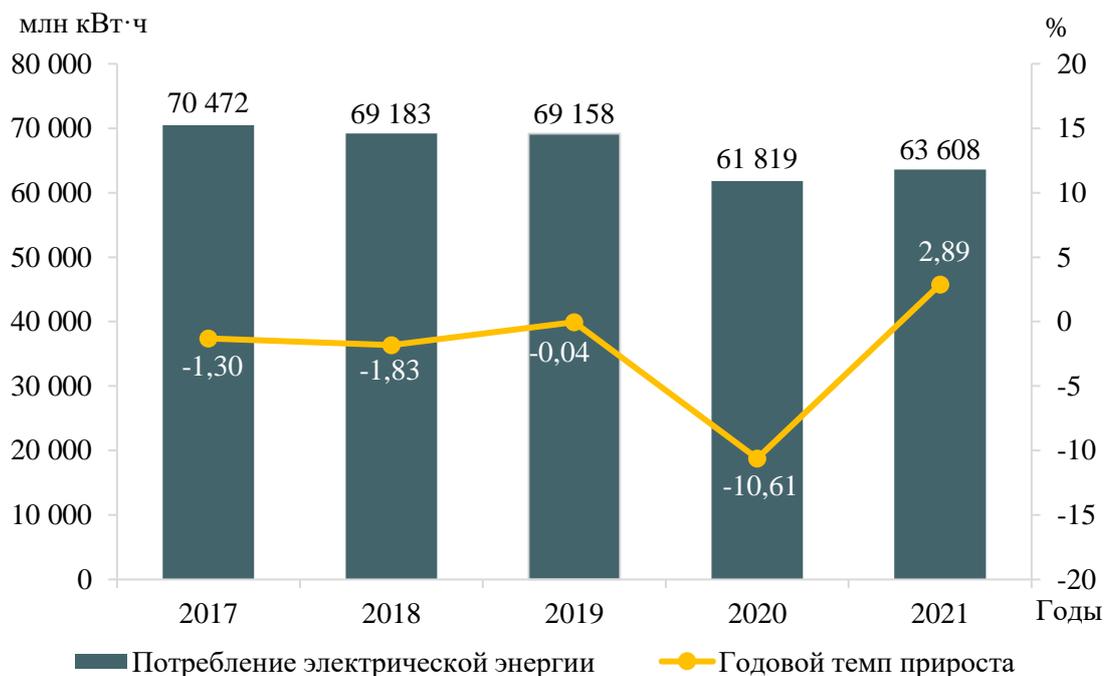


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

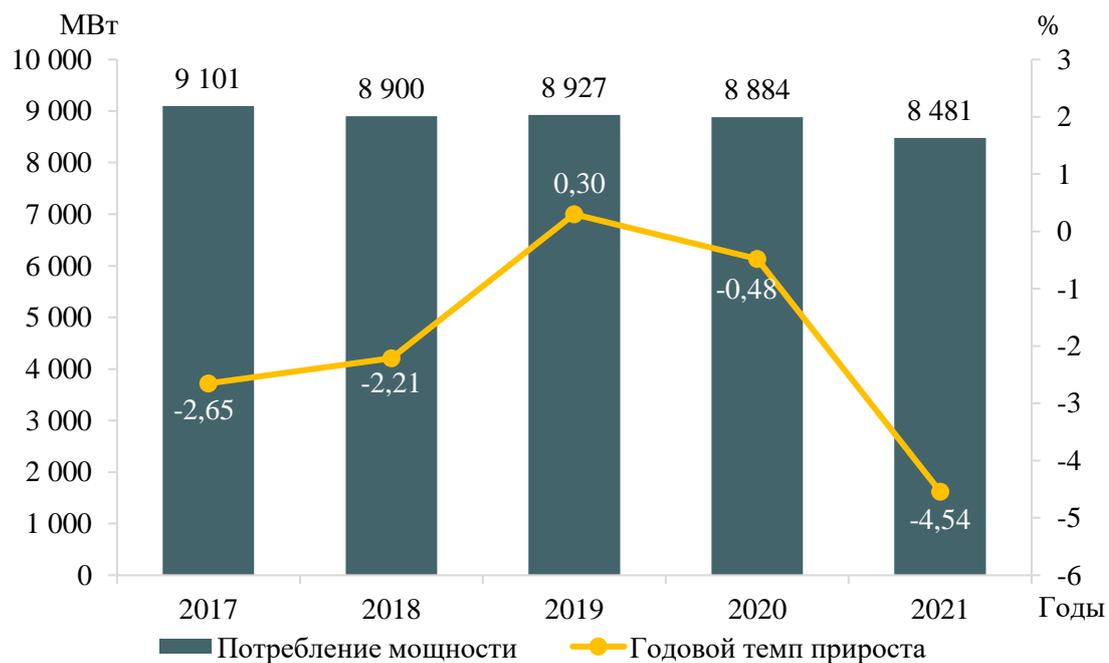


Рисунок 2 – Потребление мощности Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов снизилось на 4242 млн кВт·ч и составило в 2021 году 89909 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста -0,92 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 4,43 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2020 году и составило -8,01 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов снизился на 538 МВт и составил 12257 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности -0,85 %.

Положительный годовой прирост мощности энергосистемы зафиксирован только в 2020 году и составил 0,10 %; наибольшее снижение мощности составило -2,24 % в 2017 году, что было обусловлено значительно более теплой зимой.

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии Ханты-Мансийского автономного округа – Югры снизилось на 7789 млн кВт·ч и составило в 2021 году 63608 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста -2,28 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 2,89 % в 2021 году, наибольшее снижение 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 74,7 % в 2017 году до 70,7 % в 2021 году (или на 4,0 процентных пункта).

За период 2017–2021 годов потребление мощности Ханты-Мансийского автономного округа – Югры снизилось на 868 МВт и составило 8481 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности -1,93 %.

Положительный годовой прирост мощности Ханты-Мансийского автономного округа – Югры зафиксирован только в 2019 году и составил 0,30 %; наибольшее снижение мощности составило -4,54 % в 2021 году.

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 72,8 % до 69,4 % в 2021 году (или на 3,4 процентных пункта).

Режим электропотребления Ханты-Мансийского автономного округа – Югры плотнее режима энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов в среднем на 200 часов (кроме 2020 года), что обусловлено наличием в структуре электропотребления высокой доли промышленных производств с непрерывным и полунепрерывным циклом работы.

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

- введением карантинных мер в 2020 году;
- снижением потребления на нефтеперерабатывающих предприятиях и в сфере добычи полезных ископаемых.

1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры приведен в таблице 4, 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 5.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Приморская от ВЛ 110 кВ Ленинская – Лосинка I цепь с отпайкой на ПС Бекметьевская с образованием ВЛ 110 кВ Ленинская – Лосинка I цепь с отпайками	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	2018	1,35 км
2	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Приморская от ВЛ 110 кВ Ленинская – Лосинка II цепь с отпайкой на ПС Бекметьевская	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	2018	1,35 км
3	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Встречная от ВЛ 110 кВ Средний Балык – Угутский II цепь с отпайкой на ПС КНС-20 с образованием ВЛ 110 кВ Средний Балык – Угутский II цепь с отпайками	АО «Россети Тюмень»	2018	9,94 км
4	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	–
5	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	–
6	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Средний Балык – Арго I цепь	АО «Россети Тюмень»	2019	14,66 км
7	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Средний Балык – Арго II цепь	АО «Россети Тюмень»	2019	14,89 км
8	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Победа – Сайма-1	АО «Россети Тюмень»	2019	4,96 км
9	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Победа – Сайма-2	АО «Россети Тюмень»	2019	4,96 км
10	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Выкатная – Эргинская II цепь	АО «Россети Тюмень»	2020	32,38 км
11	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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
12	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Южно-Ляминская от ВЛ 110 кВ Западно-Камыньская – Селияровская-2	ПАО «Сургутнефтегаз»	2020	0,38 км
13	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Батово – Чапровская I цепь	АО «Россети Тюмень»	2021	19,59 км
14	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Батово – Чапровская II цепь	АО «Россети Тюмень»	2021	19,59 км
15	110 кВ	ВЛ 110 кВ Восточный – Тайга с отпайкой на ПС Киньяминская. 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	–
16	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Выкатная – Эргинская I цепь	АО «Россети Тюмень»	2021	32,49 км
17	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Кинтус – Соровская I цепь	АО «Россети Тюмень»	2021	34,51 км
18	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Кинтус – Соровская II цепь	АО «Россети Тюмень»	2021	34,51 км
19	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
20	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
21	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	–
22	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Чупальская – Кузоваткинская I цепь	АО «Россети Тюмень»	2021	24 км
23	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Чупальская – Кузоваткинская II цепь	АО «Россети Тюмень»	2021	24 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Встречная	АО «Россети Тюмень»	2018	2×40 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Приморская	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	2018	2×40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
3	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Вишневая (Среднеугутская-2)	АО «Россети Тюмень»	2018	2×40 МВА
4	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Мортымья	АО «Россети Тюмень»	2019	25 МВА
5	110 кВ	Установка ФКУ и БСК на ПП 110 кВ Таврическая	АО «Россети Тюмень»	2019	10 Мвар 2×22 Мвар
6	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Арго	АО «Россети Тюмень»	2019	2×25 МВА
7	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Карьер-69	АО «Россети Тюмень»	2019	2,5 МВА
8	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Агреко	Абонентская	2020	4×16 МВА
9	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Ореховская	АО «Россети Тюмень»	2020	16 МВА
10	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Петелинская	АО «Россети Тюмень»	2020	40 МВА
11	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Эргинская	АО «Россети Тюмень»	2020	40 МВА
12	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Южно-Ляминская	ПАО «Сургутнефтегаз»	2020	2×25 МВА
13	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Вах	АО «Россети Тюмень»	2021	2×25 МВА
14	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ КНС-1 Варьёганского м/р	АО «Россети Тюмень»	2021	16 МВА
15	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ КНС-21	АО «Россети Тюмень»	2021	2×40 МВА
16	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Кузоваткинская	АО «Россети Тюмень»	2021	2×25 МВА
17	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Суворовская	АО «Россети Тюмень»	2021	2×25 МВА
18	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Чапровская	АО «Россети Тюмень»	2021	2×25 МВА
19	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Эргинская	АО «Россети Тюмень»	2021	40 МВА
20	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Тагринская	АО «Россети Тюмень»	2021	25 МВА

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

На территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов отсутствуют энергоузлы (энергорайоны), в которых при расчетных условиях прогнозируется недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима.

2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

В соответствии с предложениями территориальных 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 из нормальной схемы с учетом реализации схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

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

Таблица 6 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2017	20.12.2017	-7,4
	21.06.2017	16,1
2018	19.12.2018	-17,7
	20.06.2018	16,1
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

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

– для однотрансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) 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 из взаиморезервируемых трансформаторов на подстанции.

2.2.1.1 АО «ЮРЭСК»

По данным АО «ЮРЭСК» рассмотрены предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 7 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 8 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 7 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

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

Таблица 8 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	ПС 110 кВ Юмас	2022	23,8456	ПС 110 кВ Юмас	ООО Мастер	КНД-1331.19	14.11.2019	2023	0,072	0,0	0,4	0,0072	23,9865	23,9865	23,9865	23,9865	23,9865	23,9865
				ПС 110 кВ Юмас	ООО Мастер	КНД-1332.19	14.11.2019	2023	0,072	0,0	0,4	0,0072						
				ПС 110 кВ Юмас	Физ. лицо	КНД-1396.20	21.09.2020	2023	0,040	0,0	0,4	0,0040						
				ПС 110 кВ Юмас	ИП Кардаков Валерий Петрович	КНД-1488.19	28.01.2020	2023	0,030	0,0	0,4	0,0030						
				ПС 110 кВ Юмас	ООО СК ЛИДЕР	КНД-46.20	03.03.2020	2023	0,040	0,0	0,4	0,0040						
				ПС 110 кВ Юмас	ИП Филоненко Зинаида Васильевна	КНД-532.18	15.06.2018	2023	0,015	0,025	0,4	0,0015						
				ПС 110 кВ Юмас	Физ. лицо	КНД-642.19	02.07.2019	2023	0,01	0,0	0,4	0,001						
				ПС 110 кВ Юмас	ООО ТМГ	КНД-2064.21	31.08.2021	2023	0,066	0,0	0,4	0,0066						
				ПС 110 кВ Юмас	Физ. лицо	КНД-2922.21	14.12.2021	2023	0,020	0,015	0,4	0,0020						
				ПС 110 кВ Юмас	Физ. лицо	КНД-319.22	06.04.2022	2023	0,015	0,0	0,4	0,0015						
				ПС 110 кВ Юмас	Физ. лицо	КНД-798.22	10.06.2022	2023	0,015	0,0	0,4	0,0015						
				ПС 110 кВ Юмас	АО Югра-Экология	КНД-1305.22	10.08.2022	2023	0,15	0,0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Юмас	Физ. лицо	КНД-1311.22	05.08.2022	2023	0,005	0,0	0,4	0,0005						
				ПС 110 кВ Юмас	ООО СК ЛИДЕР	КНД-1356.22	03.10.2022	2023	0,20	0,12	0,4	0,02						
				ПС 110 кВ Юмас	Физ. лицо	КНД-1444.22	30.08.2022	2023	0,015	0,0	0,4	0,0015						
				ПС 110 кВ Юмас	Физ. лицо	КНД-1741.22	26.10.2022	2023	0,015	0,0	0,4	0,0015						
				ПС 110 кВ Юмас	Физ. лицо	КНД-1953.22	06.12.2022	2023	0,04	0,0	0,4	0,004						
				ПС 110 кВ Юмас	ООО Куминский Торговый Дом	КНД-2030.22	12.01.2023	2023	0,010	0,0	0,4	0,0010						
				ПС 110 кВ Юмас	ИП Худякова Марина Викторовна	КНД-2024.22	28.12.2022	2023	0,010	0,0	0,4	0,0010						
				ПС 110 кВ Юмас	Физ. лицо	КНД-21.23	20.01.2023	2023	0,015	0,0	0,4	0,0015						
ПС 110 кВ Юмас	Физ. лицо	КНД-2037.22	29.12.2022	2023	0,002	0,0	0,4	0,0002										
ПС 110 кВ Юмас	Администрация городского поселения Луговой	КНД-283.22	24.03.2022	2023	0,015	0,0	0,4	0,0015										
ПС 110 кВ Юмас	Физ. лицо	КНД-1.23	19.01.2023	2023	0,015	0,0	0,4	0,0015										
ПС 110 кВ Юмас	ИП Сомочкин Дмитрий Алексеевич	КНД-1042.22	30.06.2022	2023	0,015	0,0	0,4	0,0015										
ПС 110 кВ Юмас	Физ. лицо	КНД-2017.22	27.12.2022	2023	0,01	0,0	0,4	0,001										
ПС 110 кВ Юмас	ИП Зотов Александр Иванович	КНД-2028.22	28.12.2022	2023	0,01	0,0	0,4	0,001										

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ПС 110 кВ Юмас	ИП Зотов Александр Иванович	КНД-2027.22	28.12.2022	2023	0,01	0,0	0,4	0,001						
				ПС 110 кВ Юмас	ООО Куминский Торговый Дом	КНД-2026.22	28.12.2022	2023	0,010	0,0	0,4	0,0010						
				ПС 110 кВ Юмас	ООО СК Лидер	КНД-2467.21	26.10.2021	2023	0,3	0,0	0,4	0,03						
				ПС 110 кВ Юмас	БУ Кондинская районная больница	КНД-1813.22	29.11.2022	2023	0,062	0,0	0,4	0,0062						
				ПС 110 кВ Юмас	Физ. лицо	КНД-2008.22	20.12.2022	2023	0,015	0,0	0,4	0,0015						
				ПС 110 кВ Юмас	ИП Мурашова Вера Александровна	КНД-1937.22	30.11.2022	2023	0,01	0,0	0,4	0,001						
				ПС 110 кВ Юмас	ИП Мурашова Вера Александровна	КНД-1938.22	30.11.2022	2023	0,01	0,0	0,4	0,001						

ПС 110 кВ Юмас.

Фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 23,8456 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 124,2 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с данными собственника коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-22,9^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

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

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,339 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,1409 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 19,6865 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 102,5 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

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 на 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].

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 23,8456 + 0,1409 + 0 - 4,3 = 19,6865 \text{ МВА.}$$

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

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 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 от территориальных 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 развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ и выше, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

2.3.3 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, содержащийся в СиПР ЕЭС России [2] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ с учетом их актуализации, приведен в 4.2.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы

3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности

На территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в соответствии с реестром инвестиционных проектов планируется ввод новых производственных мощностей основных потребителей. В таблице 9 приведены данные о планируемых к вводу мощностей крупных потребителей, которые учтены в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

Таблица 9 – Перечень планируемых к вводу потребителей в соответствии с реестром инвестиционных проектов

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 50 МВт							
1	Объекты нефтегазодобычи	ПАО «НК «Роснефть»	0,0	57,0	110	2024	ПС 220 кВ Правдинская
Более 10 МВт							
2	Объекты нефтегазодобычи	ПАО «НК «Роснефть»	0,0	2,0 13,0 24,0	110	2023 2024 2028	ПС 110 кВ Тупсилор (УПСВ Майского месторождения)
3	Объекты нефтегазодобычи	ООО «Лукойл-Западная Сибирь»	0,0	36,0	110	2023	ПС 220 кВ Когалым
4	Объекты нефтегазодобычи	АО «Газпромэнерго»	28,5	31,5	110	2023	ПС 110 кВ Родник
5	Объекты нефтегазодобычи	ПАО «НК «Роснефть»	0,0	30,0	110	2027	ПС 220 кВ Вектор
6	Объекты нефтегазодобычи	ООО «Салым Петролеум Девелопмент»	0,0	30,0	110	2023	ПС 220 кВ Снежная
7	Объекты нефтегазодобычи	АО «Самотлорнефтегаз»	0,0	28,9	110	2025	ПС 220 кВ Мираж
8	Объекты нефтегазодобычи	ПАО «НК «Роснефть»	13,9	15,1 12,3	110	2023 2028	ПС 110 кВ Эргинская
9	Объекты нефтегазодобычи	ПАО «НК «Роснефть»	0,0	27,0	110	2023	ПС 110 кВ Александрова (Соровская-2)
10	Объекты нефтегазодобычи	ПАО «НК «Роснефть»	0,0	25,7 3,153	110	2024 2028	ПС 110 кВ Радуга (Юганская-2)
11	Объекты нефтегазодобычи	ПАО «НК «Роснефть»	0,0	27,0	110	2024	ПС 110 кВ Московская (Чупальская-2)
12	Объекты нефтегазодобычи	ПАО «НК «Роснефть»	0,0	26,0	110	2023	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
13	Объекты нефтегазодобычи	ПАО «НК «Роснефть»	15,1	4,0 18,7	110	2025 2028	ПС 110 кВ Вишневая (Крымская)
14	Объекты нефтегазодобычи	ООО «Канбайкал»	2,0	23,0	110	2028	ПП 110 кВ Восточный ПП 110 кВ Угутский
15	Объекты нефтегазодобычи	ПАО «НК «Роснефть»	0,0	21	110	2024	ПС 110 кВ Суворовская (УПСВ-1 Мамонтовского месторождения)
16	Объекты нефтегазодобычи	ПАО «НК «Роснефть»	7,2	3,8 11,7	110	2023 2028	ПС 110 кВ Встречная
17	ООО «ТРАНССЕРВИС»	ООО «ТРАНССЕРВИС»	0,0	14,7	110	2023	ПС 110 кВ Шукшинская
18	Объекты нефтегазодобычи	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	9,7	11,2	110	2023	ПС 110 кВ Петелинская
19	Объекты нефтегазодобычи	ПАО «НК «Роснефть»	11,0	9,4	110	2028	ПС 110 кВ Арго
20	Объекты нефтегазодобычи	ПАО «НК «Роснефть»	17,9	5,7	110	2023	ПС 110 кВ Соровская
21	Объекты нефтегазодобычи	ПАО «НК «Роснефть»	17,4	5,6	110	2023	ПС 110 кВ Кузоваткинская
22	Объекты нефтегазодобычи	АО «НК Конданефть»	0,5	2,6 7,932	110	2023 2028	ПС 110 кВ Чапровская
23	Объекты нефтегазодобычи	АО «НК Конданефть»	0,0	6 3,4	110	2023 2028	ПС 110 кВ Невская
24	Объекты нефтегазодобычи	АО «НК Конданефть»	0,0	0,6 7,8	110	2024 2028	ПС 110 кВ Невская

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов за период 2023–2028 годов, представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Прогноз потребления электрической энергии на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
<i>Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов</i>						
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	94224	97879	99393	100484	101126	101523
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	3655	1514	1091	642	397
Годовой темп прироста, %	–	3,88	1,55	1,10	0,64	0,39
<i>в том числе Ханты-Мансийский автономный округ – Югра</i>						
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	67540	70297	71238	71996	72274	72468
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	2757	941	758	278	194
Годовой темп прироста, %	–	4,08	1,34	1,06	0,39	0,27

Потребление электрической энергии по энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов прогнозируется на уровне 101523 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,75 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов прогнозируется в 2024 году и составит 3655 млн кВт·ч или 3,88 %, наименьший прирост ожидается в 2028 году и составит 397 млн кВт·ч или 0,39 %.

Потребление электрической энергии на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры прогнозируется на уровне 72468 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,88 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры прогнозируется в 2024 году и составит 2757 млн кВт·ч или 4,08 %, наименьший прирост ожидается в 2028 году и составит 194 млн кВт·ч или 0,27 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенных в таблице 9.

Изменение динамики потребления электрической энергии и годовые темпы прироста на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов представлены на рисунке 3.

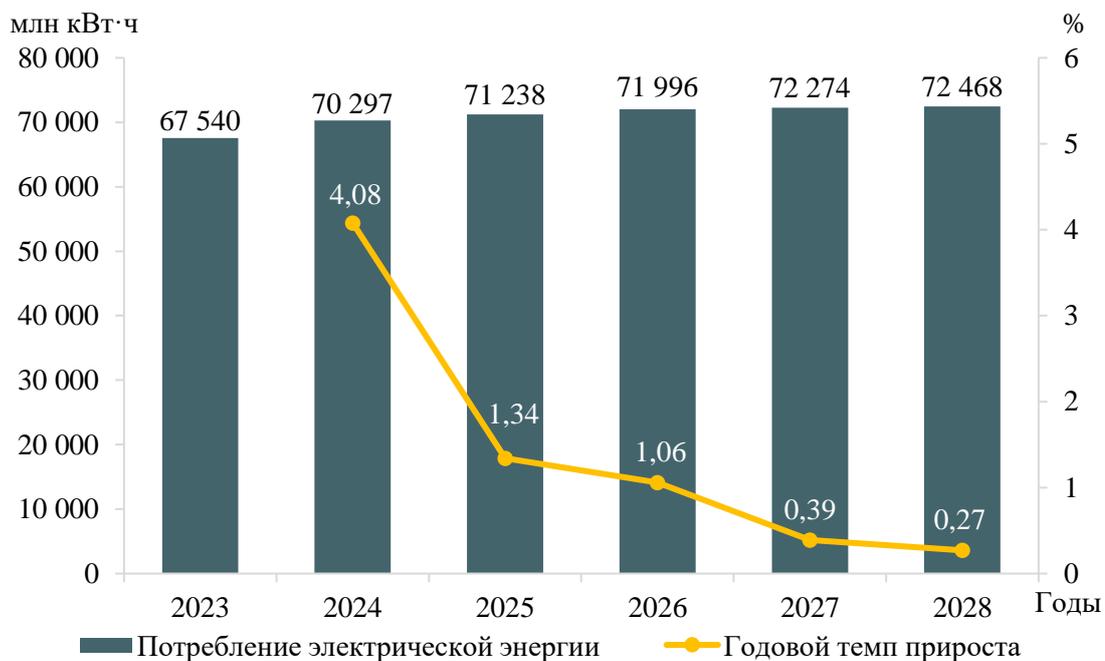


Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов и годовые темпы прироста за период 2023–2028 годов

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов обусловлена следующими основными факторами:

- увеличением потребления за счет развития действующих предприятий по добыче нефти и природного газа;
- ростом потребления в домашних хозяйствах.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов за период 2023–2028 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Прогнозный максимум потребления мощности на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
<i>Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов</i>						
Максимум потребления мощности, МВт	12874	13208	13394	13439	13485	13500
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	334	186	45	46	15
Годовой темп прироста, %	–	2,59	1,41	0,34	0,34	0,11
Число часов использования максимума потребления мощности	7319	7411	7421	7477	7499	7520
<i>в том числе Ханты-Мансийский автономный округ – Югра</i>						
Максимум потребления мощности, МВт	9084	9326	9472	9483	9484	9485
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	242	146	11	1	1
Годовой темп прироста, %	–	2,66	1,57	0,12	0,01	0,01
Число часов использования максимума потребления мощности	7435	7538	7521	7592	7621	7640
Потребление мощности на территории Ханты-Мансийского округа – Югры на час максимума энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, МВт	8968	9214	9360	9372	9374	9375

Максимум потребления мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов к 2028 году прогнозируется на уровне 13500 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,39 %.

Наибольший годовой прирост мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов прогнозируется в 2024 году и составит 334 МВт или 2,59 %; наименьший – 15 МВт или 0,11 % в 2028 году.

Энергосистема является самой плотной по режиму электропотребления в стране и к 2028 году число часов использования максимума прогнозируется на уровне 7520 час/год.

В период 2023–2028 годов на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры прогнозируется рост максимума потребления мощности до значения 9485 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,61 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется 2024 году и составит по 242 МВт или 2,66 %; наименьший – 1 МВт или 0,01 % в последние два года прогнозного периода.

Годовой режим электропотребления на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры плотнее на 120 часов, чем в целом по энергосистеме

Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов и прогнозируется в 2028 году на уровне 7640 час/год.

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

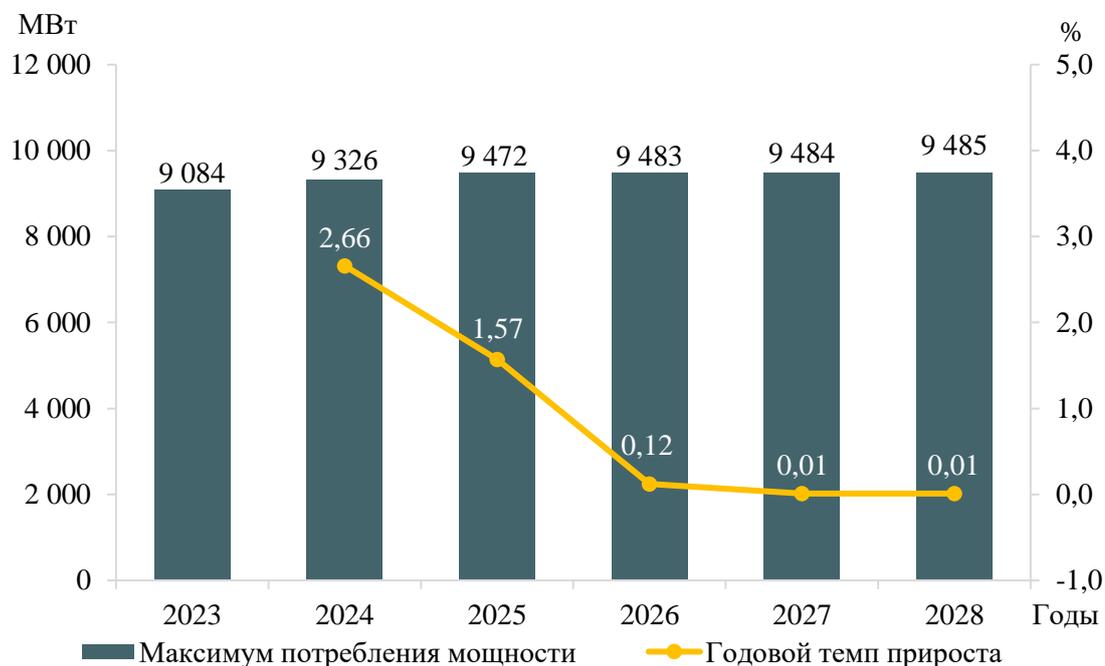


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и годовые темпы прироста за период 2023–2028 годов

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

Прирост мощности на электростанциях, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, в период 2023–2028 годов предусматривается в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 80,1 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, в 2028 году составит 14284,6 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, в период 2023–2028 годов представлена в таблице 12.

Структура установленной мощности по типам электростанций, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 5

Таблица 12 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Всего	14204,5	14204,5	14232,6	14252,6	14272,6	14284,6
ТЭС	14204,5	14204,5	14232,6	14252,6	14272,6	14284,6

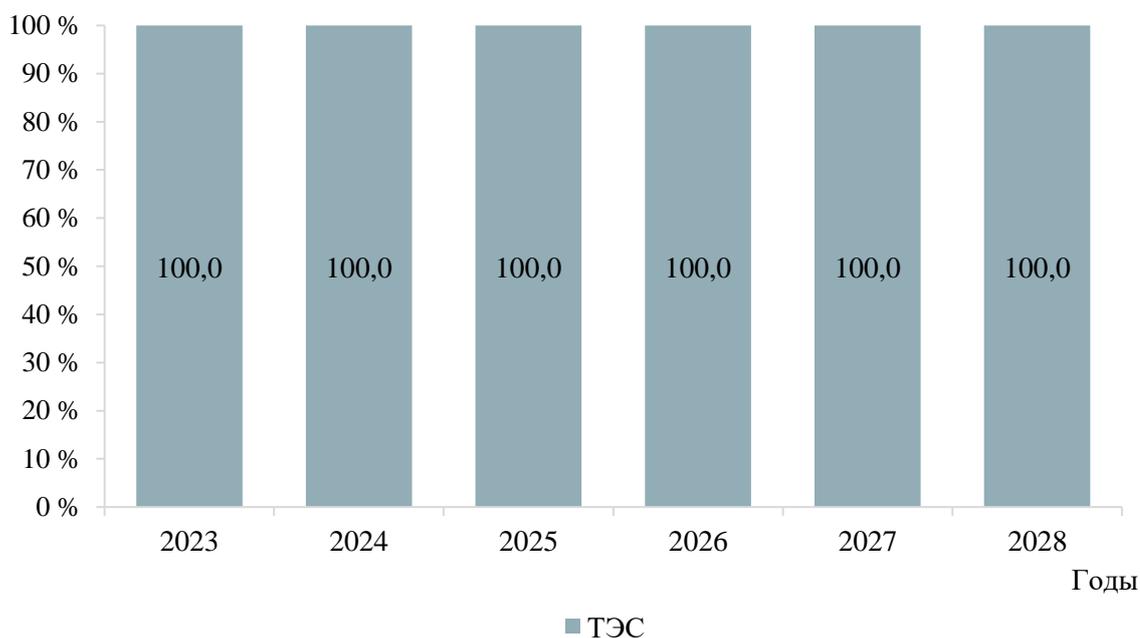


Рисунок 5 – Структура установленной мощности по типам электростанций, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов

Перечень действующих электростанций, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) в период 2023–2028 годов приведены в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 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 существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов 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 13 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 13 – 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	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2023–2028 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Строительство ПС 110 кВ Полус 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 – Полус I, II цепь ориентировочной протяженностью 47,9 км		110	км	2×47,9	–	–	–	–	–	–				
2	Реконструкция ВЛ 110 кВ Когалым – Тевлин I, II цепь с отпайкой на ПС Родник на участке от ПС 220 кВ Когалым до отпайки на ПС 110 кВ Родник с заменой провода АС-150 на провод АС-240 ориентировочной протяженностью 4,4 км	АО «Россети Тюмень»	110	км	2×4,4	–	–	–	–	–	8,8	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»)	ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»	–	31,5
	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	АО «Газпромэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	126				
3	Строительство ПС 110 кВ Восточно-Сургутская-2 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
	Строительство двух ВЛ 110 кВ Вектор – Восточно-Сургутская-2 ориентировочной протяженностью 28,5 км каждая		110	км	–	–	–	–	2×28,5	–	57				
	Строительство ПС 220 кВ в районе ПС 110 кВ Лосинка с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	2×125	–	250				
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Пыть-Ях – ЮБГПЗ на ПС 220 кВ в районе ПС 110 кВ Лосинка ориентировочной протяженностью 8 км каждый		220	км	–	–	–	–	2×8	–	16				
	Строительство двух ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ в районе ПС 110 кВ Лосинка до ПС 110 кВ Лосинка ориентировочной протяженностью 1 км каждая	АО «Россети Тюмень»	110	км	–	–	–	–	2×1	–	2				
4	Реконструкция ВЛ 110 кВ Таврическая – КНС-5 I, II цепь на участке от ПП 110 кВ Таврическая до ПС 110 кВ КНС-1 с заменой провода марки АС-95 на провод АС-150 ориентировочной протяженностью 12,13 км	АО «Россети Тюмень»	110	км	2×12,13	–	–	–	–	–	24,26	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ТПП «Повхнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»)	ТПП «Повхнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»	–	4
5	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
	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Правдинская – Меркурий I, II цепь до ПС 110 кВ Север ориентировочной протяженностью 5,04 км		110	км	2×5,04	–	–	–	–	–	–				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2023–2028 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт		
6	Строительство ПС 110 кВ Соровская-2 (Александрова) 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		
	Строительство двух ВЛ 110 кВ Соровская – Соровская-2 ориентировочной протяженностью 9,056 км каждая		110	км	2×9,056	–	–	–	–	–	–					18,112	
7	Строительство ПС 110 кВ Чупальская-2 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		
	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Чупальская – Кузоваткинская до ПС 110 кВ Чупальская-2		110	км	–	2×2,44 0,33	–	–	–	–	–					5,21	
8	Строительство ПС 110 кВ Юганская-2 в районе Усть-Балыкского месторождения (Береговая) 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»	–	25,7 3,153		
	Строительство ВЛ 110 кВ СП Лосинка – Береговая-2–1,2 ориентировочной протяженностью 25,3 км		110	км	–	2×25,3	–	–	–	–	–					50,6	
9	Строительство надстройки 220 кВ на ПС 110 кВ Батово 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», АО «НК «Конданефть»)	ПАО «НК «Роснефть», АО «НК «Конданефть»	–	12,3 3,4 7,8 7,932	
	Строительство двух ВЛ 220 кВ Демьянская – Батово ориентировочной протяженностью 124,35 км каждая		220	км	–	–	–	–	2×124,3 5	–	–	248,7					
	Строительство шинного моста 110 кВ от надстройки 220 кВ на ПС 110 кВ Батово до ПС 110 кВ Батово		110	км	–	–	–	–	–	2×0,2	–	–					0,4
	Строительство двух ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Батово до точки врезки в ВЛ 110 кВ Снежная – Фоминская 1, 2 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 9 км каждая		110	км	–	–	–	–	–	2×9	–	–					18
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 АС-150 ориентировочной протяженностью 6,26 км	110	км	–	–	–	–	–	2×6,26	–	–	12,52						

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2023–2028 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
10	Строительство ПС 110 кВ Пойковская-2 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
	Строительство двух ВЛ 110 кВ Правдинская – Пойковская-2 ориентировочной протяженностью 19 км каждая		110	км	–	2×19	–	–	–	–	38				
	Строительство ПС 110 кВ Водозабор-2 с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый		110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	80				
	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Правдинская – Пойковская-2 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				
11	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»	–	30
	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Снежная – Западно-Салымская I, II цепь до РУ 110 кВ ПС 110 кВ Чагора ориентировочной протяженностью 0,85 км каждая		110	км	2×0,85	–	–	–	–	–	1,7				
	Строительство ПС 110 кВ Лев с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый		110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	126				
	Строительство отпаяк 110 кВ от ВЛ 110 кВ Снежная – Западно-Салымская I, II цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Эвихон (от отпайки на ПС 110 кВ Эвихон) до ПС 110 кВ Лев ориентировочной протяженностью 6,8 км и 6,25 км		110	км	1×6,8 1×6,25	–	–	–	–	–	13,05				
	Реконструкция ВЛ 110 кВ Снежная – Западно-Салымская I, II цепь с отпайкой на ПС Эвихон с заменой провода на участке от опоры № 1 до опоры № 14 ориентировочной протяженностью 1,636 км и 1,333 км		110	км	1×1,636 1×1,333	–	–	–	–	–	2,969				
	Строительство участка ВЛ 110 кВ от опоры № 14 ВЛ 110 кВ Снежная – Западно-Салымская I, II цепь с отпайкой на ПС Эвихон до опоры № 130 ВЛ 110 кВ Снежная – Западно-Салымская I, II цепь с отпайкой на ПС Эвихон с присоединением к существующей ВЛ 110 кВ Снежная – Западно-Салымская I, II цепь с отпайкой на ПС Эвихон на опорах № 14, № 130 и демонтаж провода существующей ВЛ 110 кВ Снежная – Западно-Салымская I, II цепь с отпайкой на ПС Эвихон в пролете опор № 129–№ 130		110	км	2×27,34	–	–	–	–	–	54,68				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2023–2028 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
12	Строительство ПС 110 кВ в районе КНС-39 с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Самотлорнефтегаз»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Самотлорнефтегаз»)	АО «Самотлорнефтегаз»	–	28,9
	км			–	–	2×16,18	–	–	–	32,36					
13	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»)	ПАО «НК «Роснефть»	35,315	24 30 3,153 18,7 23 11,7 9,4
	км			–	–	–	–	2×79,937	–	159,874					
14	Строительство ПС 110 кВ ЮКМ с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	ООО «Газпромнефть-Хантос»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Газпромнефть-Хантос»)	ООО «Газпромнефть-Хантос»	–	4,9
	км			2×3,271	–	–	–	–	–	6,542					

4.3 Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России [2] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия, отсутствуют.

4.4 Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

На основании проведённого анализа сформирован перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) (таблица 14).

Таблица 14 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2023–2028 гг.	Основное назначение
1	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 рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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 УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [3]).

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

- на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов (опубликован 28.09.2022 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 %).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов в долгосрочной перспективе, 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 на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов оценивается в 2028 году в объеме 72468 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,88 %.

Максимум потребления мощности на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов к 2028 году увеличится и составит 9485 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,61 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 7435–7640 час/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, в период 2023–2028 годов не предусматриваются.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, в 2028 году составит 14284,6 МВт.

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

Всего за период 2023–2028 годов на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 км и выше протяженностью 590,089 км, трансформаторной мощности 1995 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 09.01.2023).

2. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 февраля 2022 г. № 146 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы». – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 28.09.2022).

3. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

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 2028 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	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	
		2	К-200-130-3		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	
		4	К-200-130-3		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	
		6	К-200-130-3		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	
		8	К-200-130-3		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	
		10	К-210-130-3		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	
		12	Т-178/210-130		178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	190,0	Модернизация в 2028 г.
		13	К-210-130-3		215,0	215,0	215,0	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	
		15	Т-180/210-130-1		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		
Установленная мощность, всего		–	–	–	3333,0	3333,0	3333,0	3308,0	3308,0	3308,0	3320,0		
Сургутская ГРЭС-2	ПАО «Юнипро»			Газ									
		1	К-830-240-5М		810,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	Перемаркировка 23.01.2022
		2	К-810-240-5		810,0	810,0	810,0	810,0	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	810,0	830,0	830,0	830,0	Модернизация в 2027 г.
		4	К-810-240-5		810,0	810,0	810,0	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	
		6	К-810-240-5		810,0	810,0	810,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	Модернизация в 2025 г.
		7	ПГУ-400		396,9	396,9	396,9	410,0	410,0	410,0	410,0	410,0	Модернизация в 2025 г.
		8	ПГУ-400	410,2	410,2	410,2	410,2	410,2	410,2	410,2	410,2		
Установленная мощность, всего		–	–	–	5667,1	5687,1	5687,1	5740,2	5760,2	5780,2	5780,2		
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	
		2	К-800-240-5		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		
Установленная мощность, всего		–	–	–	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	
		2	ДЦ59Л		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	
		4	ДЦ59Л		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	
		6	ДА14Л	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		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
Приобская ГТЭС	ООО «РН-Юганскнефтегаз»			Газ								
		1	SGT-800		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	
		3	SGT-800		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	
		5	SGT-800		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	
		7	SGT-800		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	
ГТЭС Южно-Приобская	ООО «Газпромнефть-Хантос»			Газ								
		1	ГТУ-12ПГ-1 (ЭГЭС-12-С)		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ГТУ-12ПГ-1 (ЭГЭС-12-С)		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	ГТУ-12ПГ-1 (ЭГЭС-12-С)		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		4	ГТУ-12ПГ-1 (ЭГЭС-12-С)		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		5	ГТУ-12ПГ-1 (ЭГЭС-12-С)		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		6	ГТУ-12ПГ-1 (ЭГЭС-12-С)		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		7	ГТУ-12ПГ-1 (ЭГЭС-12-С)		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		8	ГТУ-12ПГ-1 (ЭГЭС-12-С)		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	
Западно-Чигоринская ГТЭС (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	
		2	ГТД-6/PM		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	
Тромьеганская ГТЭС (ГТЭС Тромьеганского месторождения)	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ								
		1	ГТД-6/PM		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Верхне-Надымская ГТЭС (ГТЭС Верхненадымского месторождения)	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ								
		1	ГТД-6/PM		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	
		3	ГТД-6/PM		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
Конитлорская ГТЭС-1 (ГТЭС Конитлорского месторождения)	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ								
		1	Д-30ЭУ-2		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	
		3	Д-30ЭУ-2		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	
		5	Д-30ЭУ-2		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
Рускинская ГТЭС (ГТЭС Рускинского месторождения)	ПАО «Сургутнефтегаз»	1	ПС-90ГП-1	Газ								
					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
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–
Биттемская ГТЭС (ГТЭС Биттемского месторождения)	ПАО «Сургутнефтегаз»	1	ПС-90ГП-1	Газ								
					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
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–
Лукьявинская ГТЭС (ГТЭС Лукьявинского месторождения)	ПАО «Сургутнефтегаз»	1	ПС-90ГП-1	Газ								
					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
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–
Лянторская ГТЭС-1 (ГТЭС №1 Лянторского месторождения)	ПАО «Сургутнефтегаз»	1	ПС-90ГП-1	Газ								
					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
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–
Лянторская ГТЭС-2 (ГТЭС №2 Лянторского месторождения)	ПАО «Сургутнефтегаз»	1	ПС-90ГП-1	Газ								
					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
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–
Конитлорская ГТЭС-2	ПАО «Сургутнефтегаз»	1	НК-16СТ	Газ								
					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
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–
Западно-Камынская ГТЭС (ГТЭС Западно-Камынского месторождения)	ПАО «Сургутнефтегаз»	1	НК-16СТ	Газ								
					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
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–
Мурьяунская ГТЭС (ГТЭС Мурьяунского месторождения)	ПАО «Сургутнефтегаз»	1	НК-16СТ	Газ								
					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
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–
Юкьяунская ГТЭС (ГТЭС Юкьяунского месторождения)	ПАО «Сургутнефтегаз»	1	НК-16СТ	Газ								
					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
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
Северо-Лабатьюганская ГТЭС (ГТЭС Северо-Лабатьюганского месторождения)	ПАО «Сургутнефтегаз»	1	НК-16СТ	Газ	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
			НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
			Установленная мощность, всего		–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
Рогожниковская ГТЭС-1 (ГТЭС-1 Рогожниковского месторождения)	ПАО «Сургутнефтегаз»	1	НК-16СТ	Газ	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
			НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
			НК-16СТ		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	
Рогожниковская ГТЭС-2 (ГТЭС№2 Рогожниковского месторождения)	ПАО «Сургутнефтегаз»	1	НК-16СТ	Газ	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
			НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
			НК-16СТ		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	
Северо-Селияровская ГПЭС	ПАО «Сургутнефтегаз»	1	QSV81G	Газ	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	
			Установленная мощность, всего		–	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	
			2		QSV91G	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	
			4		QSV91G	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
Ватлорская ГПЭС	ПАО «Сургутнефтегаз»	1	QSV91G	Газ	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	
			3		QSV91G	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	
			Установленная мощность, всего		–	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	
			2		JGC 320 GS-S.L	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	
			4		JGC 320 GS-S.L	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	
			6		JGC 320 GS-S.L	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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
ГПЭС-2 Восточно-Сургутского месторождения	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ								
		1	QSV81G		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	
		3	QSV81G		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	
		5	QSV91G		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	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	
		2	QSV91G		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	
		4	QSV91G		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		
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	
		2	НК-16СТ		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	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	
		2	НК-16СТ		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	
ГТЭС ДНС-3 Восточно-Сургутского месторождения (ГТЭС Восточно-Сургутского месторождения)	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ								
		1	НК-16СТ		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	
		3	НК-16СТ		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	
ГТЭС Федоровского месторождения	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ								
		1	НК-16СТ		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	
		3	НК-16СТ		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	
Приразломная ГТЭС (ЭСН 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	
		2	Д-30ЭУ-2		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	Д-30ЭУ-2		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	
		6	Д-30ЭУ-2		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	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание		
					Установленная мощность (МВт)									
ГТЭС Западно-Малобалыкского месторождения	ООО «ЮрскНефть»			Газ										
		1	OP16-3A		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8		
		2	OP16-3A		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		3	OP16-3A		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		4	OP16-3A		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		5	OP16-3A		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		6	OP16-3A		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		7	OP16-3A		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		8	OP16-3A		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			
ГПЭС Восточно-Толумского месторождения	ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»			Попутный нефтяной газ										
		1	JGC 320 GS-S.L		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		2	JGC 320 GS-S.L		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		3	JGC 320 GS-S.L		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		4	JGC 320 GS-S.L		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		5	JGC 320 GS-S.L		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		6	JGC 320 GS-S.L		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	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	3,0	
		2	JGC 620 GS-S.L		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		3	JGC 620 GS-S.L		3,0	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	3,0	
		5	JGC 620 GS-S.L		3,0	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	3,0	
		7	JGC 620 GS-S.L		3,0	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	3,0	
		9	JGC 620 GS-S.L		3,0	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	3,0	
		11	JGC 620 GS-S.L		3,0	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			
ГТЭС Ватьеганского месторождения (ГТЭС-72)	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	12,0	
		2	ГТУ-12ПГ-2		12,0	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	12,0	
		4	ГТУ-12ПГ-2		12,0	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	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			
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	12,0	
		2	ГТУ-12ПГ-2		12,0	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	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			

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
ГТЭС Тевлино-Русскинского месторождения (ГТЭС-48)	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	
		2	ГТУ-12ПГ-2		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	
		4	ГТУ-12ПГ-2		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	
ГТЭС Повховского месторождения (ГТЭС-48)	ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»			Газ								
		1	ГТУ-12ПГ-2		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	
		3	ГТУ-12ПГ-2		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	
ГТЭС Покачевского месторождения (ГТЭС-48)	ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»			Газ								
		1	ГТУ-12ПГ-2		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	
		3	ГТУ-12ПГ-2		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	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	
		2	Taurus 60		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	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	
		2	Taurus60		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	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	
		2	Taurus60		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	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	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	
		2	JGC 320 GS -S.L. «Jenbacher»		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	
		4	JGC 320 GS -S.L. «Jenbacher»		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	
		6	JGC 320 GS -S.L. «Jenbacher»		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	
		8	JGC 320 GS -S.L. «Jenbacher»		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	
		10	JGC 320 GS -S.L. «Jenbacher»	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	
		2	T 130S GS Titan 130		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	
		4	T 130S GS Titan 130		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 «Фортум»			Газ								
		1	ПГУ		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	
		3	ПГУ		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	
		2	ГТД-8PM		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	
		4	ГТД-8PM		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	
		6	ГТД-8PM		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	ГТД-8PM		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 турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
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	
		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	
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
Установленная мощность, всего		–	–	–	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 (ГПА)		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
		3	QSV91G (ГПА)		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
		4	QSV91G (ГПА)		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
		5	QSV91G (ГПА)		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
		6	QSV91G (ГПА)		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
		7	QSV91G (ГПА)		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
		8	QSV91G (ГПА)		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
ГПЭС на Верхне-Шапшинском месторождении (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	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)								
ГПЭС на Нижне-Шапшинском месторождении (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		
		2	J 420 GS-B01		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	
		4	J 420 GS-B01		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	
		6	J 420 GS-B01		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	
		8	J 420 GS-B01		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	
		10	J 420 GS-B01		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	
		12	J 420 GS-B01		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	
		14	J 420 GS-B01		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	
		16	J 420 GS-B01		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				
Установленная мощность, всего		–	–	–	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8		
ГПЭС Омбинского месторождения	ООО «Альянс-Энерджи»			Попутный газ									
		1	G3516SITA		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	
		3	G3516SITA		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	
		5	G3516SITA		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	
		7	G3516SITA		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	
		9	G3516SITA		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	
		11	G3516SITA		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		
ГПЭС Энергокомплекса Агреко Евразия	ООО «Агреко Евразия»			Газ									
		1	QSK60G		1,1							Вывод из эксплуатации 30.09.2022	
		2	QSK60G		1,1							Вывод из эксплуатации 01.01.2023	
		3	QSK60G		1,1							Вывод из эксплуатации 01.01.2023	
		4	QSK60G		1,1							Вывод из эксплуатации 01.01.2023	
		5	QSK60G		1,1							Вывод из эксплуатации 01.01.2023	
		7	QSK60G		1,1							Вывод из эксплуатации 01.01.2023	
		8	QSK60G		1,1							Вывод из эксплуатации 30.09.2022	
Установленная мощность, всего		–	–	–	7,7								

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)								
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	
		2	JGC 420 GS-S.L		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	
		4	JGC 420 GS-S.L		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	
		6	JGC 420 GS-S.L		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	
		8	JGC 420 GS-S.L		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	
		10	JGC 420 GS-S.L		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	
		12	JGC 420 GS-S.L		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		
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	
		2	JGC 420 GS-S.L		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	
		4	JGC 420 GS-S.L		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	
		6	JGC 420 GS-S.L		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	
		8	JGC 420 GS-S.L		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	
		10	JGC 420 GS-S.L		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	
		12	JGC 420 GS-S.L		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	
		14	JGC 420 GS-S.L		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	
		16	JGC 420 GS-S.L		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		
Установленная мощность, всего		–	–	–	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9		
ГПЭС Аггреко-1	ООО «Аггреко Евразия»			Газ									
		1	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		2	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		3	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		4	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		5	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		6	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		7	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		8	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		9	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		10	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		11	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		12	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		13	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		14	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		15	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		16	QSK60 Gas Cummins	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		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)								
ГПЭС Аггреко-2	ООО «Аггреко Евразия»			Газ									
		1	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		2	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		3	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		4	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		5	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		6	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		7	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		8	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		9	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		10	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		11	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		12	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		13	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		14	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		15	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		16	QSK60 Gas Cummins	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		

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⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028					2023–2028
1	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	227,46	227,46

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России, то в качестве необходимого указывается первый год среднесрочного периода.

2²⁾ Планируемый год реализации – год среднесрочного периода, определенный с учетом планов и решений по перспективному развитию энергосистемы, строительству, реконструкции, модернизации, техническому перевооружению, вводу в эксплуатацию и выводу из эксплуатации объектов по производству электрической энергии (мощности) и объектов электросетевого хозяйства, учтенных в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами.