

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2024–2029 ГОДЫ

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

КНИГА 3

ЯМАЛО-НЕНЕЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Описание энергосистемы	7
1.1 Основные внешние электрические связи.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей.....	9
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	9
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 (150) кВ и выше в ретроспективном периоде	12
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики.....	15
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	15
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций.....	15
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России.....	15
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	15
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям	21
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы.....	22
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.....	22
3.2 Прогноз потребления электрической энергии	25
3.3 Прогноз потребления электрической мощности	26
3.4 Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	28
4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы.....	30
4.1 Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления	

электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	30
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 Ямало-Ненецкого автономного округа	30
4.3 Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России.....	33
4.4 Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	35
5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	36
6 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	37
7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	38
7.1 Основные подходы.....	38
7.2 Исходные допущения	39
7.2.1 Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	43
7.3 Результаты оценки тарифных последствий	43
7.4 Оценка чувствительности экономических условий	45
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	47
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	48
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	49
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	51

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АПНУ	–	автоматика предотвращения нарушения устойчивости
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПЗ	–	газоперерабатывающий завод
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГТЭС	–	газотурбинная электростанция
ДАР	–	дополнительная автоматическая разгрузка
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КС	–	контролируемое сечение
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МП	–	муниципальное предприятие
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
МУП	–	муниципальное унитарное предприятие
МЭС	–	магистральные электрические сети
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НПС	–	нефтеперекачивающая станция
ОН	–	отключение нагрузки
ПА	–	противоаварийная автоматика
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПГУ	–	парогазовая установка
ПС	–	(электрическая) подстанция
ПЭС	–	приливная электростанция
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
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
Т	–	трансформатор
ТГ	–	турбогенератор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
УВ	–	управляющее воздействие
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)
S	–	полная мощность

ВВЕДЕНИЕ

«Схема и программа развития энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов на 2024–2029 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 Ямало-Ненецкому автономному округу энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов за период 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Тюменской области, по Ханты-Мансийскому и по Ямало-Ненецкому автономным округам на каждый год перспективного периода (2024–2029 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2029 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов на период до 2029 года, в том числе:

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

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

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 трёх субъектов Российской Федерации – Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра и Ямало-Ненецкий автономный округ.

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

– филиал ПАО «Россети» – МЭС Урала – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью 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;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1.1 Основные внешние электрические связи

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

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

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

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

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

– Томской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ): ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт., 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, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа с указанием потребления мощности за отчетный год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
АО «Газпромнефть-ННГ»	374,0
ООО «РН-Пурнефтегаз»	159,0
Более 50 МВт	
Филиал АО «СибурТюменьГаз»-«Губкинский ГПЗ»	78,0
АО «Салехардэнерго»	69,0
Более 10 МВт	
Муравленковский ГПЗ-филиал АО «СибурТюменьГаз»	37,0
ООО «Газпром добыча Уренгой»	35,0
АО «Транснефть-Сибирь»	30,0
ООО «Газпром добыча Ямбург»	29,0
ООО «Харампурнефтегаз»	30,0

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Филиал АО «СибурТюменьГаз»- «Вынгапуровский ГПЗ»	24,0

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 Ямало-Ненецкого автономного округа, на 01.01.2023 составила 1066,7 МВт на ТЭС.

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

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

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

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

Наименование	На 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	1066,7	–	–	–	–	1066,7
ТЭС	1066,7	–	–	–	–	1066,7

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Ямало-Ненецкому автономному округу приведена в таблице 3 и на рисунках 1, 2.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Ямало-Ненецкому автономному округу

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
<i>Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	92429	93596	86098	89909	92850
Годовой темп прироста, %	-1,99	1,26	-8,01	4,43	3,27
Максимум потребления мощности, МВт	12328	12291	12303	12257	12507

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Годовой темп прироста, %	-1,44	-0,30	0,10	-0,37	2,04
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	7497	7615	6998	7335	7424
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	25.12 15:00	06.02 08:00	31.01 08:00	30.12 15:00	30.12 16:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-29,1	-35,3	-25,8	-26,5	-30,3
<i>Ямало-Ненецкий автономный округ</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	9599	9936	9356	9990	9821
Годовой темп прироста, %	-10,81	3,51	-5,84	6,78	-1,69
Доля потребления электрической энергии Ямало-Ненецкого автономного округа в энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, %	10,4	10,6	10,9	11,1	10,6
Потребление мощности (совмещенное) Ямало-Ненецкого автономного округа на час прохождения максимума энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, МВт	1371	1385	1285	1376	1416
Годовой темп прироста, %	-8,29	1,02	-7,22	7,08	2,91
Доля потребления мощности Ямало-Ненецкого автономного округа в энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, %	11,1	11,3	10,4	11,2	11,3
Число часов использования потребления мощности, ч/год	7001	7174	7281	7260	6936

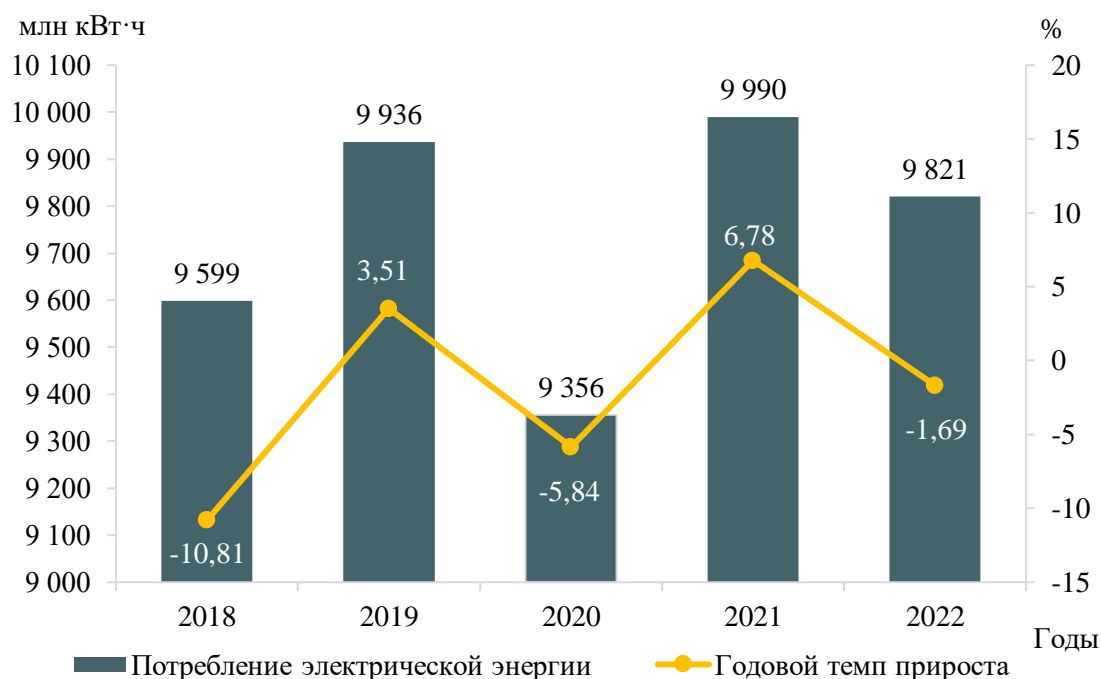


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии по территории Ямало-Ненецкого автономного округа и годовые темпы прироста

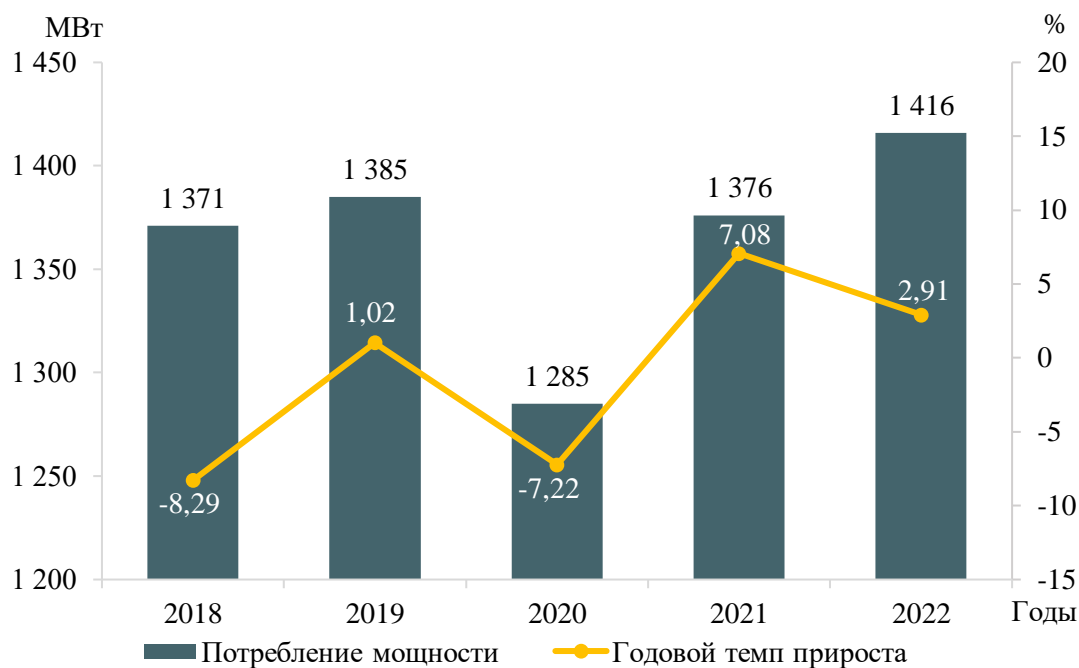


Рисунок 2 – Потребление мощности Ямало-Ненецкого автономного округа и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов снизилось на 1458 млн кВт·ч и составило в 2022 году 92850 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста -0,31 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 4,43 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 8,01 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов снизился на 1 МВт и составил 12507 МВт, что соответствует отрицательному среднегодовому темпу прироста мощности 0,01 %.

Наибольший годовой прирост мощности энергосистемы зафиксирован в 2022 году и составил 2,04 %; наибольшее снижение мощности составило 1,44 % в 2018 году. Наибольшие значения обусловлены большим различием ТНВ в зимний период.

Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов характеризуется самым плотным годовым графиком максимального потребления мощности из всех энергосистем РФ – почти до 7620 ч/год.

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии по территории Ямало-Ненецкого автономного округа снизилось на 941 млн кВт·ч и составило 9821 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста -1,81 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 6,78 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2018 году и составило 10,81 %.

Доля Ямало-Ненецкого автономного округа в потреблении электрической энергии энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-

Ненецкого автономных округов незначительно повысилась с 10,4 % в 2018 году до 10,6 % в 2022 году (или на 0,2 процентных пункта).

За период 2018–2022 годов потребление мощности Ямало-Ненецкого автономного округа снизилось на 79 МВт и составило 1416 МВт. Прирост мощности соответствует отрицательному среднегодовому темпу прироста мощности 1,08 %.

Наибольший годовой прирост мощности Ямало-Ненецкого автономного округа зафиксирован в 2021 году и составил 7,08 %; наибольшее снижение мощности составило 8,29 % в 2018 году.

Доля Ямало-Ненецкого автономного округа в максимальном потреблении мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов за ретроспективный период увеличилась с 11,1 % до 11,3 % в 2022 году (или на 0,2 процентных пункта).

Годовой режим Ямало-Ненецкого автономного округа является менее плотным по сравнению с энергосистемой в целом.

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности Ямало-Ненецкого автономного округа обуславливалась следующими факторами:

- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разнонаправленными тенденциями потребления предприятиями по добыче полезных топливно-энергетических ископаемых.

1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 (150) кВ и выше в ретроспективном периоде

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Ямало-Ненецкого автономного округа приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Ямало-Ненецкого автономного округа 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 ВЛ 110 кВ Исконная – Лимбя-Яха I цепь	АО «Россети Тюмень»	2018	8,34 км
2	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Исконная – Лимбя-Яха II цепь	АО «Россети Тюмень»	2018	9,68 км
3	220 кВ	ВЛ 220 кВ Исконная – Уренгой. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Уренгой II цепь на ПС 220 кВ Исконная с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Исконная – Уренгой и ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Исконная	ПАО «Россети»	2018	2,62 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
4	220 кВ	ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Исконная. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Уренгой II цепь на ПС 220 кВ Исконная с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Исконная – Уренгой и ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Исконная	ПАО «Россети»	2018	2,58 км
5	220 кВ	КВЛ 220 кВ Ермак – Мангазея. Выполнение захода КВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Мангазея №1 на ПС 220 кВ Ермак с образованием двух ЛЭП: КВЛ 220 кВ Ермак – Мангазея и КВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Ермак	ПАО «Россети»	2018	80,37 км
6	220 кВ	КВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Ермак. Выполнение захода КВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Мангазея №1 на ПС 220 кВ Ермак с образованием двух ЛЭП: КВЛ 220 кВ Ермак – Мангазея и КВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Ермак	ПАО «Россети»	2018	80,18 км
7	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Лимбья-Яха – НПС Уренгойская I цепь	АО «Россети Тюмень»	2019	67,71 км
8	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Лимбья-Яха – НПС Уренгойская II цепь	АО «Россети Тюмень»	2019	67,4 км
9	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Северный – ГДН I цепь	АО «Россети Тюмень»	2019	45,29 км
10	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Северный – ГДН II цепь	АО «Россети Тюмень»	2019	48 км
11	220 кВ	Строительство новой КВЛ 220 кВ Ермак – Славянская №1	ПАО «Россети»	2019	141,56 км
12	220 кВ	Строительство новой КВЛ 220 кВ Ермак – Славянская №2	ПАО «Россети»	2019	141,85 км
13	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Роспан от ВЛ 110 кВ Уренгой – Лимбья-Яха II цепь с отпайками	АО «Россети Тюмень»	2021	8,76 км
14	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Роспан от ВЛ 110 кВ Уренгой – Лимбья-Яха I цепь с отпайками	АО «Россети Тюмень»	2022	8,911 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	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Голубика	АО «Россети Тюмень»	2018	25 МВА
2	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Опорная	АО «Россети Тюмень»	2018	2×40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
3	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Ермак	ПАО «Россети»	2018	2×40 МВА 2×125 МВА 2×63 Мвар
4	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Исконная	ПАО «Россети»	2018	125 МВА
5	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ ГДН	АО «Россети Тюмень»	2019	2×40 МВА
6	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ НПС Уренгойская	ПАО «Газпром»	2019	2×40 МВА
7	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ ПСП	ПАО «Газпром»	2019	2×16 МВА
8	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Славянская	ПАО «Россети»	2019	2×25 МВА
9	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Приозерная	АО «Россети Тюмень»	2021	25 МВА
10	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Роспан	АО «Россети Тюмень»	2021	2×10 МВА
11	110 кВ	Установка БСК на ПС 500 кВ Муравленковская	ПАО «Россети»	2021	2×25 Мвар

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

На территории Ямало-Ненецкого автономного округа отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

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

Предложения сетевых организаций по развитию электрических сетей 110 кВ на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, отсутствуют.

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

Строительство ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная ориентировочной протяженностью 191 км.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей Северного энергорайона энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов объединенной энергетической системы Урала (далее – Северный энергорайон) выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) на период 2024–2029 годов.

Электроснабжение Северного энергорайона осуществляется по следующим ВЛ 110–220 кВ:

- ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале;
- ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым;
- ВЛ 110 кВ Сорум – Верхнеказымская.

В состав КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) входят следующие ВЛ:

- ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале;
- ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым.

Замер активной мощности осуществляется на следующих энергообъектах:

- ПС 500 кВ Тарко-Сале;
- ПС 500 кВ Муравленковская.

Положительное направление перетока активной мощности по ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале, при котором осуществляется контроль перетока: от шин 220 кВ ПС 500 кВ Тарко-Сале.

Положительное направление перетока активной мощности по ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым, при котором осуществляется контроль перетока: от шин 220 кВ ПС 500 кВ Муравленковская.

Электроснабжение Ванкорского энергорайона, расположенного на территории объединенной энергетической системы Сибири, осуществляется по КВЛ 220 кВ Мангазея – Ванкор I, II цепь из Северного энергорайона. В Ванкорском энергорайоне расположена Ванкорская ГТЭС установленной мощностью 8×25,8 МВт.

При проведении анализа режимно-балансовой ситуации Северного энергорайона принимались следующие исходные данные:

– прогнозное потребление максимума мощности за КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) принято для периодов зимнего максимума при ТНВ -48 °С, летнего максимума при ТНВ +16 °С, а также для благоприятного периода¹ при ТНВ 0 °С;

– в рассматриваемом энергорайоне весь состав генерирующего оборудования загружен до располагаемой мощности, для периода зимнего максимума располагаемая мощность электростанций принята на декабрь, для периода летнего максимума – на июль, для благоприятного периода – на апрель;

– величина располагаемой мощности Новоуренгойской ГТЭС принята равной нулю. В соответствии с информацией собственника (письмо ООО «Газпром НГХК» от 07.11.2022 № 02/28-02225) консервация ГТЭС с 30.10.2022 по 30.10.2027 (требуется 8 месяцев на расконсервацию/консервацию объекта). В соответствии с информацией, полученной от собственника (письмо ООО «Газпром НГХК» от 02.05.2023 № 02/28-00756), до 2029 года не планируется запуск производственного процесса НГХК;

– значение перетока мощности в Ванкорский энергорайон принято в соответствии с планами по фактическому и планируемому потреблению мощности в период 2024–2029 годов по Ванкорскому кластеру (письмо ООО «РН-Ванкор» от 19.04.2023 № РНВ-12974). Максимальная мощность по КВЛ 220 кВ Мангазея – Ванкор I, II цепь в соответствии с ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» – 126,5 МВт;

– в рамках реализации технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Тюменнефтегаз» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» (ПС 220 кВ Тасу Ява) в 2023 году предусмотрено дополнение алгоритма действием на ОН следующих устройств ПА: АПНУ УГРЭС, АОПО ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале на Уренгойской ГРЭС, АОПО ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым на ПС 500 кВ Муравленковская, в 2024 году запланировано окончание строительства КВЛ 220 кВ Ермак – Исконная, ПС 220 кВ Тасу Ява с установкой на ней БСК-110 установленной мощностью 4×25 Мвар и

¹ В связи с тем, что ВЛ на территории ЯНАО расположены в заболоченной и труднодоступной местности, ремонты данных ВЛ выполняются преимущественно в зимний период при сниженном потреблении (для обеспечения возможности подъезда спецтехники к ЛЭП при промерзшем грунте). Наиболее благоприятный период для проведения ремонтов длится с марта по апрель.

ВЛ 220 кВ Ермак – Тасу Ява I и II цепь, в связи с этим МДП с ПА в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) составит:

1) в 2024 году в нормальной схеме – 580 МВт [МИН (330 + $V_{ув\ аопо}$; 580) – критерий: АДТН ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым в ПАР 2СШ-220 Уренгойской ГРЭС с учетом УВ на ОН от АОПО (подключаемый объем ~ 343 МВт), но не более 20 % P в исходной схеме; НК = 40 МВт];

2) в 2024 году в схеме ремонта одной ВЛ 220 кВ в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) – 358 МВт [не более 20 % P в исходной схеме; НК = 40 МВт].

Основные показатели баланса мощности Северного энергорайона относительно КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) для благоприятного периода при ТНВ 0 °С приведены в таблице 6, для периода зимних максимальных нагрузок при ТНВ -48 °С – в таблице 7, для периода летних максимальных нагрузок при ТНВ +16 °С – в таблице 8. Данные представлены на период 2024–2029 годов.

Таблица 6 – Баланс мощности Северного энергорайона для благоприятного периода, МВт

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление мощности за КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием), в том числе:	694,8	708,7	736,3	757,3	783,2	783,2
Прогнозируемое потребление мощности в Северном энергорайоне	642,9	644,9	651,6	655,7	656,7	656,7
Переток мощности в Ванкорский энергорайон	51,9	63,8	84,7	101,6	126,5	126,5
Располагаемая мощность электростанций Северного энергорайона, в том числе:	794,4	794,4	794,4	794,4	794,4	794,4
Уренгойская ГРЭС (блок 1)	505,7	505,7	505,7	505,7	505,7	505,7
Уренгойская ГРЭС ТГ-1,2	24	24	24	24	24	24
ПЭС «Надым»	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5
ПЭС «Уренгой»	63	63	63	63	63	63
Ямбургская ГТЭС	99	99	99	99	99	99
ГТЭС «Харвутинская», ГТЭС «Песцовая», ГТЭС Юрхаровского НГКМ	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8
Новоуренгойская ГТЭС	0	0	0	0	0	0
Муниципальные электростанции г. Салехарда	53,4	53,4	53,4	53,4	53,4	53,4
Сальдо перетоков мощности Северного энергорайона (при полной загрузке электростанций) («-» – избыток, «+» – дефицит)	-99,6	-85,7	-58,1	-37,1	-11,2	-11,2
Сальдо перетоков мощности Северного энергорайона (с отключенным блоком 1 Уренгойской ГРЭС) («-» – избыток, «+» – дефицит)	406,1	420,0	447,6	468,6	494,5	494,5
МДП с ПА в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием)	580	580	580	580	580	580
Превышение («+») балансовым перетоком МДП с ПА в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) в схеме с отключенным блоком 1 Уренгойской ГРЭС	-173,9	-160	-132,4	-111,4	-85,5	-85,5

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
МДП по одной ВЛ 220 кВ в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) <i>(критерий 20 % по статике)</i>	358	358	358	358	358	358
Превышение («+») балансовым перетоком МДП в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) в схеме ремонта одной из ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале (ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым) и блока 1 Уренгойской ГРЭС	48,1	62	89,6	110,6	136,5	136,5

Таблица 7 – Баланс мощности Северного энергорайона для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление мощности за КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием), в том числе:	853,8	868,7	896,3	917,3	943,2	943,2
Прогнозируемое потребление мощности в Северном энергорайоне	801,9	804,9	811,6	815,7	816,7	816,7
Переток мощности в Ванкорский энергорайон	51,9	63,8	84,7	101,6	126,5	126,5
Располагаемая мощность электростанций Северного энергорайона, в том числе:	799,4	799,4	799,4	799,4	799,4	799,4
Уренгойская ГРЭС (блок 1)	505,7	505,7	505,7	505,7	505,7	505,7
Уренгойская ГРЭС ТГ-1,2	24	24	24	24	24	24
ПЭС «Надым»	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5
ПЭС «Уренгой»	66	66	66	66	66	66
Ямбургская ГТЭС	99	99	99	99	99	99
ГТЭС «Харвутинская», ГТЭС «Песцовая», ГТЭС Юрхаровского НГКМ	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8
Новоуренгойская ГТЭС	0	0	0	0	0	0
Муниципальные электростанции г. Салехарда	53,4	53,4	53,4	53,4	53,4	53,4
Сальдо перетоков мощности Северного энергорайона (при полной загрузке электростанций) <i>(«-» – избыток, «+» – дефицит)</i>	54,4	69,3	96,9	117,9	143,8	143,8
Сальдо перетоков мощности Северного энергорайона (с отключенным блоком 1 Уренгойской ГРЭС) <i>(«-» – избыток, «+» – дефицит)</i>	560,1	575	602,6	623,6	649,5	649,5
МДП с ПА в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием)	580	580	580	580	580	580
Превышение («+») балансовым перетоком МДП с ПА в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) в схеме с отключенным блоком 1 Уренгойской ГРЭС	-19,9	-5	22,6	43,6	69,5	69,5

Таблица 8 – Баланс мощности Северного энергорайона для периода летних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление мощности за КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием), в том числе:	559,8	572,7	601,3	622,3	647,2	647,2

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозируемое потребление мощности в Северном энергорайоне	507,9	508,9	516,6	520,7	520,7	520,7
Переток мощности в Ванкорский энергорайон	51,9	63,8	84,7	101,6	126,5	126,5
Располагаемая мощность электростанций Северного энергорайона, в том числе:	744,5	744,5	744,5	744,5	744,5	744,5
Уренгойская ГРЭС (блок 1)	483	483	483	483	483	483
Уренгойская ГРЭС ТГ-1,2	24	24	24	24	24	24
ПЭС «Надым»	16	16	16	16	16	16
ПЭС «Уренгой»	54	54	54	54	54	54
Ямбургская ГТЭС	90	90	90	90	90	90
ГТЭС «Харвутинская», ГТЭС «Песцовая», ГТЭС Юрхаровского НГКМ	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1
Новоуренгойская ГТЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Муниципальные электростанции г. Салехарда	53,4	53,4	53,4	53,4	53,4	53,4
Сальдо перетоков мощности Северного энергорайона (при полной загрузке электростанций) <i>(«-» – избыток, «+» – дефицит)</i>	-184,7	-171,8	-143,2	-122,2	-97,3	-97,3
Сальдо перетоков мощности Северного энергорайона (с отключенным блоком 1 Уренгойской ГРЭС) <i>(«-» – избыток, «+» – дефицит)</i>	298,3	311,2	339,8	360,8	385,7	385,7
МДП с ПА в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием)	580	580	580	580	580	580
Превышение («+») балансовым перетоком МДП с ПА в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) в схеме с отключенным блоком 1 Уренгойской ГРЭС	-281,7	-268,8	-240,2	-219,2	-194,3	-194,3
МДП по одной ВЛ 220 кВ в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) <i>(критерий ДДТН ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале в схеме с отключенной ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым)</i>	300	300	300	300	300	300
Превышение («+») балансовым перетоком МДП в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) в схеме ремонта одной из ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале (ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым) и блока 1 Уренгойской ГРЭС	-1,7	11,2	39,8	60,8	85,7	85,7
МДП по одной ВЛ 220 кВ в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) <i>(критерий 40 % от потребления СВЭР и ВЭР) Объем ДАР в Ванкорском энергорайоне составляет 60 МВт</i>	296,4	306,2	310,3	312,3	313,1	313,1
Превышение («+») балансовым перетоком МДП в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием), определенного по критерию «последней связи», в схеме ремонта одной из ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале (ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым) и блока 1 Уренгойской ГРЭС	1,9	5,0	29,5	48,5	72,6	72,6

Анализ баланса мощности Северного энергорайона показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности потребителей прогнозируется непокрываемый дефицит мощности, который к 2029 году составит:

– 69,5 МВт в единичной ремонтной схеме, в том числе после нормативного возмущения в нормальной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) в период зимних максимальных нагрузок;

– 136,5 МВт в двойной ремонтной схеме, в том числе после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме), в благоприятный период;

– 85,7 МВт в двойной ремонтной схеме, в том числе после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) в период летних максимальных нагрузок.

В целях исключения прогнозируемого дефицита мощности Северного энергорайона за КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) с 2024 года в двойной ремонтной схеме в благоприятный период, с 2024 года в двойной ремонтной схеме в летний период максимальных нагрузок, а также с 2026 года в единичной ремонтной схеме в период зимних максимальных нагрузок требуется разработка технических решений.

В качестве технических решений рассмотрены следующие варианты:

– увеличение пропускной способности электрической сети в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) со строительством ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная;

– строительство объектов генерации за КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) в объеме не менее 136,5 МВт (целесообразным является установка ПГУ на Уренгойской ГРЭС).

Укрупненная стоимость сооружения ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная ориентировочной протяженностью 191 км, включая реконструкцию РУ-220 кВ ПС 220 кВ Арсенал с изменением схемы 220-5Н на схему 220-9 и расширение РУ-220 кВ ПС 220 кВ Исконная на одну ячейку для подключения ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная, составит 5,2 млрд руб. без НДС в ценах 4 кв. 2023 года.

Укрупненная стоимость установки ПГУ на Уренгойской ГРЭС, установленной электрической мощностью не менее 136,5 МВт, составит 17,91 млрд руб. без НДС в ценах 4 кв. 2023 года, что в 3 раза больше, чем стоимость строительства ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная.

С учетом вышеизложенного наиболее целесообразным является строительство ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2024 год.

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы

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

В таблице 9 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 9 – Перечень планируемых к вводу потребителей на территории Ямало-Ненецкого автономного округа

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
1	Строительство ПС 220 кВ Тасу Ява с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый	АО «Тюменнефтегаз»	0,0	120,0	220	2024	ПС 220 кВ Ермак
Более 50 МВт							
2	Строительство ПС 110 кВ Северо-Комсомольская с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «СКН»	0,0	60,0	110	2023	ПС 220 кВ Арсенал
3	Строительство ПС 110 кВ Русская с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	АО «Тюменнефтегаз»	0,0	60,0	110	2024	ПС 220 кВ Ермак
Более 10 МВт							
4	Строительство ПС 110 кВ Шакуровская с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	НО «Фонда жилищного строительства Ямало-Ненецкого Автономного округа»	0,0	31,33	6	2023	ПС 110 кВ Шакуровская (к ПС 220 кВ Салехард)
5	Электроснабжение автономной системы Заполярного НГКМ и поселка Новозаполярный	ООО «Газпром Добыча Ямбург»	0,0	22,54	110	2024	ПС 220 кВ Ермак

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
6	Строительство ПС 110 кВ ПСП Заполярное с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Тюменнефтегаз»	0,0	14,0	110	2023	ПС 220 кВ Ермак

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Ямало-Ненецкому автономному округу на период 2024–2029 годов представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Ямало-Ненецкому автономному округу

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
<i>Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	93837	94988	97444	99744	101323	103114	105244
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	1151	2456	2300	1579	1791	2130
Годовой темп прироста, %	–	1,23	2,59	2,36	1,58	1,77	2,07
<i>Ямало-Ненецкий автономный округ</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	10030	10456	11125	11991	12618	13044	13385
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	426	669	866	627	426	341
Годовой темп прироста, %	–	4,25	6,40	7,78	5,23	3,38	2,61
Доля потребления электрической энергии Ямало-Ненецкого автономного округа в энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, %	10,7	11,0	11,4	12,0	12,5	12,7	12,7

Потребление электрической энергии по энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов прогнозируется на уровне 105244 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,81 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов прогнозируется в 2025 году и составит 2456 млн кВт·ч или 2,59 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2024 году и составит 1151 млн кВт·ч или 1,23 %.

Потребление электрической энергии по территории Ямало-Ненецкого автономного округа прогнозируется на уровне 13385 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 4,52 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии Ямало-Ненецкого автономного округа прогнозируется в 2026 году и составит 866 млн кВт·ч или 7,78 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 341 млн кВт·ч или 2,61 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории Ямало-Ненецкого автономного округа учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные таблице 9.

Изменение динамики потребления электрической энергии Ямало-Ненецкого автономного округа и годовые темпы прироста представлены на рисунке 3.



Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии по территории Ямало-Ненецкого автономного округа и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии по территории Ямало-Ненецкого автономного округа обусловлена следующими основными факторами:

– развитием действующих и вводом новых предприятий по добыче нефти и природного газа.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности на территории Ямало-Ненецкого автономного округа энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Ямало-Ненецкому автономному округу

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
<i>Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	12874	13012	13260	13510	13647	13837	14078
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	138	248	250	137	190	241
Годовой темп прироста, %	–	1,07	1,91	1,89	1,01	1,39	1,74
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	7289	7300	7349	7383	7425	7452	7476
<i>Ямало-Ненецкий автономный округ</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	1489	1599	1666	1780	1848	1855	1895
Потребление мощности на час прохождения максимума энергосистемы, МВт	1401	1503	1566	1673	1737	1744	1781
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	110	67	114	68	7	40
Годовой темп прироста, %	–	7,39	4,19	6,84	3,82	0,38	2,16
Доля потребления мощности Ямало-Ненецкого автономного округа в энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, %	10,9	11,6	11,8	12,4	12,7	12,6	12,7
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6736	6539	6678	6737	6828	7032	7063

Максимум потребления мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов к 2029 году прогнозируется на уровне 14078 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,71 %.

Наибольший годовой прирост мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов прогнозируется в 2026 году и составит 250 МВт или 1,89 %; наименьший годовой прирост мощности ожидается в 2027 году и составит 137 МВт или 1,01 %.

Энергосистема является самой плотной по годовому режиму электропотребления в стране и к 2029 году число часов использования максимума прогнозируется на уровне 7476 ч/год.

В период 2024–2029 годов по Ямало-Ненецкому автономному округу прогнозируется рост максимума потребления мощности до значения 1895 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста 4,08 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 114 МВт или 6,84 %, что обусловлено вводом объектов по добыче нефти и газа; наименьший прирост мощности составит 7 МВт или 0,38 % в 2028 году.

Годовой режим потребления электрической энергии по Ямало-Ненецкому автономному округу менее плотный, чем в целом по энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов. Число часов использования максимума прогнозируется в 2029 году на уровне 7063 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности Ямало-Ненецкого автономного округа и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.

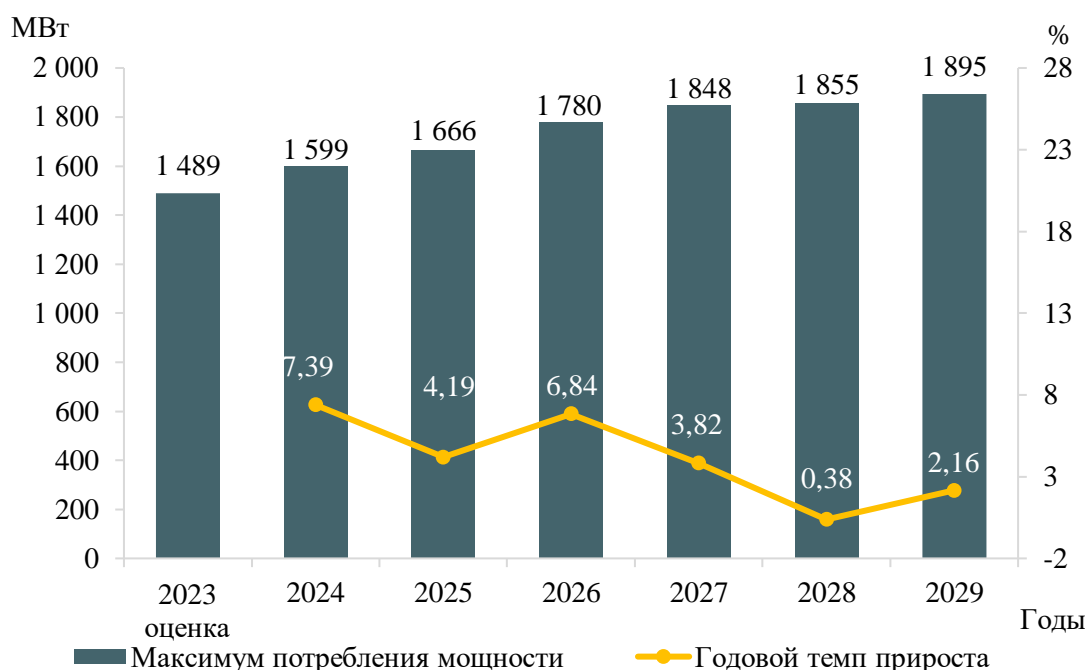


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности Ямало-Ненецкого автономного округа и годовые темпы прироста

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

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, в период 2024–2029 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, в 2029 году сохранится на уровне отчетного года и составит 1066,7 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на

территории Ямало-Ненецкого автономного округа, не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, представлена в таблице 12. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, представлена на рисунке 5.

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

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Всего	1066,7	1066,7	1066,7	1066,7	1066,7	1066,7	1066,7
ТЭС	1066,7	1066,7	1066,7	1066,7	1066,7	1066,7	1066,7

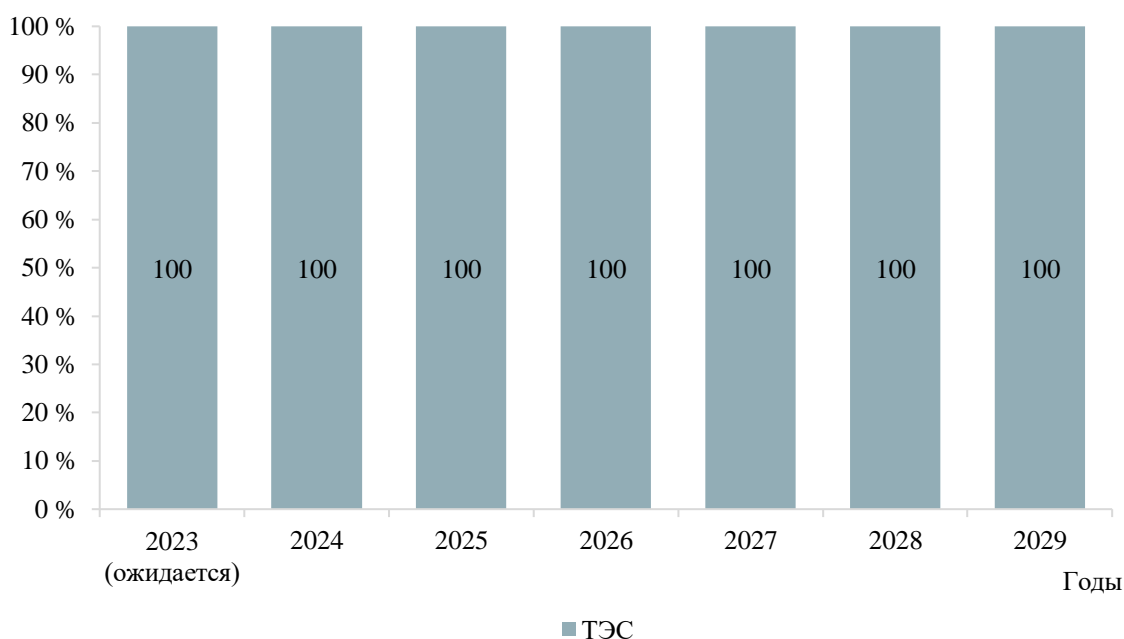


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа

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

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 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 ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Ямало-Ненецкого автономного округа 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 Ямало-Ненецкого автономного округа

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 Ямало-Ненецкого автономного округа.

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 Ямало-Ненецкого автономного округа

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
1	Строительство ПС 110 кВ Шакуровская с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя НО «Фонд жилищного строительства ЯНАО»	НО «Фонд жилищного строительства ЯНАО»	–	31,3303	
	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Салехард – Северное Сияние-1, 2 цепь до ПС 110 кВ Шакуровская ориентировочной протяженностью 0,225 км и 0,26 км		110	км	1×0,225 1×0,26	–	–	–	–	–	–	–					0,485
2	Строительство ПС 220 кВ Ярудей с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	220	МВА	–	–	–	–	2×6,3	–	–	12,6	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СШХ»	ООО «СШХ»	–	5,85	
	Строительство отпаяк от ВЛ 220 кВ Надым – Салехард-№1, №2 до ПС 220 кВ Ярудей ориентировочной протяженностью 0,3 км каждая		220	км	–	–	–	–	2×0,3	–	–	–					0,6
3	Строительство ПС 220 кВ Ныда с двумя трансформаторами 220/35 кВ мощностью 10 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	2×10	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	7,1	
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой на ПС 220 кВ Ныда ориентировочной протяженностью 2,73 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	2×2,73	–	–	–	–	–	5,46					
4	Строительство ПС 110 кВ ПСП Заполярное с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Тюменнефтегаз»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Тюменнефтегаз»	АО «Тюменнефтегаз»	–	14	
	Строительство двух КВЛ 110 кВ Ермак – ПСП Заполярное ориентировочной протяженностью 2,21 км и 2,15 км		110	км	1×2,21 1×2,15	–	–	–	–	–	–	–					4,36
5	Строительство ПС 110 кВ Русская с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	АО «Тюменнефтегаз»	110	МВА	–	2×80	–	–	–	–	–	160	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Тюменнефтегаз»	АО «Тюменнефтегаз»	–	60	
	Строительство двух КВЛ 110 кВ Ермак – Русская (в габаритах 220 кВ) ориентировочной протяженностью 68,697 км каждая		110	км	–	2×68,697	–	–	–	–	–	–					137,4
6	Строительство КВЛ 220 кВ Ермак – Исконная ориентировочной протяженностью 134,4 км	АО «Тюменнефтегаз»	220	км	–	134,4	–	–	–	–	–	134,4	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Тюменнефтегаз»	АО «Тюменнефтегаз»	–	120	
	Строительство ПС 220 кВ Тасу Ява с двумя автотрансформаторами 220/110/35 кВ мощностью 250 МВА каждый		220	МВА	–	2×250	–	–	–	–	–	–					500
	Строительство двух КВЛ 220 кВ Ермак – Тасу Ява ориентировочной протяженностью 69,655 км каждая (перевод двух КВЛ 110 кВ Ермак – Русская на напряжение 220 кВ с образованием двухцепной КВЛ 220 кВ Ермак – Тасу Ява)		220	км	–	2×69,655	–	–	–	–	–	–					139,31

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
	Строительство двух КВЛ 110 кВ Тасу Ява – Русская ориентировочной протяженностью 0,906 км каждая		110	км	–	2×0,906	–	–	–	–	–	1,812				
7	Строительство ПС 110 кВ Северо-Комсомольская с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «СевКомНефтегаз»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СевКомНефтегаз»	ООО «СевКомНефтегаз»	–	60
	Строительство двух ВЛ 110 кВ Арсенал – Северо-Комсомольская ориентировочной протяженностью 119,58 км каждая		110	км	2×119,58	–	–	–	–	–	–	–				
8	Строительство ПС 110 кВ Тундровая с двумя трансформаторами 110/35 кВ мощностью 10 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	2×10	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	4,4
	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Пангоды – Хасырейская-1,2 цепь до ПС 110 кВ Тундровая ориентировочной протяженностью 8 км каждая		110	км	–	2×8	–	–	–	–	–	–				
9	Строительство двух ВЛ 110 кВ Ермак – ЗГТЭС ориентировочной протяженностью 18 км каждая	ООО «Газпром энерго»	110	км	–	2×18	–	–	–	–	–	36	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Газпром добыча Ямбург»	ООО «Газпром добыча Ямбург»	–	22,54
10	Строительство ПС 220 кВ Пуртазовская с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ООО «Газпром энерго»	220	МВА	–	–	–	2×10	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Газпром трансгаз Сургут»	ООО «Газпром трансгаз Сургут»	–	7,5
	Строительство отпаяк от КВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Мангазея с отпайками и от КВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Ермак до ПС 220 кВ Пуртазовская ориентировочной протяженностью 0,1 км каждая			км	–	–	–	2×0,1	–	–	–	–				

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Строительство ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная ориентировочной протяженностью 191 км	ПАО «Россети»	220	км	–	191	–	–	–	–	–	191	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

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

Мероприятия, направленные на исключение ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше по предложениям сетевых организаций, на территории Ямало-Ненецкого автономного округа отсутствуют.

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 проектов по развитию электрической сети Ямало-Ненецкого автономного округа, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию проектов представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию проектов определены на основании УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [1]).

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

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации и основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликованы 14.04.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации 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 %).

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

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

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [2];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [3].

7.1 Основные подходы

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

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

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

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

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2023 год на территориях рассматриваемых регионов осуществляют свою деятельность 38 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является АО «Россети Тюмень» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 63 % в суммарной НВВ сетевых организаций рассматриваемых субъектов).

Для целей оценки тарифных последствий детально учитывались и прогнозировались затраты на услуги по передаче электрической энергии наиболее крупных ТСО субъектов и ТСО, на объектах которых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России предлагаются технические решения (далее совокупно – основные ТСО).

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО рассматриваемых субъектов на прогнозный период включает в себя:

– НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей с учетом планов по инвестиционным программам и с учетом технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, рассчитанная в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [3];

– прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [3], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети»;

– затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети»;

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

7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанная на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2022 год в соответствии с:

– информацией, представленной ТСО на запрос Минэнерго России сведений для разработки СиПР ЭЭС России на 2024–2029 годы (письмо от 10.02.2023 № СП-1999/07);

– информацией, представленной ТСО в соответствии с требованиями п. 26 «б» приказа Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340 «Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» (вступил в силу 27.03.2023);

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

– бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

– формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 № 24.

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования

тарифов², и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

– нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2022 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;

– нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы³, для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

– заемные средства;

– государственные субсидии.

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам принята в размере 9,5 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 26 %.

² Решение Региональной энергетической комиссии Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа от 29.11.2022.

Постановления Департамента государственного регулирования цен и тарифов Курганской области от 29.11.2022 № 55-4.

Постановления Департамента государственного регулирования цен и тарифов Курганской области от 29.11.2022 № 37.

³ Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/ЕВИТДА не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	26 %	0 % – 26 % от размера чистой прибыли
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 % – 9,5 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2023 год распоряжением Региональной энергетической комиссии Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа от 29.11.2022 № 33 (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО рассматриваемых субъектов, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации⁴.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [3], определены как разница между фактической НВВ за 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [3] на основании фактических данных за 2022 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» определены на основании фактических данных за 2022 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Федеральная сетевая

⁴ Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации и основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликованы 14.04.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

компания – Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2023 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей рассматриваемых субъектов, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей рассматриваемых субъектов, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в рассматриваемых регионах, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2023 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	3 %	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Темп роста экономически обоснованного единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии рассматриваемых субъектов по тарифному решению	3 %	5 %	5 %	5 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	1,9 %	1,8 %	1,4 %	0,9 %	0,8 %	0,3 %

7.2.1 Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства

При оценке тарифных последствий учитываются следующие объемы капитальных вложений на прогнозный период:

– объемы капитальных вложений в реализацию мероприятий утвержденных инвестиционных программ основных ТСО, источниками финансирования которых являются собственные средства от оказания услуг по передаче электрической энергии и привлеченные средства;

– объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. При этом не учитываются мероприятия, полностью соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденные инвестиционные программы основных ТСО, и учитываются отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

За горизонтом периода, на который утверждена инвестиционная программа основной ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы.

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для рассматриваемых регионов представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для рассматриваемых регионов (в млн руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	11942	12695	11878	10297	10297	10297
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	687	720	639	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	15330	14238	10784	13013	13013	13013

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений,

предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 18 и на рисунке 6.

Достаточность выручки определяется как разность между расчетными объемами НВВ и ПВВ для каждого года прогнозного периода. Превышение ПВВ над НВВ в период более двух лет указывает на достаточность выручки или достаточность существующих условий тарифного регулирования для реализации планируемого состава технических решений.

Таблица 18 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	113,5	119,9	126,0	132,4	137,2	142,1
НВВ	млрд руб.	113,9	120,1	124,4	127,3	131,5	135,8
Δ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,5	0,3	-1,6	-5,1	-5,7	-6,3
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,9	2,0	2,1	2,1	2,2	2,3
Среднегодовой темп роста	%	–	104	104	104	103	103
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,9	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2
Среднегодовой темп роста	%	–	104	102	101	103	103
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,01	0,004	-0,03	-0,08	-0,09	-0,10

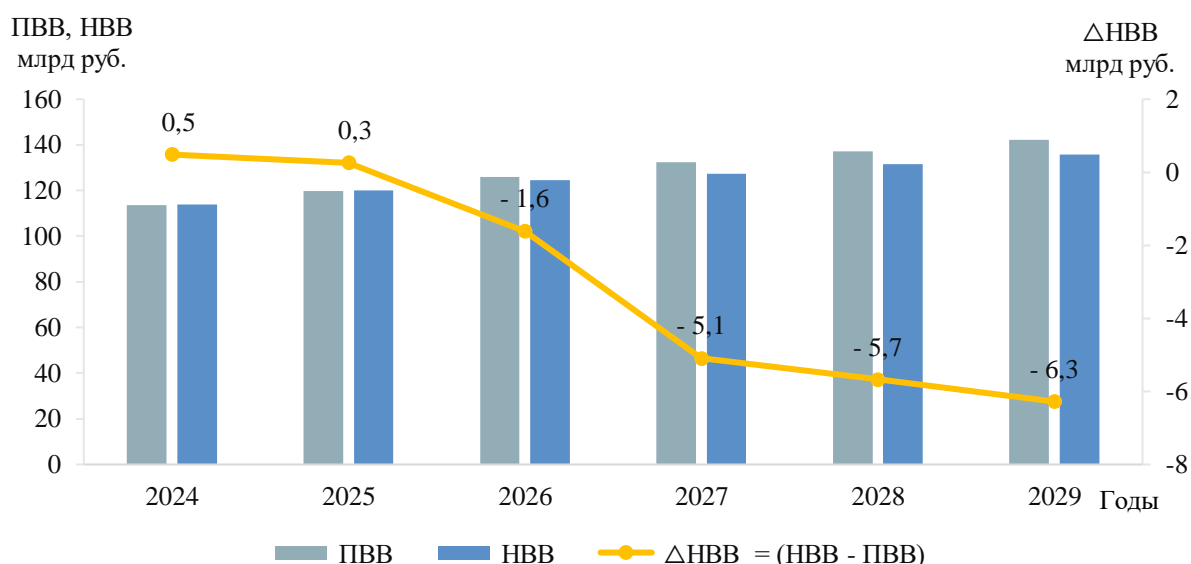


Рисунок 6 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый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

Как видно из таблицы 18, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

7.4 Оценка чувствительности экономических условий

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

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

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

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

– сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2023 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях в среднем за 2024–2029 годы составляет 4,8 и 12,1 млрд руб. в год соответственно. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 7.

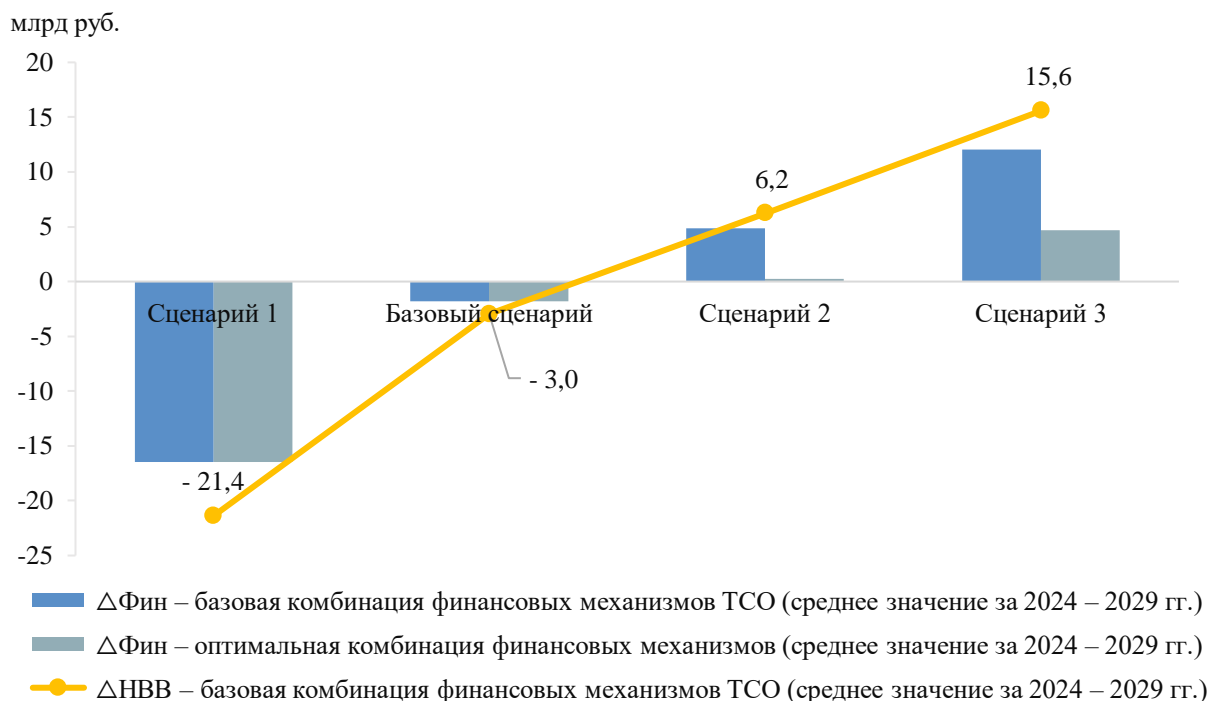


Рисунок 7 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки снижения (ликвидации) дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	5 %	5 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	20 %	35 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %	8 %

Как видно из рисунка 7, в прогнозном периоде возможно снижение дефицита финансирования инвестиций за счет изменения финансовых механизмов в сценарии 2 и в наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2023 года) за счет увеличения доли бюджетного финансирования (таблица 19).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

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

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

Величина потребления электрической энергии по территории Ямало-Ненецкого автономного округа оценивается в 2029 году в объеме 13385 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 4,52 %.

Потребление мощности Ямало-Ненецкого автономного округа к 2029 году прогнозируется на уровне 1895 МВт., что соответствует среднегодовому темпу прироста – 4,08 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности Ямало-Ненецкого автономного округа период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 6539–7063 ч/год.

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, в период 2024–2029 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, в 2029 году сохранится на уровне отчетного года и составит 1066,7 МВт.

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

Всего за период 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 906,187 км, трансформаторной мощности 970,6 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. 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: 24.08.2023).

2. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025> (дата обращения: 24.08.2023).

3. 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: 24.08.2023).

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 2029 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, территория Ямало-Ненецкого автономного округа														
Уренгойская ГРЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»			Газ, мазут										
		1	ПТ-12/15-35/10М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ПТ-12/15-35/10М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	ПГУ		505,7	505,7	505,7	505,7	505,7	505,7	505,7	505,7	505,7	
Установленная мощность, всего		–	–	–	529,7	529,7	529,7	529,7	529,7	529,7	529,7	529,7		
ПЭС «Надым»	ООО «Северная ПЛЭС»			Газ										
		1	ГТГ-12Б3		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ГТГ-12Б3		12,0	12,0	12,0	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	24,0	24,0		
ПЭС «Уренгой»	ПАО «Передвижная энергетика»			Газ										
		1	ДЦ59Л		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ДЦ59Л		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	ДЦ59Л		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		4	ДЦ59Л		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		5	ДЦ59Л		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0		
Ноябрьская ПГЭ	ООО «Ноябрьская парогазовая электрическая станция»			Газ										
		1	ПГУ-1		59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	
		2	ПГУ-2		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	119,6	119,6	119,6	119,6	119,6	119,6	119,6	119,6		
Ямбургская ГТЭС	ООО «Газпром добыча Ямбург»			Газ										
		1	ГТУ-89-СТ20(12)		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ГТЭ-20/12		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	ДЦ59Л		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		4	ДЦ59Л		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		5	ДЦ59Л		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		6	ДЦ59Л		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		7	ГТЭ-20С		17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	
Установленная мощность, всего		–	–	–	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7		
Установленная мощность, всего		–	–	–	106,0	106,0	106,0	106,0	106,0	106,0	106,0	106,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
ГТЭС «Песцовая»	ООО «Газпром добыча Уренгой»			Газ									
		1	ДО49Р		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		2	ДО49Р		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		3	ДО49Р		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		4	ДО49Р		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		5	ДО49Р		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Харвутинская ГТЭС-15	ООО «Газпром добыча Ямбург»			Газ									
		1	ДО49Р		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		2	ДО49Р		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		3	ДО49Р		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
ГТЭС Юрхаровского НГКМ	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»			Газ									
		1	ГТГ-1500-2Г		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		2	ГТГ-1500-2Г		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		3	ДО49Р		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
ГПЭС Вынгапуровского ГПЗ	«Вынгапуровский ГПЗ» – филиал АО «СибурТюменьГаз»			Попугный газ									
		1	MWM TCG 2020		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		2	MWM TCG 2020		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		3	MWM TCG 2020		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		4	MWM TCG 2020		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
Установленная мощность, всего		–	–	–	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
Новоуренгойская ГТЭС	ООО «Газпром Новоуренгойский газохимический комплекс»			Метановая фракция от производства этилена, газ									
		1-3	ПГУ		120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	
ГТЭС «Обдорск»	АО «Салехардэнерго»			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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	39,4	39,4	39,4	39,4	39,4	39,4	39,4	39,4	
ГЭС «Салехард»	АО «Салехардэнерго»			Газ									
		1	QSV91G - Cummins		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		2	QSV91G - Cummins		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		3	QSV91G - Cummins		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		4	QSV91G - Cummins		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		5	QSV91G - Cummins		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		6	QSV91G - Cummins		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		7	QSV91G - Cummins		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
Установленная мощность, всего		–	–	–	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

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

Таблица Б.1 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории Ямало-Ненецкого автономного округа

№ 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 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
1	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Ямало-Ненецкий автономный округ	Строительство ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная ориентировочной протяженностью 191 км	ПАО «Россети»	220	км	–	191	–	–	–	–	–	191	–	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	7229,33	7229,33

Примечания

¹⁾ Необходимый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) 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, обеспечение нормативного уровня балансовой надежности в зонах надежности или предусмотренных в 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. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России и на момент утверждения СиПР ЭЭС России не реализовано, то в качестве необходимого указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

²⁾ Планируемый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, определенный на основании проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, которые утверждаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России, с учетом решений согласительных совещаний по проектам инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.