

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА ТАЙМЫРСКОГО
ДОЛГАНО-НЕНЕЦКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО РАЙОНА,
ТУРУХАНСКОГО РАЙОНА И ГОРОДСКОГО ОКРУГА
Г. НОРИЛЬСК КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	9
1.1 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	9
1.2 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	9
1.3 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	10
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	11
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 35 кВ и выше в ретроспективном периоде	14
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности)	15
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	15
2.1.1 Энергоузел Норильская ТЭЦ-3	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	17
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 35–110 кВ	17
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 35–110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 10 (6) кВ	17
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	20
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ТИТЭС	20
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 35 кВ и выше	20
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 35 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	20

3	Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы	21
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	21
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	23
3.3	Прогноз потребления мощности.....	24
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	26
4	Результаты расчетов балансовой надежности.....	28
5	Прогнозные балансы электрической энергии и мощности.....	30
5.1	Баланс мощности с учетом основного объема вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации и реконструкции генерирующего оборудования	30
5.2	Баланс электрической энергии с учетом основного объема вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации реконструкции генерирующего оборудования при среднемноголетней и гарантированной величинах выработки ГЭС	31
6	Прогноз потребности в топливе организаций электроэнергетики, включающий потребность тепловых электростанций в органическом топливе на среднесрочный период.....	32
7	Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы	34
7.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 35 кВ и выше....	34
7.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 35 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 электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края.....	36
7.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ТИТЭС	38
7.4	Мероприятия в электрической сети 35–110 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.....	38
8	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	39
9	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	40

10	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	41
10.1	Основные подходы.....	41
10.2	Исходные допущения.....	42
10.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	45
10.3	Результаты оценки тарифных последствий	46
10.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	47
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....		49
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....		50
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....		52
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 35 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии.....		53

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НН	–	низкое напряжение
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
т у.т.	–	тонна условного топлива
ТИТЭС	–	технологически изолированная территориальная электроэнергетическая система
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТЭС	–	тепловая электростанция

ТЭС
ТЭЦ
УНЦ

- тепловая электростанция
- теплоэлектроцентраль
- укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства

ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с Правилами, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 937 [1], электроэнергетическая система Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края включает в себя совокупность расположенных на территориях Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края Норильской ТЭЦ-1, Норильской ТЭЦ-2, Норильской ТЭЦ-3, Усть-Хантайской ГЭС, Курейской ГЭС и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики.

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края за период 2020–2024 годов. За отчетный принимается 2024 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края на каждый год перспективного периода (2026–2031 годов).

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

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 35 кВ и выше электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края на период до 2031 года, в том числе рассмотрены:

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

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

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

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

1 Описание энергосистемы

Электроэнергетическая система Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ и обслуживает территорию Красноярского края.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края и владеющие объектами электросетевого хозяйства 35 кВ и (или) выше:

– АО «НТЭК» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 6(10)–35–110–220 кВ на территории электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края.

1.1 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ЗФ ПАО «ГМК «Норильский никель»	510,0
Более 50 МВт	
ООО «Медвежий ручей»	57,0
ООО «Норильскникельремонт»	52,0
Более 10 МВт	
ООО «Норильский обеспечивающий комплекс»	25,0

1.2 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края на 01.01.2025 составила 2255,6 МВт, в том числе: ГЭС – 1101,9 МВт, ТЭС – 1153,7 МВт.

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

Структура и изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за отчетный год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края, МВт

Наименование	На 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	2255,6	–	–	–	–	2255,6
ГЭС	1101,9	–	–	–	–	1101,9
ТЭС	1153,7	–	–	–	–	1153,7

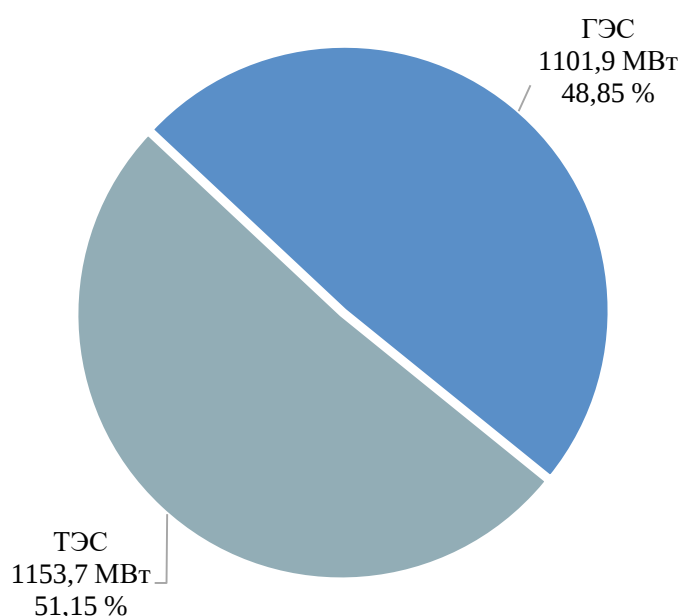


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края по состоянию на 01.01.2025

1.3 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии в электроэнергетической системе Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края в 2024 году составило 7840,8 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 4567,7 млн кВт·ч, ТЭС – 3273,0 млн кВт·ч.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3 и на рисунке 2.

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края за период 2020–2024 годов, млн кВт·ч

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	7620,7	7644,5	7871,7	7896,0	7840,8
ГЭС	4201,6	3985,9	4429,0	4597,9	4567,7
ТЭС	3419,2	3658,6	3442,7	3298,1	3273,0

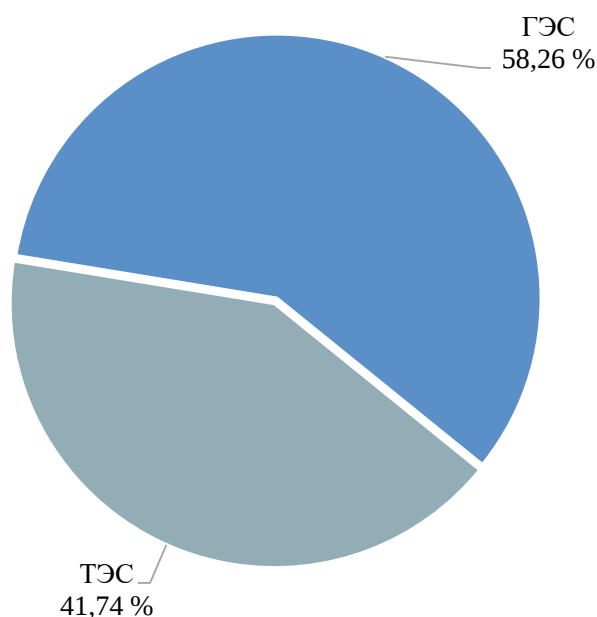


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края в 2024 году

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края приведена в таблице 4 и на рисунках 3, 4.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7621	7644	7872	7896	7841
Годовой темп прироста, %	-0,86	0,30	2,98	0,30	-0,70
Максимум потребления мощности, МВт	1082	1095	1091	1117	1079
Годовой темп прироста, %	2,08	1,20	-0,37	2,38	-3,40
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	7043	6981	7215	7069	7267
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	31.01 16:00	05.12 15:00	15.12 11:00	01.03 07:00	18.01 14:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-32,1	-36,0	-20,7	-14,1	-28

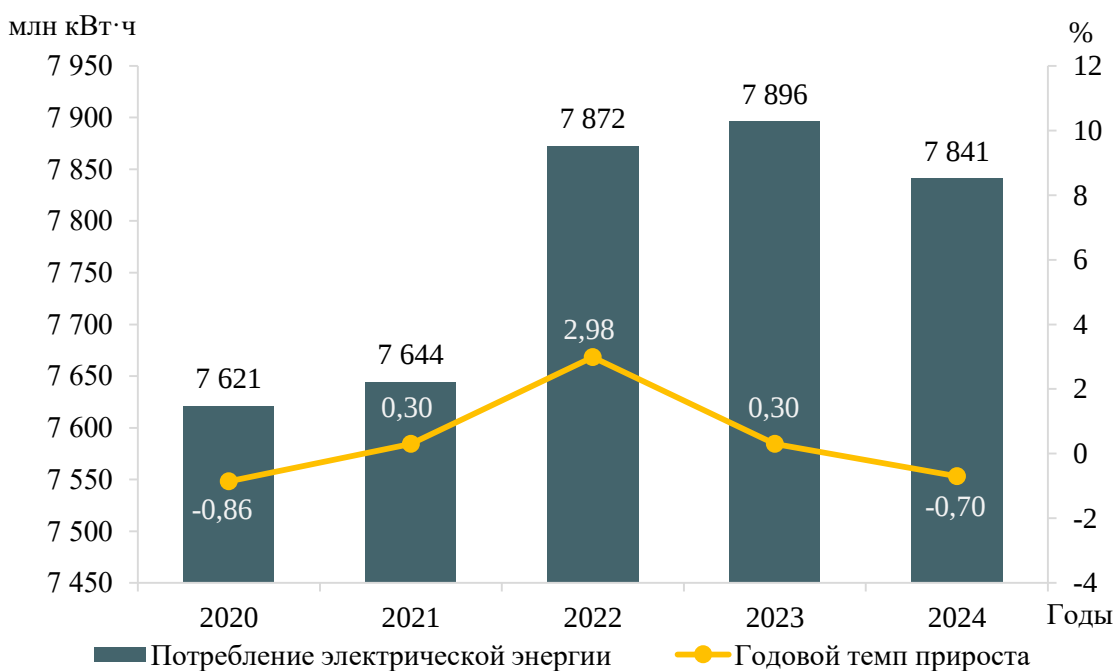


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края и годовые темпы прироста

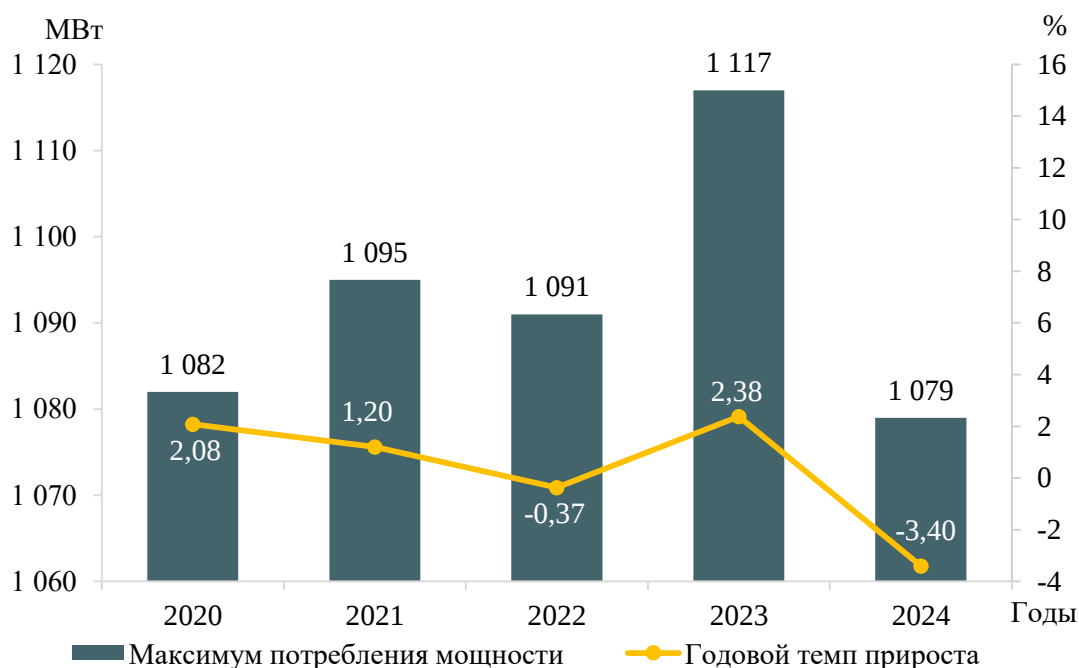


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края увеличилось на 154 млн кВт·ч и составило в 2024 году 7841 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,40 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 2,98 % в 2022 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 0,86 %.

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края вырос на 51 МВт и составил 1079 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,97 %.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 2,38 % в 2023 году; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2024 году и составило 3,40 %.

Исторический максимум потребления мощности электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края был зафиксирован в 2013 году в размере 1309 МВт.

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края обуславливалась следующими факторами:

- режимом потребления предприятиями Заполярного филиала ПАО «ГМК «Норильский никель».

1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 35 кВ и выше в ретроспективном периоде

Изменения состава и параметров ЛЭП за ретроспективный период на территории электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края отсутствуют.

Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края приведен в таблице 5.

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	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Приемная с заменой двух автотрансформаторов 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА каждый	АО «НТЭК	2024	2×125 МВА

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

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

На территории электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относится:

– энергоузел Норильская ТЭЦ-3.

2.1.1 Энергоузел Норильская ТЭЦ-3

В таблице 6 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергоузле Норильская ТЭЦ-3.

Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий энергоузла Норильская ТЭЦ-3

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме ¹⁾ , связанной с отключением Блока 1 Норильской ТЭЦ-3 и 1Т (2Т) Норильской ТЭЦ-3, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением Блока 2 Норильской ТЭЦ-3, токовая нагрузка 2Т (1Т) Норильской ТЭЦ-3 превышает АДТН на величину до 60 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 61 МВт	Создание на Норильской ТЭЦ-3 устройств: АОПО 1Т; АОПО 2Т	Отсутствуют	Создание на Норильской ТЭЦ-3 устройств: АОПО 1Т; АОПО 2Т

Примечание – ¹⁾ Двойная ремонтная схема – схема электрической сети, характеризующаяся дополнительным по отношению к единичной ремонтной схеме отключенным состоянием линии электропередачи, или единицы генерирующего, или электросетевого оборудования или схема электрической сети, которая формируется по истечении 20 минут после возникновения нормативного возмущения (за исключением нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы) в единичной ремонтной схеме электрической сети.

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 35–110 кВ

Предложения сетевых организаций по увеличению трансформаторной мощности подстанций 35–110 кВ на территории электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края отсутствуют.

2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 35–110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 10 (6) кВ

2.2.2.1 АО «НТЭК»

Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Опорная – Карьерная с отпайкой на ПС Заполярная (ЛЭП-155) до ПС 110 кВ ГПП-42 и отпайки от ВЛ 110 кВ Приемная – Заполярная с отпайкой на ПС Карьерная (ЛЭП-160) до ПС 110 кВ ГПП-42.

В настоящее время электроснабжение ПС 110 кВ ГПП-6, ПС 110 кВ ГПП-42 и ПС 110 кВ ГПП-47 осуществляется от шин 110 кВ ПС 220 кВ Приемная по одноцепной ВЛ 110 кВ Приемная – ГПП-6 с отпайкой на ГПП-42 (ЛЭП-160).

Согласно данным АО «НТЭК» в 2026 году для электроснабжения вновь присоединяемой нагрузки рудника «Заполярный» планируется строительство ПС 110 кВ Заполярная (ГПП-81 бис) с ВЛ 110 кВ Приемная – Заполярная с отпайкой на ПС Карьерная (ЛЭП-160) и ПС 110 кВ Карьерная (ГПП-6 бис) взамен демонтируемой ПС 110 кВ ГПП-6 с ВЛ 110 кВ Опорная – Карьерная с отпайкой на ПС Заполярная (ЛЭП-155). Договор на ТП отсутствует.

АО «НТЭК» предлагается строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Опорная – Карьерная с отпайкой на ПС Заполярная (ЛЭП-155) до ПС 110 кВ ГПП-42 ориентировочной протяженностью 3,765 км и отпайки от ВЛ 110 кВ Приемная – Заполярная с отпайкой на ПС Карьерная (ЛЭП-160) до ПС 110 кВ ГПП-42 ориентировочной протяженностью 3,502 км. Договор ТП отсутствует.

Реализация мероприятий по строительству электрических сетей для присоединения новых потребителей проводится в рамках процедуры технологического присоединения к электрическим сетям в соответствии с Правилами, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 861 [2].

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствуют основания для включения в схему и программу развития электроэнергетических систем России мероприятия, предложенного АО «НТЭК» (строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Опорная – Карьерная с отпайкой на ПС Заполярная (ЛЭП-155) до ПС 110 кВ ГПП-42 и отпайки от ВЛ 110 кВ Приемная – Заполярная с отпайкой на ПС Карьерная (ЛЭП-160) до ПС 110 кВ ГПП-42).

Реконструкция ВЛ 110 кВ Надежда – ГПП-59 с отпайками (ЛЭП-193) и ВЛ 110 кВ Надежда – ГПП-20 с отпайками (ЛЭП-194).

ВЛ 110 кВ Надежда – ГПП-59 с отпайками (ЛЭП-193) и ВЛ 110 кВ Надежда – ГПП-20 с отпайками (ЛЭП-194) работают в тупиковом режиме, обеспечивая электроснабжение потребителей энергорайона от ПС 110 кВ Надежда и ПС 110 кВ Районная, а также возможность резервирования нагрузки данных потребителей с ВЛ 110 кВ Районная – ГПП-59 с отпайками (ЛЭП-118) и ВЛ 110 кВ Районная – ГПП-46 с отпайками (ЛЭП-113), соответственно. ВЛ 110 кВ Надежда – ГПП-59 с отпайками (ЛЭП-193) обеспечивает питание нагрузки ПС 110 кВ ГПП-49, ПС 110 кВ ГПП-51, ПС 110 кВ ГПП-59. ВЛ 110 кВ Надежда – ГПП-20 с отпайками (ЛЭП-194) обеспечивает питание нагрузки ПС 110 кВ ГПП-45, ПС 110 кВ ГПП-46, ПС 110 кВ ГПП-20. Принципиальная схема сети 110 кВ, прилегающей к ПС 110 кВ Надежда, представлена на рисунке 5.

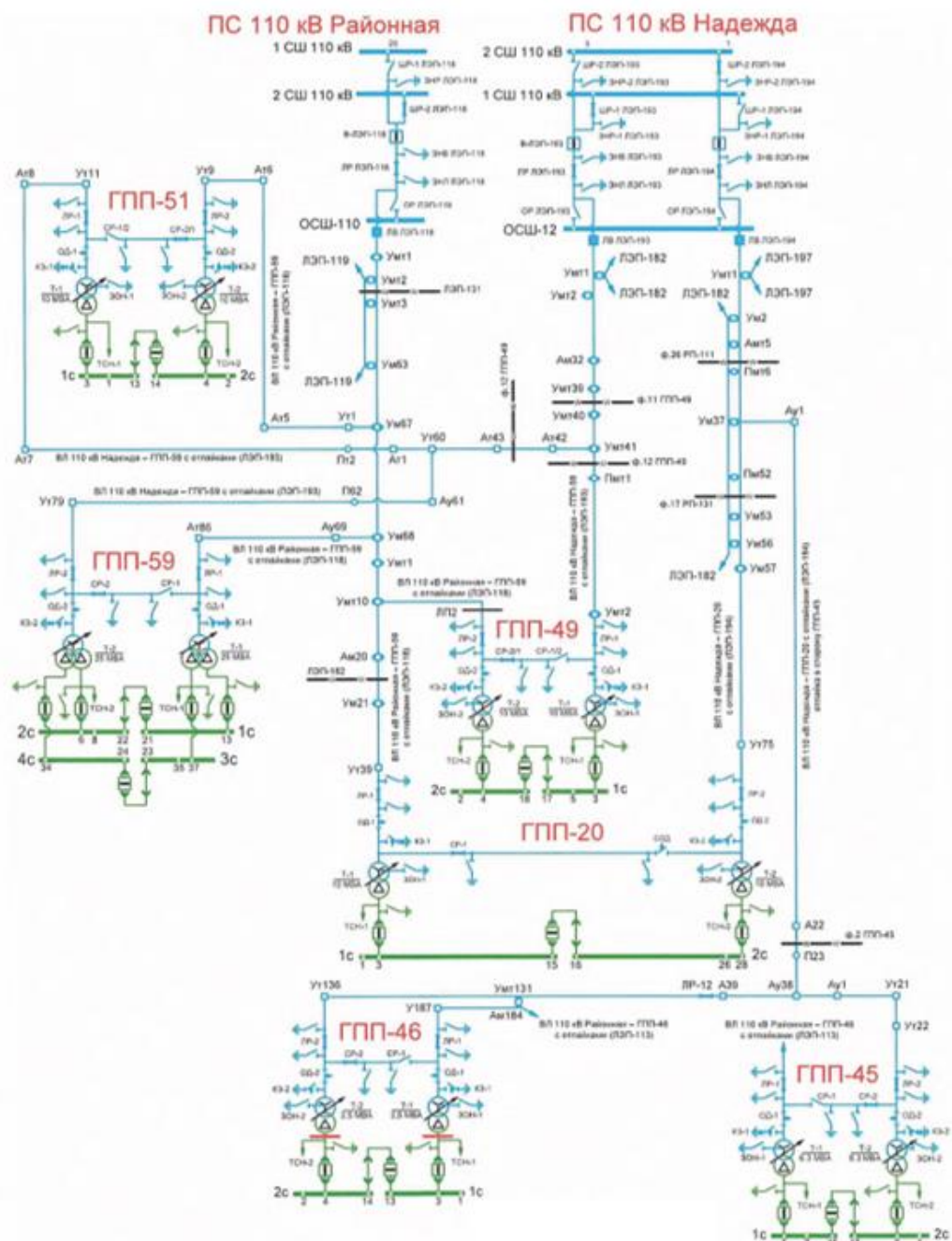


Рисунок 5 – Принципиальная существующая схема сети 110 кВ, прилегающей к ПС 110 кВ Надежда

В режиме зимнего максимума потребления мощности на уровне потребления 2031 года при $T_{НВ} -49^{\circ}\text{C}$ в ПАР отключения ВЛ 110 кВ Районная – ГПП-59 с отпайками (ЛЭП-118) токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Надежда – ГПП-59 с отпайками (ЛЭП-193) не превышает ДДТН (580,5 А) и составляет 108 А (18,6 % от ДДТН). В ПАР отключения ВЛ 110 кВ Районная – ГПП-46 с отпайками (ЛЭП-113) токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Надежда – ГПП-59 с отпайками (ЛЭП-193) не превышает ДДТН (503,1 А) и составляет 23 А (4,6 % от ДДТН).

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «НТЭК» (реконструкция ВЛ 110 кВ Надежда – ГПП-59 с отпайками (ЛЭП-193) и ВЛ 110 кВ Надежда – ГПП-20 с отпайками (ЛЭП-194)).

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

Предложения сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям на территории электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края, отсутствуют.

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 35 кВ и выше

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 35 кВ и выше на территории электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 35 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 35 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 7.2.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы

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

В таблице 7 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 7 – Перечень планируемых к вводу потребителей электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
1	«Комплексное развитие рудника «Октябрьский». Реконструкция энергетического комплекса»	ПАО «ГМК «Норильский никель»	0,0	60,919	110	2026	ВЛ 110 кВ Норильская ТЭЦ-2 – ГПП-29 № 1 с отпайками (ЛЭП-123), ВЛ 110 кВ Норильская ТЭЦ-2 – ГПП-29 № 2 с отпайками (ЛЭП-124)
Более 10 МВт							
2	ЗФ ПАО «ГМК «Норильский никель» – ООО «НН Девелопмент» (развитие)	ЗФ ПАО «ГМК «Норильский никель» – ООО «НН Девелопмент»	0,0	48,0	110	2025	ПС 110 кВ Надежда (ГПП-83)
3	ЗФ ПАО «ГМК «Норильский никель» (развитие)	ЗФ ПАО «ГМК «Норильский никель»	17,1	18,4	6	2027	Норильская ТЭЦ-2 (ПС 110 кВ Медвежья (ГПП-35бис))
4	Строительство на территории аэропорта «Норильск» объектов авиатранспортного обеспечения	ООО «Восток Ойл»	0,0	12,16	110	2026	ПС 110 кВ Районная, ПС 110 кВ Надежда

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края на период 2026–2031 годов представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Прогноз потребления электрической энергии электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7538	8064	8334	8489	8724	9102	9271
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	526	270	155	235	378	169
Годовой темп прироста, %	–	6,98	3,35	1,86	2,77	4,33	1,86

Потребление электрической энергии по электроэнергетической системе Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края прогнозируется на уровне 9271 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,42 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края прогнозируется в 2026 году и составит 526 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 6,98 %. Наименьший прирост потребления электрической энергии ожидается в 2028 году и составит 155 млн кВт·ч или 1,86 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края учтены данные о планируемых к вводу потребителей, приведенные в таблице 7.

Изменение динамики потребления электрической энергии электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 6.



Рисунок 6 – Прогноз потребления электрической энергии электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края обусловлена развитием предприятий Заполярного филиала ПАО «ГМК «Норильский никель».

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края на период 2026–2031 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Прогнозный максимум потребления мощности электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1083	1207	1214	1265	1303	1306	1309
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	124	7	51	38	3	3
Годовой темп прироста, %	–	11,45	0,58	4,20	3,00	0,23	0,23

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6960	6681	6865	6711	6695	6969	7083

Максимум потребления мощности электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края к 2031 году прогнозируется на уровне 1309 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,80 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 124 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 11,45 %, наименьший годовой прирост ожидается в 2030 и 2031 годах и составит 3 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 0,23 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы достаточно плотный и в прогнозный период уплотняется, по сравнению с отчетным периодом. Число часов использования максимума к 2031 году прогнозируется на уровне 7083 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 7.

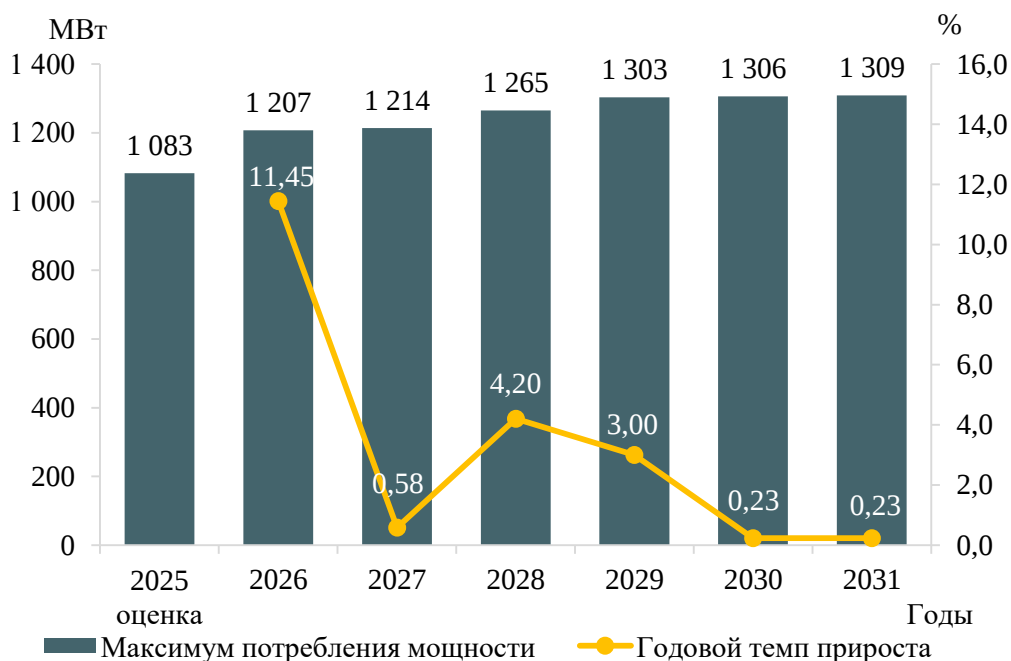


Рисунок 7 – Прогноз максимума потребления мощности электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края и годовые темпы прироста

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

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края в 2025 году составляют 75 МВт.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по электроэнергетической системе Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края в 2025 году и в период 2026–2031 годов представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Выводы из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2026– 2031 гг.
Всего	75	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	75	–	–	–	–	–	–	–

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края в 2031 году составит 2288,6 МВт. К 2031 году структура генерирующих мощностей электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края представлена в таблице 11. Структура установленной мощности электростанций электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края представлена на рисунке 8.

Таблица 11 – Установленная мощность электростанций электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	2288,6	2288,6	2288,6	2288,6	2288,6	2288,6	2288,6
ГЭС	1101,9	1101,9	1101,9	1101,9	1101,9	1101,9	1101,9
ТЭС	1186,7	1186,7	1186,7	1186,7	1186,7	1186,7	1186,7

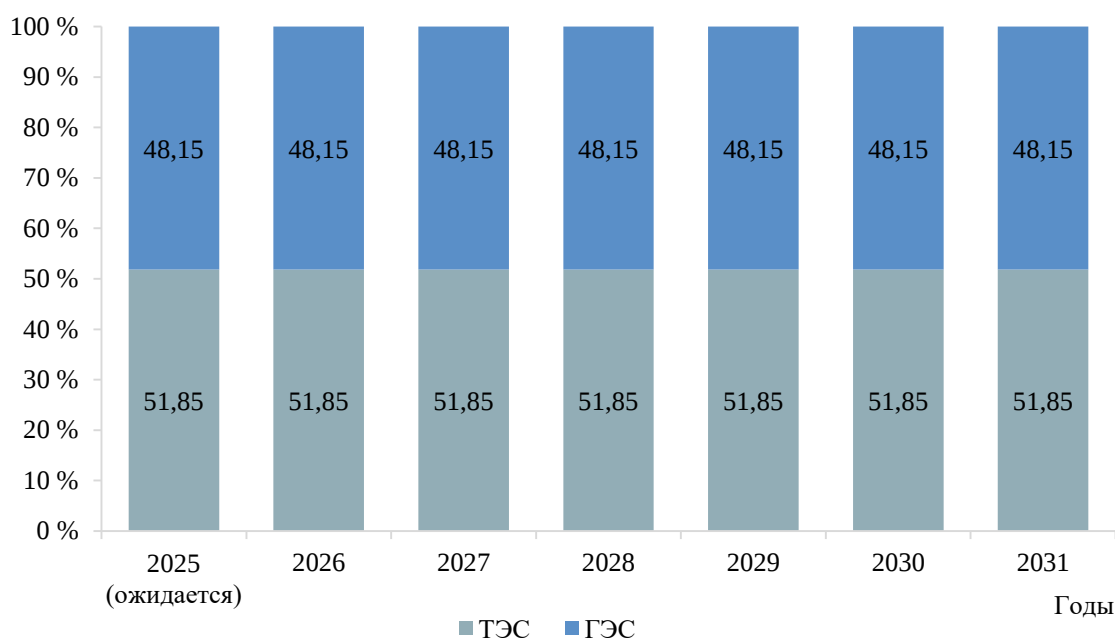


Рисунок 8 – Структура установленной мощности электростанций электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края

Перечень действующих электростанций электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) приведен в приложении А.

4 Результаты расчетов балансовой надежности

Расчеты балансовой надежности электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края проведены на среднесрочный период 2026–2031 годов для следующих основных условий:

- прогноз потребления электрической энергии и мощности по электроэнергетической системе Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края – в соответствии с 3.2, 3.3;

- состав генерирующего оборудования – в соответствии с приложением А.

Результаты расчетов показателей балансовой надежности зон надежности электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края на 2026–2031 годы приведены в таблице 12.

По результатам расчетов уровень балансовой надежности на территории электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края, выраженный показателем вероятности бездефицитной работы, выше нормативного уровня балансовой надежности, установленного Приказом Минэнерго России № 231 [3].

Таблица 12 – Показатели балансовой надежности (вероятность бездефицитной работы) зон надежности электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края на 2026–2031 годы

Зона надежности	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Зона № 110171 – Красноярский край (Южный энергорайон Норильско-Таймырской энергосистемы)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 110172 – Красноярский край (Северный энергорайон Норильско-Таймырской энергосистемы)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9995	0,9992

5 Прогнозные балансы электрической энергии и мощности

5.1 Баланс мощности с учетом основного объема вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации и реконструкции генерирующего оборудования

Перспективные балансы мощности по электроэнергетической системе Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края сформированы:

- на час прохождения максимума потребления мощности;
- для условия температуры наружного воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92.

В балансах мощности учтены следующие факторы снижения использования установленной мощности электростанций:

- ограничения установленной мощности действующих ТЭС и ГЭС в период зимнего максимума потребления;
- неучастие в покрытии максимума потребления мощности генерирующего оборудования, введенного после прохождения максимума потребления мощности.

Ограничения установленной мощности на ТЭС связаны с техническим состоянием основного и вспомогательного оборудования, его конструктивными дефектами, несоответствием производительности отдельного оборудования (сооружений) его установленной мощности, износом оборудования, снижением или отсутствием тепловых нагрузок теплофикационных агрегатов (в основном на турбинах с противодавлением), экологическими ограничениями по условиям охраны воздушного и водного бассейнов и др. Ограничения установленной мощности ГЭС связаны с техническим состоянием оборудования и снижением располагаемого напора ниже расчетного из-за сезонной сработки водохранилища, незавершенностью строительных мероприятий отдельных ГЭС.

Баланс мощности по электроэнергетической системе Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Баланс мощности электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края для условия температуры наружного воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности	1247	1254	1305	1344	1347	1350
Установленная мощность	2288,6	2288,6	2288,6	2288,6	2288,6	2288,6
ГЭС	1101,9	1101,9	1101,9	1101,9	1101,9	1101,9
ТЭС	1186,7	1186,7	1186,7	1186,7	1186,7	1186,7
Ограничения мощности	642,8	642,8	642,8	642,8	642,8	642,8
Вводы мощности после прохождения максимума	–	–	–	–	–	–
Итого покрытие потребности	1645,9	1645,9	1645,9	1645,9	1645,9	1645,9
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом останова 1-й единицы генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	290,6	283,5	232,4	194,3	191,2	188,1

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом останова 1-й единицы генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	182,6	175,5	124,4	86,3	83,2	80,1

5.2 Баланс электрической энергии с учетом основного объема вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации реконструкции генерирующего оборудования при среднемноголетней и гарантированной величинах выработки ГЭС

Балансы электрической энергии сформированы с учетом следующих расчетных условий:

– потребность в электрической энергии по электроэнергетической системе Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края определяется прогнозируемой величиной потребления электрической энергии;

– выработка электрической энергии ГЭС учтена для средневодного и маловодного годов.

Балансы электрической энергии по электроэнергетической системе Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края для условий средневодного и маловодного годов приведены в таблицах 14, 15.

Таблица 14 – Баланс электрической энергии электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края для условий средневодного года, млн кВт·ч

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребление электрической энергии	8064	8334	8489	8724	9102	9271
Производство электрической энергии	8064	8334	8489	8724	9102	9271
ГЭС	4834	4834	4834	4834	4834	4834
ТЭС	3230	3500	3655	3890	4268	4437

Таблица 15 – Баланс электрической энергии электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края для условий маловодного года, млн кВт·ч

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребление электрической энергии	8064	8334	8489	8724	9102	9271
Производство электрической энергии	8064	8334	8489	8724	9102	9271
ГЭС	3453	3453	3453	3453	3453	3453
ТЭС	4611	4881	5036	5271	5649	5818

6 Прогноз потребности в топливе организаций электроэнергетики, включающий потребность тепловых электростанций в органическом топливе на среднесрочный период

Прогноз потребности в органическом топливе ТЭС электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края представлен для варианта развития генерирующих мощностей с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке.

При определении потребности электростанций в различных видах топлива учитываются режимы работы ТЭС, характеристики действующего и вводимого оборудования, виды используемого на ТЭС топлива, существующее состояние топливоснабжения.

Оценка потребности ТЭС электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края в органическом топливе формируется исходя из намечаемых уровней производства электрической энергии (таблица 16).

Таблица 16 – Производство электрической энергии на ТЭС электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края в 2026–2031 годах, млн кВт·ч

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Выработка электрической энергии	3230	3500	3655	3890	4268	4437

Динамика потребности в органическом топливе ТЭС электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края для рассматриваемого варианта представлена в таблице 17.

Таблица 17 – Потребность ТЭС электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края в органическом топливе на период 2026–2031 годов

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребность ТЭС в топливе, тыс. т у.т.	2369,9	2460,0	2516,8	2591,3	2707,2	2757,3
газ	2369,7	2459,8	2516,6	2591,1	2706,9	2757,0
нефтетопливо	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3
уголь	–	–	–	–	–	–
Потребность ТЭС в топливе, %	100	100	100	100	100	100
газ	99,99	99,99	99,99	99,99	99,99	99,99
нефтетопливо	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
уголь	–	–	–	–	–	–

Динамика изменения потребности в топливе ТЭС определяется общим уровнем потребления электрической энергии и долей электростанций различных типов в его покрытии. Доля ТЭС в прогнозируемой структуре выработки электрической энергии по электроэнергетической системе Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа

г. Норильск Красноярского края за рассматриваемый период составляет от 40,1 % до 47,9 %. Потребность в органическом топливе ТЭС возрастет с 2369,9 тыс. т у.т. в 2026 году до 2757,3 тыс. т у.т. в 2031 году. Помимо принятого уровня выработки электрической энергии на ТЭС на потребность в органическом топливе значительное влияние оказывает состав генерирующих мощностей. Удельный расход топлива на отпущенную электрическую энергию в 2026 году составит 302,3 г/кВт·ч, в 2031 году – 311,6 г/кВт·ч. Рост удельного расхода топлива обусловлен увеличением загрузки теплофикационных турбоагрегатов, работающих в конденсационном цикле.

Структура используемого топлива в рассматриваемом периоде остается без изменений: на долю газа приходится 99,99 %, на долю нефтетоплива – 0,01 %.

7 Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы

7.1 Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 35 кВ и выше

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 35 кВ и выше, приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 35 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Создание на Норильской ТЭЦ-3 устройств: – АОПО 1Т; – АОПО 2Т	АО «НТЭК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

7.2 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 35 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 электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края

В таблице 19 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 35 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 электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края.

Таблица 19 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 35 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 электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Строительство ПС 35 кВ Заявителя ООО «Металл-Град» с двумя трансформаторами 35 кВ мощностью 0,63 МВА каждый	ООО «Металл-Град»	35	МВА	2×0,63	–	–	–	–	–	–	1,26	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Металл-Град»	ООО «Металл-Град»	–	1,1718
2	Строительство отпайки от ВЛ 35 кВ ЛЭП – ф. 36Ц ТЭЦ-1 до ПС 35 кВ Заявителя ООО «Металл-Град»	ООО «Металл-Град»	35	км	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Металл-Град»	ООО «Металл-Град»	–	1,1718
3	Строительство ПС 35 кВ Заявителя ООО «Форвард» с двумя трансформаторами 35 кВ мощностью 0,63 МВА каждый	ООО «Форвард»	35	МВА	2×0,63	–	–	–	–	–	–	1,26	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Форвард»	ООО «Форвард»	–	1,1718
4	Строительство отпайки от ВЛ 35 кВ ЛЭП – ф. 36Ц ТЭЦ-1 до ПС 35 кВ Заявителя ООО «Форвард»	ООО «Форвард»	35	км	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Форвард»	ООО «Форвард»	–	1,1718
5	Строительство ПС 110 кВ Медвежья с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «НТЭК»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ЗФ ПАО «ГМК «Норильский никель»	ЗФ ПАО «ГМК «Норильский никель»	17,067	18,420
6	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Норильская ТЭЦ-2 –ГПП-70 I, II цепь с отпайками (ЛЭП-139, ЛЭП-140) до ПС 110 кВ Медвежья	АО «НТЭК»	110	км	–	–	х	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя ЗФ ПАО «ГМК «Норильский никель»	ЗФ ПАО «ГМК «Норильский никель»	17,067	18,420
7	Строительство ПС 110 кВ ГПП-29 бис с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «НТЭК»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ЗФ ПАО «ГМК «Норильский никель»	ЗФ ПАО «ГМК «Норильский никель»	–	60,919
8	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Норильская ТЭЦ-2 –ГПП-29 с отпайками (ЛЭП-123) и ВЛ 110 кВ Норильская ТЭЦ-2 –ГПП-32 с отпайками (ЛЭП-127) до ПС 110 кВ ГПП-29 бис	АО «НТЭК»	110	км	–	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя ЗФ ПАО «ГМК «Норильский никель»	ЗФ ПАО «ГМК «Норильский никель»	–	60,919
9	Строительство ПС 110 кВ ООО «Восток Ойл» с двумя трансформаторами мощностью 16 МВА каждый	ООО «Восток Ойл»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Восток Ойл»	ООО «Восток Ойл»	–	12,16
10	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Районная –ГПП-103 с отпайками (ЛЭП-119) и ВЛ 110 кВ Надежда – ГПП-103 с отпайками (ЛЭП-182) до ПС 110 кВ ООО «Восток Ойл»	ООО «Восток Ойл»	110	км	–	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Восток Ойл»	ООО «Восток Ойл»	–	12,16

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

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

7.4 Мероприятия в электрической сети 35–110 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 рисков ввода ГАО в электрической сети 35–110 кВ по предложениям сетевых организаций, на территории электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края, отсутствуют.

8 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.

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

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию мероприятий представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [4]).

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

- на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);
- на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 26.09.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);
- на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края по годам представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2025–2031 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	0,00	28,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	28,53

10 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 [5];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [6].

10.1 Основные подходы

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края (далее – Таймырский район) 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 тарифа¹ и среднего тарифа, рассчитанного при существующих механизмах тарифного регулирования.

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1178 [7] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2025 год на территории Таймырского района осуществляют свою деятельность 5 сетевых организаций, затраты которых учтены регулирующим органом при установлении единых (котловых) тарифов. Наиболее крупной ТСО является АО «Норильско-Таймырская энергетическая компания» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 95 % в суммарной НВВ сетевых организаций Таймырского района).

Для целей оценки тарифных последствий детально учитывались и прогнозировались затраты на услуги по передаче электрической энергии наиболее крупных ТСО ТИТЭС 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 Таймырского района на прогнозный период включает в себя:

¹ Составляющая на услуги по передаче цены (тарифа) на электрическую энергию (мощность), поставляемую покупателям на розничных рынках электрической энергии.

– 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 [6];

– 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 [6], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Россети»;

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

10.2 Исходные допущения

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

– информацией, представленной в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [8];

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

– бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

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 2024 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных

² Приказ Министерства тарифной политики Красноярского края от 11.12.2023 № 66-э.

производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;

– нормы амортизации, определенной на основании максимального срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы³, для объектов электросетевого хозяйства – 25 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

– заемные средства;

– государственные субсидии.

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и 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 6 лет.

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

– 17 % годовых на 2026 год, 10,5 % годовых на 2027 и 2028 годы. Ставки определены с учетом прогноза Банка России от 24.10.2025 величины среднегодовой ключевой ставки;

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

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

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)

³ Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	30 %	0 % – 30 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	11,3 %	10,8 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	6 лет	6 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, утвержденной в соответствии с Приказами Министерства тарифной политики Красноярского края (от 29.11.2024 № 82-э – № 85-э), (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Таймырского района, 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 [6], определены как разница между фактической НВВ за 2024 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [6] на основании фактических данных за 2024 год.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2025 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Таймырского района, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на розничном рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Таймырского района, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Таймырского района, принятого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

ПВВ на прогнозный период рассчитана от базового уровня (соответствует НВВ на 2024 год) с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

⁴ Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 26.09.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет). Перевод установленных индексов роста сетевых тарифов в среднегодовые темпы роста в среднем по всем группам потребителей выполнен с учетом структуры оплаты услуг по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам соответствующими группами потребителей на 2025 год на территории Красноярского края.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Инфляция (среднегодовая)	5,1 %	4,0 %	4,0 %	4,0 %	4,0 %	4,0 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	9,4 %	18,4 %	11,2 %	6,2 %	3,3 %	3,3 %
Рост цен на газ	5,1 %	4,0 %	4,0 %	4,0 %	4,0 %	4,0 %
Рост цен на уголь	6,1 %	5,0 %	5,0 %	5,0 %	5,0 %	5,0 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей	7,0 %	3,3 %	1,9 %	2,8 %	4,3 %	1,9 %

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

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

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

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

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

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Таймырского района представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Таймырского района (в млн руб. без НДС)

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	24	–	–	–	–	–
объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	24	–	–	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	24	–	–	–	–	–

10.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Таймырского района при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 24 и на рисунке 9.

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

Таблица 24 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Таймырского района при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
ПВВ	млрд руб.	8,5	10,4	11,8	12,9	14,0	14,7
НВВ	млрд руб.	6,3	6,0	5,7	5,4	5,2	5,0
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-2,2	-4,4	-6,1	-7,5	-8,8	-9,7
Прогнозный средний тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,20	1,43	1,59	1,69	1,76	1,82
Среднегодовой темп роста	%	–	119	111	106	104	103
Необходимый средний тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	0,89	0,82	0,76	0,71	0,65	0,62
Среднегодовой темп роста	%	–	92	93	93	92	94
Δ среднего тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,31	-0,61	-0,83	-0,99	-1,10	-1,20

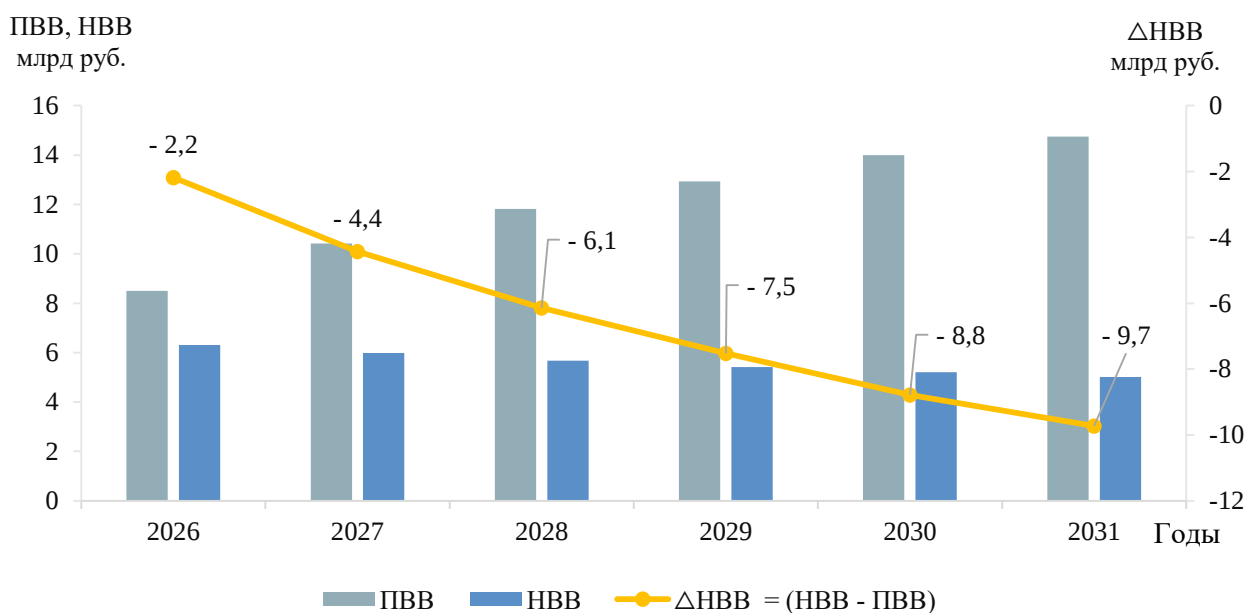


Рисунок 9 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Таймырского района при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 24, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Таймырского района при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

10.4 Оценка чувствительности экономических условий

В дополнение к оценке достаточности выручки, получаемой ТСО Таймырского района 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 тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

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

- сценарий 1 – рост прогнозного среднего тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 4 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;
- сценарий 2 – снижение прогнозного среднего тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 2 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;
- сценарий 3 – средний тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2025 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования на всем рассматриваемом периоде во всех сценариях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края, включая предложения по развитию сети напряжением 35 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края, 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 35 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по электроэнергетической системе Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края оценивается в 2031 году в объеме 9271 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,42 %.

Максимум потребления мощности электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края к 2031 году увеличится и составит 1309 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,80 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края в период 2026–2031 годов прогнозируется в диапазоне 6681–7083 ч/год.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края в 2031 году составит 2288,6 МВт.

Потребность в органическом топливе ТЭС возрастет с 2369,9 тыс. т у.т. в 2026 году до 2757,3 тыс. т у.т. в 2031 году. Удельный расход топлива на отпущенную электрическую энергию в 2026 году составит 302,3 г/кВт·ч, в 2031 году – 311,6 г/кВт·ч. Структура используемого топлива в рассматриваемом периоде остается без изменений: на долю газа приходится 99,99 %, на долю нефтетоплива – 0,01 %.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края в рассматриваемый перспективный период.

Всего за период 2025–2031 годов в электроэнергетической системе Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края намечается ввод в работу 240,52 МВА трансформаторной мощности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила технологического функционирования электроэнергетических систем : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_304807/ (дата обращения: 31.10.2025).

2. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51030/ (дата обращения: 31.10.2025).

3. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об установлении нормативного уровня балансовой надежности, используемого при разработке документов перспективного развития электроэнергетики : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 10 апреля 2023 г. № 231 : зарегистрирован М-вом юстиции 17 мая 2023 г., регистрационный № 73348. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_447327/ (дата обращения: 31.10.2025).

4. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/ (дата обращения: 31.10.2025).

5. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/ (дата обращения: 31.10.2025).

6. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/ (дата обращения: 31.10.2025).

7. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/ (дата обращения: 31.10.2025).

8. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 20 декабря 2022 г. № 1340 : зарегистрирован М-вом юстиции 16 марта 2023 г., регистрационный № 72599. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_442245/ (дата обращения: 31.10.2025).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
Электроэнергетическая система Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края													
Усть-Хантайская ГЭС	АО «НТЭК»			–									
		1	PO 55-B-401		71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	
		2	PO 55-B-401		71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	
		3	PO 55-B-401		71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	
		4	PO 55-B-401		71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	
		5	PO 55-B-401		71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	
		6	PO 55-B-401		71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	
		7	PO 55-B-401		71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	
Установленная мощность, всего		–	–		501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	
Курейская ГЭС	АО «НТЭК»			–									
		1	PO 75-BM-510		120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	
		2	PO 75-BM-510		120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	
		3	PO 75-BM-510		120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	
		4	PO 75-BM-510		120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	
		5	PO 75-BM-510		120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	
Установленная мощность, всего		–	–		600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	
Норильская ТЭЦ-1	АО «НТЭК»			Газ, дизельное топливо									
		1	P-25-2,9/1,2		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		2	T-30-АО		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		20	T-30-АО		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		3	T-30-АО		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		4	T-30-АО		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		7	П-30-29/13		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		11	P-70-90/1,7		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
		12	T-75-90		75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	315,0	315,0	315,0	315,0	315,0	315,0	315,0	315,0	
Норильская ТЭЦ-2	АО «НТЭК»			Газ, дизельное топливо									
		1	T-120/130-12,8-4		108,7	108,7	108,7	108,7	108,7	108,7	108,7	108,7	
		2	T-120-130-12,8-2			108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	Ввод в эксплуатацию 10.03.2025 Вывод из эксплуатации в 2025 г.
		3	T-75-90		75,0								
		4	T-75-90		75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	
		5	T-100/120-130-4		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		6	T-100/120-130-4		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	458,7	491,7	491,7	491,7	491,7	491,7	491,7	491,7	
Норильская ТЭЦ-3	АО «НТЭК»			Газ, дизельное топливо									
		1	T-100/120-130-3		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		2	T-100/120-130-3		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		3	T-100/120-130-4		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		4	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	380,0	380,0	380,0	380,0	380,0	380,0	380,0	380,0	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 35 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 35 кВ и выше на территории электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края	Красноярский край	Создание на Норильской ТЭЦ-3 устройств: – АОПО 1Т; – АОПО 2Т	АО «НТЭК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	– ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	28,53	28,53

Примечания

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

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

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