

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 Описание энергосистемы	7
1.1 Основные внешние электрические связи	7
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	7
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	8
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	9
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	9
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	12
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России	15
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	15
2.1.1 Энергорайон № 1, севернее контролируемого сечения Мончегорское север	15
2.1.2 Энергорайон № 2, севернее контролируемого сечения КАЭС север	17
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций	19
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	19
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	23
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	23
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	23
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	23
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии	

	и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям	23
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы	24
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	24
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	27
3.3	Прогноз потребления мощности.....	28
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	30
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы	32
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	32
4.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Мурманской области.....	34
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	37
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 (150) 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.....	37
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	38
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	39
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	40
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	41
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	42
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	43
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного	

потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии.....	46
--	----

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АЭС	–	атомная электростанция
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
КС	–	контролируемое сечение
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
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
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОН	–	отключение нагрузки
ПАР	–	послеаварийный режим
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
Т	–	трансформатор
ТГК	–	территориальная генерирующая компания
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ФКУ	–	фильтро-компенсирующее устройство
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
$S_{длн}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{ном}$	–	номинальная полная мощность
$U_{ном}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Мурманской области за период 2019–2023 годов. За отчетный принимается 2023 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Мурманской области на каждый год перспективного периода (2025–2030 годов).

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

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Мурманской области на период до 2030 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети, включая заявленные сетевыми организациями;

- перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям;

- мероприятия, направленные на предотвращение рисков ввода ГАО с учетом обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и мощности;

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

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

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Мурманской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Кольское РДУ и обслуживает территорию Мурманской области.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Мурманской области и владеющие объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и (или) выше:

– филиал ПАО «Россети» – Карельское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Республики Карелия, Мурманской области и Ленинградской области;

– Мурманский филиал ПАО «Россети Северо-Запад» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Мурманской области.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Мурманской области связана с энергосистемами:

– Республики Карелия (Филиал АО «СО ЕЭС» Карельское РДУ): ВЛ 330 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Финляндии: ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Норвегии: ВЛ 150 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Мурманской области с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Мурманской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
АО «Кольская ГМК»	258,0
Кировский филиал АО «Апатит»	221,0
Филиал АО «РУСАЛ Урал» в г. Кандалакше «Объединенная компания РУСАЛ Кандалакшский алюминиевый завод («РУСАЛ КАНДАЛАКША»)	129,0
АО «Ковдорский ГОК»	111,0
Более 50 МВт	
АО «ОЛКОН»	61,0
ОАО «РЖД»	59,0
Более 10 МВт	
ООО «НОВАТЭК-Мурманск»	46,0
АО «СЗФК»	36,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Мурманской области на 01.01.2024 составила 3837,4 МВт, в том числе: АЭС – 1760,0 МВт, ГЭС – 1625,0 МВт, ТЭС – 250,0 МВт, ВЭС – 202,4 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 энергосистемы Мурманской области, МВт

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	3829,4	–	–	+8,0	–	3837,4
АЭС	1760,0	–	–	–	–	1760,0
ГЭС	1617,0	–	–	+8,0	–	1625,0
ТЭС	250,0	–	–	–	–	250,0
ВЭС	202,4	–	–	–	–	202,4

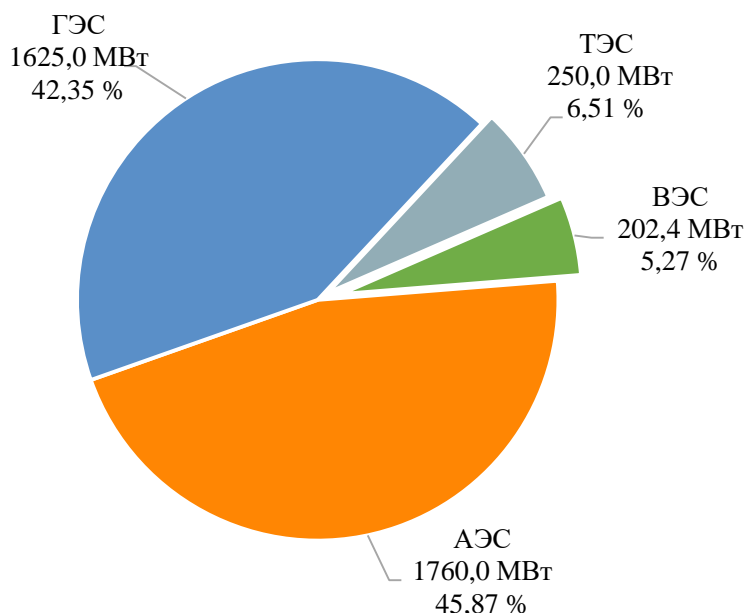


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Мурманской области по состоянию на 01.01.2024

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Мурманской области в 2023 году составило 18201,9 млн кВт·ч, в том числе: на АЭС – 10821,4 млн кВт·ч, ГЭС – 6379,1 млн кВт·ч, ТЭС – 504,6 млн кВт·ч, ВЭС – 496,7 млн кВт·ч.

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

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Мурманской области за период 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	16672,8	16492,8	16605,7	18241,2	18201,9
АЭС	10071,9	9424,0	9320,7	10380,1	10821,4
ГЭС	6122,1	6626,8	6818,6	7313,0	6379,1
ТЭС	478,9	442,0	466,4	484,0	504,6
ВЭС	–	–	–	64,1	496,7

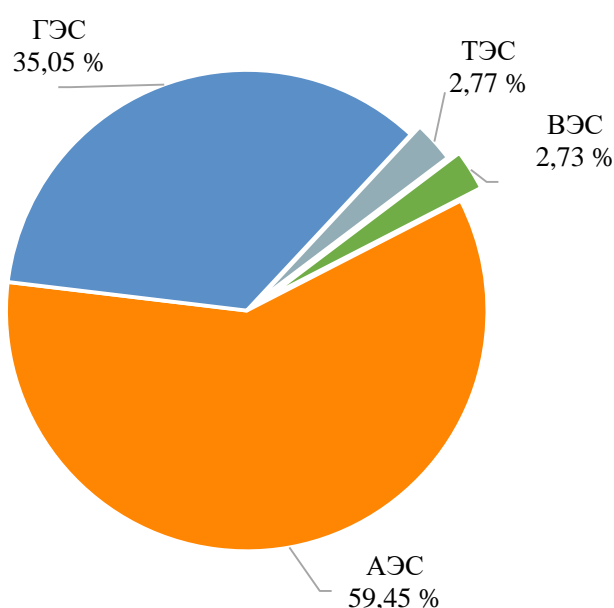


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Мурманской области в 2023 году

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Мурманской области приведена в таблице 4 и на рисунках 3, 4.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Мурманской области

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	12721	12383	11973	11998	11934
Годовой темп прироста, %	1,49	-2,66	-3,31	0,21	-0,53
Максимум потребления мощности, МВт	1874	1882	1874	1786	1837
Годовой темп прироста, %	-1,58	0,43	-0,43	-4,70	2,86
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6788	6580	6389	6718	6496
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	04.02 20:00	29.01 17:00	08.12 17:00	04.02 18:00	14.12 12:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-24,2	-24,3	-24,0	-19,3	-15,5

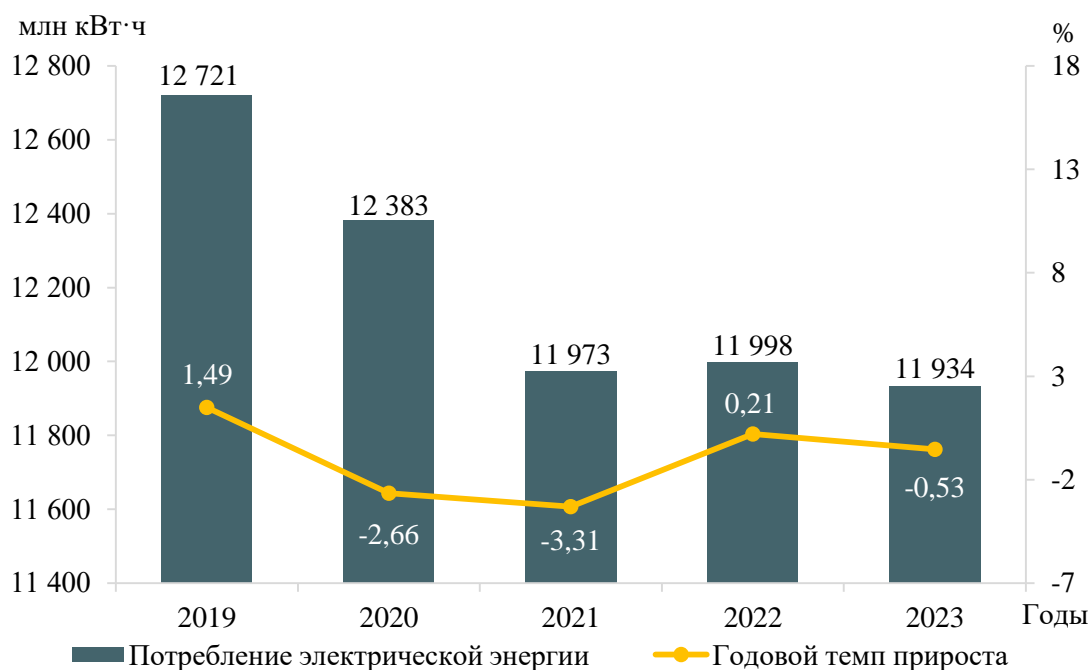


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Мурманской области и годовые темпы прироста

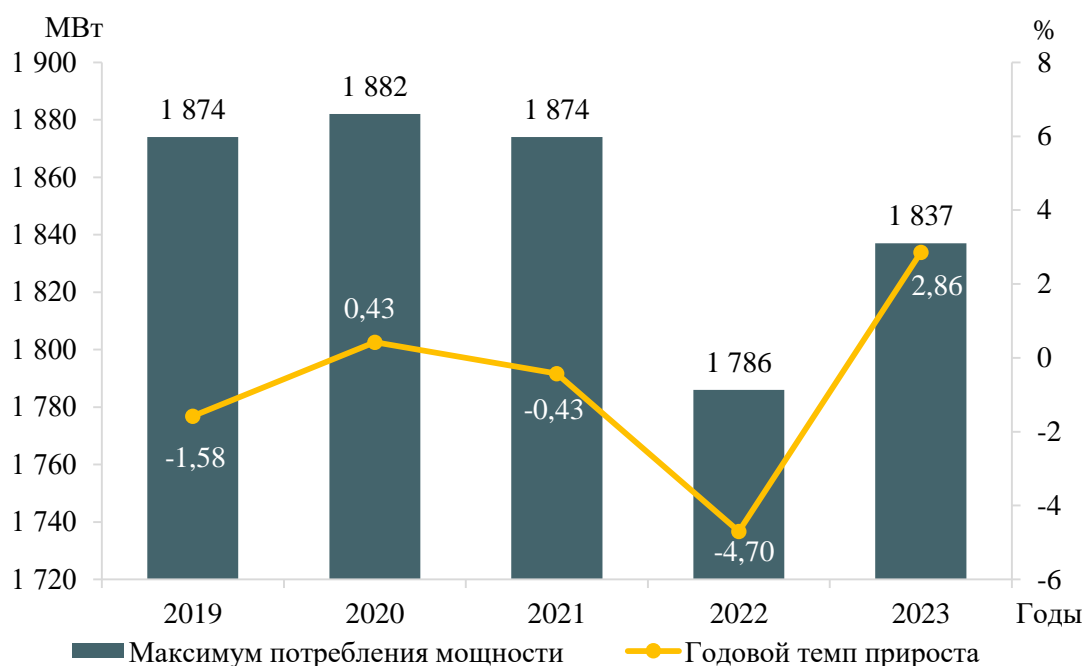


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Мурманской области и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Мурманской области снизилось на 600 млн кВт·ч и составило в 2023 году 11934 млн кВт·ч, что соответствует отрицательному среднегодовому темпу прироста 0,98 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 1,49 % в 2019 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2021 году и составило 3,31 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Мурманской области снизился на 67 МВт и составил 1837 МВт, что соответствует отрицательному среднегодовому темпу прироста мощности 0,71 %. Следует отметить, что максимумы энергосистемы в первые три года проходили при практически одной и той же среднесуточной ТНВ на уровне $-24,0^{\circ}\text{C}$.

Наибольший годовой прирост мощности составил 2,86 % в 2023 году; наибольшее снижение мощности имело отрицательное значение и составило 4,70 % в 2022 году.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Мурманской области был зафиксирован в 1990 году в размере 2442 МВт.

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Мурманской области обуславливалась следующими факторами:

- разнонаправленными тенденциями потребления в добывающем производстве;
- снижение потребления в металлургическом производстве;
- разницей среднесуточных температур наружного воздуха в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности.

1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Мурманской области приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Мурманской области приведен в таблице 6.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	150 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 150 кВ Выходной – П/ф Снежная (Л-219) до ПС 150 кВ Белокаменка протяженностью 56,46 км	ПАО «Россети Северо-Запад»	2019	56,46 км
2	150 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 150 кВ Нижне-Тулумская ГЭС-13 – Первомайский с отпайками (Л-160) до ПС 150 кВ Белокаменка протяженностью 15,6 км	ПАО «Россети Северо-Запад»	2019	15,6 км
3	330 кВ	Строительство захода ВЛ 330 кВ Серебрянская ГЭС-15 – Выходной на ПС 330 кВ Мурманская протяженностью 4,18 км с образованием ВЛ 330 кВ Выходной – Мурманская	ПАО «Россети»	2019	4,18 км
4	330 кВ	Строительство захода ВЛ 330 кВ Серебрянская ГЭС-15 – Выходной на ПС 330 кВ Мурманская протяженностью 4,16 км с образованием ВЛ 330 кВ Серебрянская ГЭС-15 – Мурманская	ПАО «Россети»	2019	4,16 км
5	150 кВ	Строительство захода ВЛ 150 кВ Выходной – Мурманск № 3 с отпайкой на ПС Долина Уюта (Л-179) на ПС 330 кВ Мурманская протяженностью 4,65 км с образованием ВЛ 150 кВ Выходной – Мурманская № 1 (Л-233)	ПАО «Россети Северо-Запад»	2020	4,65 км
6	150 кВ	Строительство захода ВЛ 150 кВ Выходной – Мурманск № 2 с отпайками (Л-172) на ПС 330 кВ Мурманская протяженностью 4,68 км с образованием ВЛ 150 кВ Выходной – Мурманская № 2 (Л-234)	ПАО «Россети Северо-Запад»	2020	4,68 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
7	150 кВ	Включение отпайки на ПС 150 кВ Долина Уюта (ПС 53) от ВЛ 150 кВ Выходной – Мурманск № 2 с отпайками (Л-172) протяженностью 6,98 км с образованием ВЛ 150 кВ Мурманская – Долина Уюта № 1 (Л-229)	ПАО «Россети Северо-Запад»	2020	6,98 км
8	150 кВ	Включение отпайки на ПС 150 кВ Долина Уюта (ПС 53) от ВЛ 150 кВ Выходной – Мурманск № 3 с отпайкой на ПС Долина Уюта (Л-179) протяженностью 6,98 км отдельной ЛЭП от ПС 330 кВ Мурманская с образованием ВЛ 150 кВ Мурманская – Долина Уюта № 2 с отпайкой на ПС Пригородный (Л-230)	ПАО «Россети Северо-Запад»	2020	6,89 км
9	150 кВ	Строительство одноцепного захода ВЛ 150 кВ Выходной – Мурманск № 2 с отпайками (Л-172) на ПС 330 кВ Мурманская протяженностью 4,58 км с образованием ВЛ 150 кВ Мурманская – Промзона № 1 (Л-172)	ПАО «Россети Северо-Запад»	2020	4,58 км
10	150 кВ	Строительство одноцепного захода ВЛ 150 кВ Выходной – Мурманск № 3 с отпайкой на ПС Долина Уюта (Л-179) на ПС 330 кВ Мурманская протяженностью 4,56 км с образованием ВЛ 150 кВ Мурманская – Промзона № 2 с отпайкой на ПС Пригородный (Л-179)	ПАО «Россети Северо-Запад»	2020	4,56 км
11	150 кВ	Строительство КЛ 150 кВ Снежногорск – Александровская № 1 протяженностью 1,32 км	АО «Оборонэнерго»	2020	1,32 км
12	150 кВ	Строительство КЛ 150 кВ Снежногорск – Александровская № 2 протяженностью 1,39 км	АО «Оборонэнерго»	2020	1,39 км
13	150 кВ	Строительство ВЛ 150 кВ Кольская ВЭС – Мурманская протяженностью 68,98 км	ООО «Энэл Рус Винд Кола»	2021	68,98 км
14	150 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 150 кВ Выходной – Белокаменка с отпайками (Л-219) до ПС 150 кВ Кулонга протяженностью 1,192 км	ПАО «Россети Северо-Запад»	2022	1,192 км
15	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Протоки – Дальняя № 1 протяженностью 23,478 км	ПАО «Россети Северо-Запад»	2022	23,478 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
16	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Протоки – Дальняя № 2 протяженностью 23,631 км	ПАО «Россети Северо-Запад»	2022	23,631 км
17	150 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 150 кВ Выходной – Снежногорск (Л–170) до ПС 150 кВ Порт Лавна протяженностью 1,658 км	ПАО «Россети Северо-Запад»	2023	1,658 км
18	150 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 150 кВ Выходной – Белокаменка с отпайками (Л-219) до ПС 150 кВ Порт Лавна протяженностью 3,04 км	ПАО «Россети Северо-Запад»	2023	3,04 км

Таблица 6 – Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	330 кВ	Строительство ПС 330 кВ Мурманская с одним автотрансформатором 330/150/35 кВ мощностью 250 МВА	ПАО «Россети»	2019	250 МВА
2	150 кВ	Строительство ПС 150 кВ Александровская с двумя трансформаторами 150/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Оборонэнерго»	2020	2×40 МВА
3	150 кВ	Строительство ПС 150 кВ Кулонга с двумя трансформаторами 150/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «НОВАТЭК-Мурманск»	2022	2×63 МВА
4	150 кВ	Строительство ПС 150 кВ Порт Лавна с двумя трансформаторами 150/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Морской торговый порт «Лавна»	2023	2×25 МВА

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

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

На территории Мурманской области к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относятся:

- энергорайон № 1, севернее контролируемого сечения Мончегорское север;
- энергорайон № 2, севернее контролируемого сечения КАЭС север.

2.1.1 Энергорайон № 1, севернее контролируемого сечения Мончегорское север

В таблице 7 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне № 1, севернее контролируемого сечения Мончегорское север.

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий энергорайона № 1, севернее контролируемого сечения Мончегорское север

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 330 кВ Мончегорск – Оленегорск, токовая нагрузка ВЛ 150 кВ Мончегорск ПС 11А – Выходной № 1 с отпайкой на ПС Оленегорск (Л-153) превышает ДДТН на величину до 7,1 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 26 МВт</p>	<p>Подключение ВЛ 330 кВ Мончегорск – Выходной (Л-406) в собственные ячейки на ПС 330 кВ Мончегорск и ПС 330 кВ Выходной с образованием второй цепи 330 кВ</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Подключение ВЛ 330 кВ Мончегорск – Выходной (Л-406) в собственные ячейки на ПС 330 кВ Мончегорск и ПС 330 кВ Выходной с образованием второй цепи 330 кВ</p>

2.1.2 Энергорайон № 2, севернее контролируемого сечения КАЭС север

В таблице 8 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне № 2, севернее контролируемого сечения КАЭС север.

Таблица 8 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий энергорайона № 2, севернее контролируемого сечения КАЭС север

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме¹⁾, связанной с отключением ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Мончегорск № 1 и ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Мончегорск № 2, переток активной мощности в КС «Кольская АЭС – Апатиты – Мончегорск» превышает МДП на величину до 54 МВт.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 54 МВт</p>	<p>Создание на ПС 330 кВ Титан устройств: АОПО ВЛ 150 кВ Титан – Главная № 1 (Л-207) с действием на ОН в объеме не менее 54 МВт при ТНВ +17 °С; АОПО ВЛ 150 кВ Титан – Главная № 2 (Л-208) с действием на ОН в объеме не менее 54 МВт при ТНВ +17 °С</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Создание на ПС 330 кВ Титан устройств: АОПО ВЛ 150 кВ Титан – Главная № 1 (Л-207); АОПО ВЛ 150 кВ Титан – Главная № 2 (Л-208)</p>

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 110 кВ

В соответствии с предложениями сетевых организаций рассмотрены ПС 110 (150) кВ, на которых по результатам контрольных измерений потокораспределения в отчетном периоде зафиксировано превышение допустимой загрузки трансформаторного оборудования в нормальной схеме или при отключении одного из трансформаторов в нормальной схеме с учетом реализации схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 9 представлены данные по ТНВ в дни контрольных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 9 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2019	18.12.2019	-2,4
	19.06.2019	9,2
2020	16.12.2020	-6
	17.06.2020	12,2
2021	15.12.2021	-5,1
	16.06.2021	8,1
2022	21.12.2022	-5,4
	15.06.2022	9,7
2023	20.12.2023	-8,2
	21.06.2023	13,2

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

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

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

2.2.1.1 ПАО «Россети Северо-Запад»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Северо-Запад» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 (150) кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 10 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 11 приведены данные по

допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов на перспективный период, в таблице 12 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 10 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 (150) кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 150 кВ Зеленый мыс (ПС 100)	150/35/10	T-1	158/38,5/11	16	0,92	7,66	3,90	5,72	7,02	1,38	3,15	3,71	5,43	4,47	0
			T-2	158/38,5/11	16	12,11	0	6,77	4,75	3,39	3,50	1,38	1,60	0	0	

Таблица 11 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 150 кВ Зеленый мыс (ПС 100)	T-1	ТДТН-16000/150-70 У1	1990	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/150-70 У1	1990	87	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 12 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС 110 (150) кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 150 кВ Зеленый мыс (ПС 100)	2019 / зима	13,03	ПС 150 кВ Зеленый мыс (ПС 100)	АО «Нефтяной терминал «Лавна»	01.12.2017	43-017641/17	2024	9,05	3,00	10	3,02	18,02	18,02	18,02	18,02	18,02	18,02
				ПС 150 кВ Зеленый мыс (ПС 100)	АО «МАГЭ»	06.08.2020	43-12441/20	2024	1,67	0,67	10	0,20						
				ПС 150 кВ Зеленый мыс (ПС 100)	ООО «Терминал «Ударник»	05.12.2022	КОЛ-01158-Б-С/22	2024	2,00	0	6	0,80						
				ПС 110 кВ ПС-3 (Т-1)	АО «Ситиматик»	28.03.2022	43-0007041/21	2024	0,63	0	6	0,44						
				ПС 110 кВ ПС-3 (Т-1)	ТУ для ТП менее 670 кВт (14 шт.)		2024	0,19	0	0,4–6	0,02							
				ПС 35 кВ ПС-316 (Т-2)	ТУ для ТП менее 670 кВт (11 шт.)		2024	0,13	0	0,4–6	0,01							

ПС 150 кВ Зеленый мыс (ПС 100).

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 13,03 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{ддн}$ и составляет 70,08 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} -2,4$ °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,162.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 10,0 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,99 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется следующим образом:

$$S_{персп}^{тр} = S_{макс}^{факт} + \sum S_{ту} \cdot K_{наб} + S_{доп} - S_{срм}, \quad (1)$$

где $S_{ту} \cdot K_{наб}$ – мощность новых потребителей, подключаемых к ПС в соответствии с ТУ для ТП, с учетом коэффициентов набора;

$S_{доп}$ – увеличение нагрузки рассматриваемой подстанции в случае перераспределения мощности с других центров питания;

$S_{срм}$ – объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{персп}^{тр} = 13,03 + 4,99 + 0 - 0 = 18,02 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Зеленый мыс (ПС 100), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 96,95 % от $S_{ддн}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Северо-Запад» (увеличение трансформаторной мощности подстанции ПС 150 кВ Зеленый мыс (ПС 100) с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА).

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

Предложения от сетевых организаций на территории Мурманской области по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ отсутствуют.

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

Предложения сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям на территории Мурманской области, отсутствуют.

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

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

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы

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

В таблице 13 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Мурманской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 13 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Мурманской области

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
1	Завод по производству сжиженного природного газа	ООО «НОВАТЭК-Мурманск»	0,0	900,0	330	2029 2030	ПС 330 кВ Выходной ПС 330 кВ Оленегорск
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
2	Центр обработки данных (г. Апатиты)	ООО «ДЦ Арктика2»	0,0	49,0	110	2024	ПС 150 кВ Радиозавод (ПС 112) ПС 110 кВ Молодежная (ПС 24)
3	Центр обработки данных (п.г.т. Никель)	ООО «ДЦ Арктика2»	0,0	42,0	110	2024	ПС 150 кВ Никель (ПС 20А) ПС 110 кВ Котсельваара (ПС 20)
4	Центр обработки данных (г. Оленегорск)	ООО «ДЦ Арктика2»	0,0	40,0	110	2024	ПС 110 кВ Мехзавод (ПС 96)
5	Центр обработки данных	ООО «СМАРТ ДИСТРИБЬЮШН»	0,0	27,0	150	2024	ПС 150 кВ Тулома (ПС 109)
6	Центр обработки данных	ООО «Звезда»	0,0	27,0	150	2024	ПС 150 кВ Тепличная (ПС 81)
7	Дооборудование объектов причального фронта, объект «931»	Региональное управление заказчика капитального строительства Западного военного округа (РУЗКС МО РФ)	16,4	22,4	150	2024	ПС 150 кВ Александровская
8	Центр обработки данных	ООО «Интегратор»	0,0	19,5	150	2024	ПС 150 кВ Ура Губа (ПС 28)

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
9	Центр обработки данных	ООО «Интегратор»	0,0	13,0	150	2024	ПС 150 кВ Верхнетуломский (ПС 82)
10	Комплексное развитие Мурманского транспортного узла. Тяговая подстанция станции «Лавна»	ФКУ «Ространсмодернизация»	0,0	12,8	150	2024	ПС 150 кВ Лавна-тяговая
11	ГПП 110/10 кВ для электроснабжения технической позиции объекта 7350	Министерство обороны РФ	0,0	10,3	110	2024	ПС 110 кВ Дальняя

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Мурманской области на период 2025–2030 годов представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Мурманской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	12083	12894	13714	13812	13860	14256	16304
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	811	820	98	48	396	2048
Годовой темп прироста, %	–	6,71	6,36	0,71	0,35	2,86	14,37

Потребление электрической энергии по энергосистеме Мурманской области прогнозируется на уровне 16304 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 4,56 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2030 году и составит 2048 млн кВт·ч или 14,37 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2028 году и составит 48 млн кВт·ч или 0,35 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Мурманской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенных в таблице 13.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Мурманской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

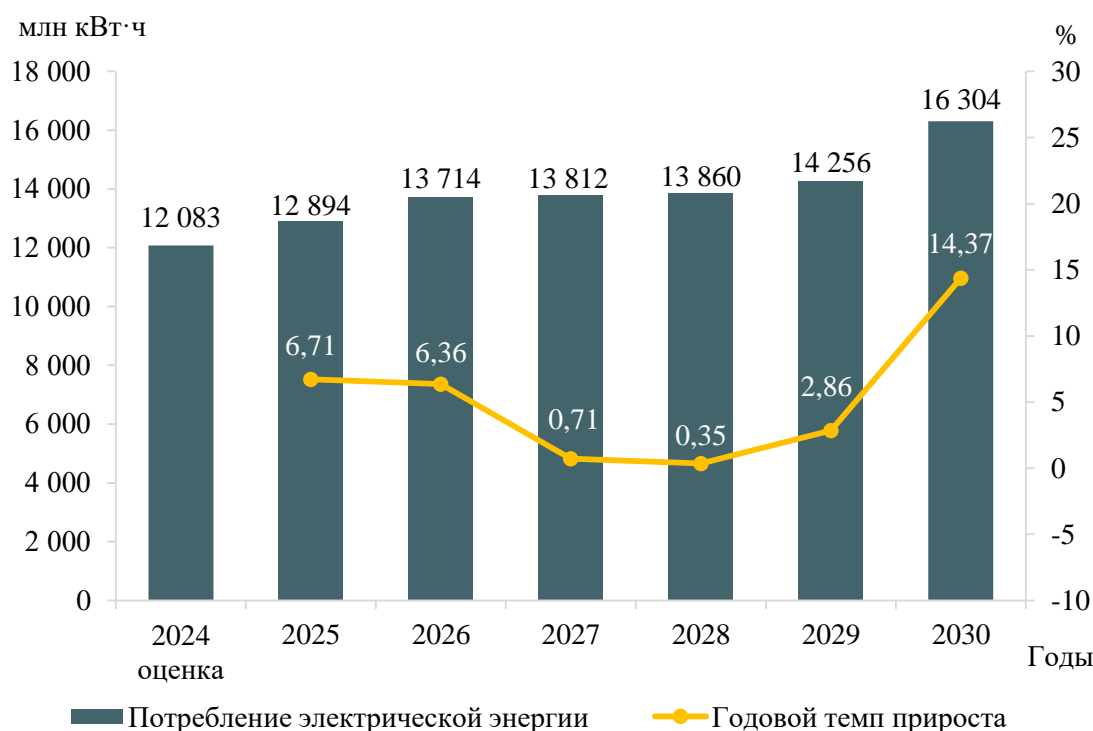


Рисунок 5 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Мурманской области и годовые темпы прироста

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

- вводом новых промышленных потребителей, в том числе реализацией ООО «НОВАТЭК-Мурманск» проекта строительства завода по производству сжиженного природного газа;
- запуском центров обработки данных;
- снижением потребления на действующих предприятиях металлургического производства.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Мурманской области на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Мурманской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1805	1941	1961	1967	1967	2351	2657
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	136	20	6	0	384	306
Годовой темп прироста, %	–	7,53	1,03	0,31	0,00	19,52	13,02

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6694	6643	6993	7022	7046	6064	6136

Максимум потребления мощности энергосистемы Мурманской области к 2030 году прогнозируется на уровне 2657 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 5,41 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2029 году и составит 384 МВт или 19,52 %, что обусловлено планируемым вводом объектов промышленного производства, наименьший прирост мощности ожидается в 2027 году и составит 6 МВт или 0,31 %. В 2028 году изменения потребления мощности не ожидается.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период ожидается плотным. Однако, в 2029 и 2030 годах число часов использования максимума снизится, что объясняется вводом крупного потребителя в конце календарного года, и составит 6064 ч/год и 6136 ч/год соответственно.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Мурманской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 6.

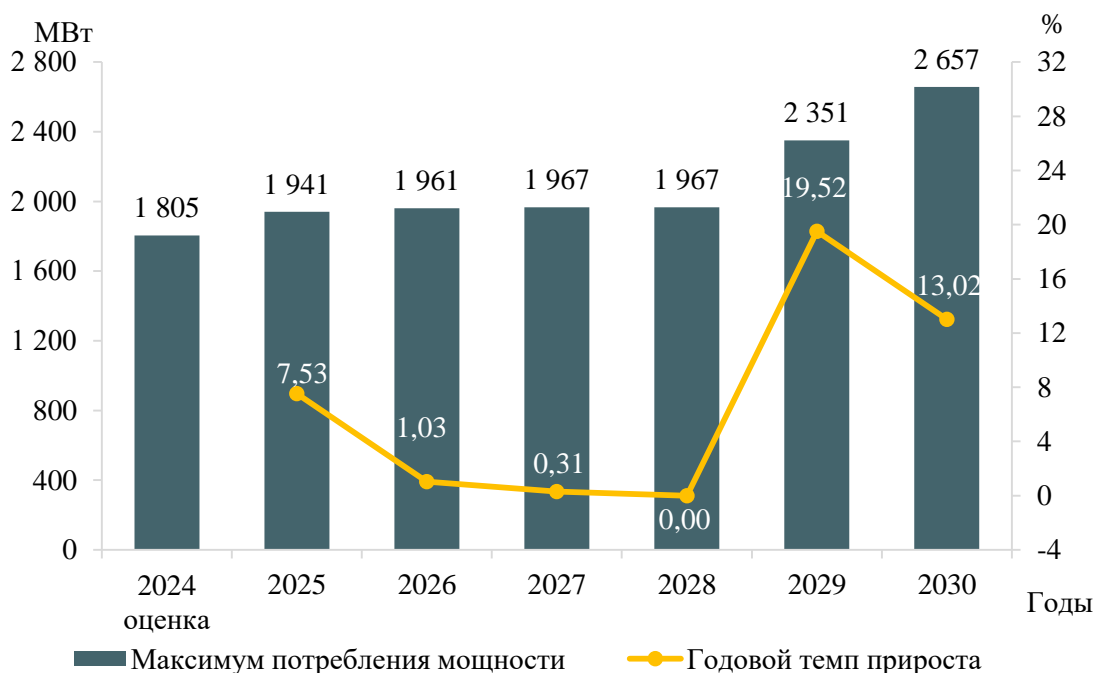


Рисунок 6 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Мурманской области и годовые темпы прироста

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Мурманской области в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 16,5 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Мурманской области в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Мурманской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	–	–	16,5	–	–	–	–	16,5
ГЭС	–	–	16,5	–	–	–	–	16,5

В энергосистеме Мурманской области в период 2025–2030 годов на малых ГЭС предполагается ввод в эксплуатацию генерирующих мощностей в объеме 16,5 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Мурманской области в 2030 году составит 3852,8 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Мурманской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Мурманской области представлена в таблице 17. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Мурманской области представлена на рисунке 7.

Таблица 17 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Мурманской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	3836,3	3836,3	3852,8	3852,8	3852,8	3852,8	3852,8
АЭС	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0
ГЭС	1623,9	1623,9	1640,4	1640,4	1640,4	1640,4	1640,4
ТЭС	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0
ВЭС	202,4	202,4	202,4	202,4	202,4	202,4	202,4

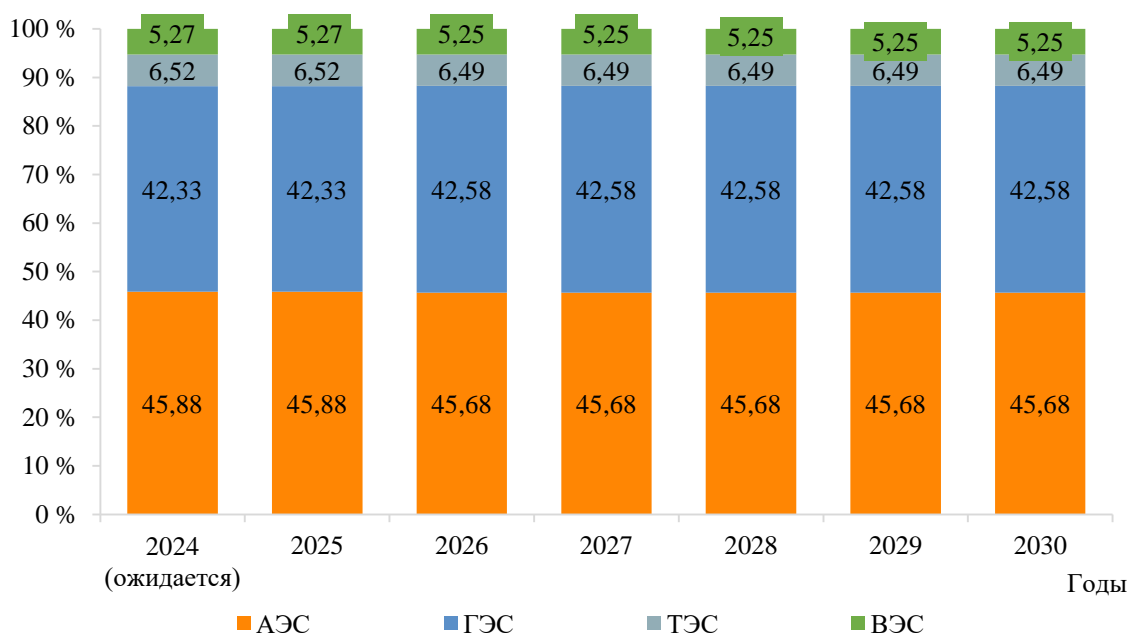


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Мурманской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Мурманской области с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) приведен в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы

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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
1	Подключение ВЛ 330 кВ Мончегорск – Выходной (Л-406) в собственные ячейки на ПС 330 кВ Мончегорск и ПС 330 кВ Выходной с образованием второй цепи 330 кВ	ПАО «Россети»	330	км	4,2	–	–	–	–	–	–	–	4,2	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «НОВАТЭК-Мурманск»
2	Создание на ПС 330 кВ Титан устройств: – АОПО ВЛ 150 кВ Титан – Главная № 1 (Л-207); – АОПО ВЛ 150 кВ Титан – Главная № 2 (Л-208)	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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

В таблице 19 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Мурманской области.

Таблица 19 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Мурманской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
1	Подключение ВЛ 330 кВ Мончегорск – Выходной (Л-406) в собственные ячейки на ПС 330 кВ Мончегорск и ПС 330 кВ Выходной с образованием второй цепи 330 кВ	ПАО «Россети»	330	км	4,2	–	–	–	–	–	–	–	4,2	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «НОВАТЭК-Мурманск»	ООО «НОВАТЭК-Мурманск»	–	900
2	Строительство ПС 330 кВ Арктика с шестью автотрансформаторами 330/110/35 кВ мощностью 200 МВА каждый	ПАО «Россети»	330	МВА	–	–	–	5×200	1×200	–	–	–	1200	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «НОВАТЭК-Мурманск»	ООО «НОВАТЭК-Мурманск»	–	900
3	Строительство двух ВЛ 330 кВ Выходной – Арктика ориентировочной протяженностью 55 км каждая	ПАО «Россети»	330	км	–	–	–	2×55	–	–	–	–	110				
4	Строительство ВЛ 330 кВ Оленегорск – Арктика ориентировочной протяженностью 150 км	ПАО «Россети»	330	км	–	–	–	150	–	–	–	–	150				
5	Строительство ПС 110 кВ НВТК с восемью трансформаторами 110/35 кВ мощностью 100 МВА каждый	ООО «НОВАТЭК-Мурманск»	110	МВА	–	–	–	4×100	4×100	–	–	–	800				
6	Строительство восьми ВЛ 110 кВ Арктика – НВТК ориентировочной протяженностью 2 км каждая	ПАО «Россети»	110	км	–	–	–	6×2	2×2	–	–	–	16				
7	Строительство ПС 110 кВ ТЛ-1 с пятью трансформаторами 110/10 кВ мощностью 50 МВА каждый и тремя трансформаторами 110/6,9 кВ мощностью 28,8 МВА каждый	ООО «НОВАТЭК-Мурманск»	110	МВА	–	–	–	5×50	–	–	–	–	250				
			110	МВА	–	–	–	3×28,8	–	–	–	–	86,4				
8	Строительство двух КЛ 110 кВ НВТК – ТЛ-1	ООО «НОВАТЭК-Мурманск»	110	км	–	–	–	x	–	–	–	–	x				
9	Строительство ПС 110 кВ ОЗХ с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «НОВАТЭК-Мурманск»	110	МВА	–	–	–	2×40	–	–	–	–	80				
10	Строительство двух КЛ 110 кВ НВТК – ОЗХ	ООО «НОВАТЭК-Мурманск»	110	км	–	–	–	x	–	–	–	–	x				
11	Строительство ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Оленегорск ориентировочной протяженностью 98 км	ПАО «Россети»	330	км	–	–	–	–	98	–	–	–	98				
12	Строительство ПС 110 кВ ТЛ-2 с пятью трансформаторами 110/10 кВ мощностью 50 МВА каждый и тремя трансформаторами 110/6,9 кВ мощностью 28,8 МВА каждый	ООО «НОВАТЭК-Мурманск»	110	МВА	–	–	–	–	5×50	–	–	–	250				
			110	МВА	–	–	–	–	3×28,8	–	–	–	86,4				
13	Строительство двух КЛ 110 кВ НВТК – ТЛ-2	ООО «НОВАТЭК-Мурманск»	110	км	–	–	–	–	x	–	–	–	x				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
14	Реконструкция ВЛ 35 кВ М-12/33 с переводом на напряжение 110 кВ с образованием ВЛ 110 кВ Долина Уюта – Шмидта ориентировочной протяженностью 5,3 км	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	км	–	5,3	–	–	–	–	–	–	5,3	Обеспечение технологического присоединения потребителей ФКУ «Ространсmodernизация», АО «МАГЭ», ИП Барсегян Лусине Вруйровна	ФКУ «Ространс-модернизация»	–	8,5
															АО «МАГЭ»	0,669	1,0
															ИП Барсегян Лусине Вруйровна	0,9	4,95
15	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нижне-Тулумская ГЭС-13 – Шмидта № 2 с отпайками (Л-125) с отсоединением отпайки на ПС 110 кВ Жилстрой (ПС 57) и подключением к образующейся ВЛ 110 кВ Долина Уюта – Шмидта ориентировочной протяженностью 1,12 км	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	км	–	1,12	–	–	–	–	–	–	1,12	Обеспечение технологического присоединения потребителей ФКУ «Ространсmodernизация», ИП Барсегян Лусине Вруйровна	ФКУ «Ространс-модернизация»	–	8,5
															ИП Барсегян Лусине Вруйровна	0,9	4,95
16	Строительство ПС 110 кВ 1444 км с двумя трансформаторами 110/27/10,5 кВ мощностью 16 МВА каждый	ФКУ «Ространс-модернизация»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей ФКУ «Ространсmodernизация»	ФКУ «Ространс-модернизация»	–	8,5
17	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Долина Уюта – Шмидта с отпайкой на ПС 110 кВ Жилстрой (ПС 57) до ПС 110 кВ 1444 км ориентировочной протяженностью 0,3 км	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	км	–	0,3	–	–	–	–	–	0,3					
18	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Нижне-Тулумская ГЭС-13 – Шмидта № 2 с отпайками до ПС 110 кВ 1444 км ориентировочной протяженностью 1 км	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	км	–	1	–	–	–	–	–	1					
19	Строительство новой ПС 110 кВ с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	АО «Олкон»	110	МВА	2×6,3	–	–	–	–	–	–	–	12,6	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Олкон»	АО «Олкон»	–	2
20	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Куна – Оленегорский 12 с отпайкой на ПС Комсомольский (Л-110) на новую ПС 110 кВ	АО «Олкон»	110	км	2×0,18	–	–	–	–	–	–	0,36					
21	Строительство ПС 110 кВ Дальняя с двумя трансформаторами мощностью 10 МВА каждый	Министерство обороны РФ	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителей Министерства обороны РФ	Министерство обороны РФ	–	10,297
22	Строительство ПС 150 кВ Лавна-тяговая с двумя трансформаторами 150/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ФКУ «Ространс-модернизация»	150	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей ФКУ «Ространсmodernизация»	ФКУ «Ространс-модернизация»	–	12,772
23	Строительство двух ЛЭП 150 кВ Мурманская – Лавна-тяговая ориентировочной протяженностью 31,5 км каждая	АО «МОЭСК»	150	км	2×31,5	–	–	–	–	–	–	63					
24	Строительство отпайки от отпайки ВЛ 110 кВ Раякоски ГЭС-6 – Янискоски ГЭС-5 с отпайкой на Кайтакоски ГЭС-4 (Л-130) до РУ 110 кВ ГЭС Арктика ориентировочной протяженностью 0,503 км	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	км	–	–	0,503	–	–	–	–	–	0,503	Обеспечение выдачи мощности электростанции ГЭС Арктика	ПАО «ТГК-1»	–	16,5

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

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

4.4 Мероприятия в электрической сети 110 (150) 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 110 (150) кВ по предложениям сетевых организаций, на территории Мурманской области, отсутствуют.

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

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

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

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети Мурманской области, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию мероприятий представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) утвержденных приказом Минэнерго России от 28.12.2023 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@;

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

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Мурманской области по годам представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Мурманской области (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	4842	4211	4200	4190	–	–	–	17443

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

В Мурманской области отсутствуют реализуемые и перспективные мероприятия по развитию распределительных электрических сетей, необходимые к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети не требуется.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Мурманской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Мурманской области, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе были решены следующие задачи:

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

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

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Мурманской области оценивается в 2030 году в объеме 16304 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 4,56 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Мурманской области к 2030 году увеличится и составит 2657 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 5,41 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Мурманской области в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 6064–7046 ч/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Мурманской области в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 16,5 МВт на ГЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Мурманской области в 2030 году составит 3852,8 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Мурманской области в рассматриваемый перспективный период, позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Мурманской области.

Всего за период 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 449,783 км, трансформаторной мощности 2867,4 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	Вид топлива	По состоянию на	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
					01.01.2024	Установленная мощность (МВт)							
Энергосистема Мурманской области													
Нива ГЭС-1	ПАО «ТГК-1»												
		1	ПЛ15-В-488		12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	
		2	ПЛ15-В-488		12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	
Установленная мощность, всего		–	–		24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	
Нива ГЭС-2	ПАО «ТГК-1»												
		1	РО 45/123М-В-250		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		2	РО 45/123М-В-250		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		3	РО 45/123М-В-250		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		4	РО 45/123М-В-250		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Установленная мощность, всего		–	–		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
Нива ГЭС-3	ПАО «ТГК-1»												
		1	РО75-В-295		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
		2	РО75-В-295		38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	
		3	РО75-В-295		38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	
		4	РО75-В-295		38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	
Установленная мощность, всего		–	–		155,5	155,5	155,5	155,5	155,5	155,5	155,5	155,5	
Верхне-Тулумская ГЭС-12	ПАО «ТГК-1»												
		1	ПЛ70-В-435		75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	
		2	ПЛ70-В-435		75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	
		3	ПЛ70-В-435		75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	
		4	ПЛ70-В-435		75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	
Установленная мощность, всего		–	–		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
Нижне-Тулумская ГЭС-13	ПАО «ТГК-1»												
		1	ПР30/881-В-360		14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	
		2	ПР30/881-В-360		14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	
		3	ПР30/881-В-360		14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	
		4	ПР30/881-В-360		14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	
Установленная мощность, всего		–	–		56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	
Кайтакоски ГЭС-4	ПАО «ТГК-1»												
		1	ПЛ15-В-430		5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	
		2	ПЛ15-В-430		5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	
Установленная мощность, всего		–	–		11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	
Янискоски ГЭС-5	ПАО «ТГК-1»												
		1	ПЛ30-В-360		15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	
		2	ПЛ30-В-360		15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	
Установленная мощность, всего		–	–		30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	
Раякоски ГЭС-6	ПАО «ТГК-1»												
		1	ПЛ30-В-382		14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	
		2	ПЛ30-В-382		14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	
		3	ПЛ30-В-382		14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	
Установленная мощность, всего		–	–		43,2	43,2	43,2	43,2	43,2	43,2	43,2	43,2	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Хевоскоски ГЭС-7	ПАО «ТГК-1»			-									
		1	ПЛ20/661-В-500		23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	
		2	ПЛ20/661-В-500		23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	
Установленная мощность, всего		-	-		47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	
Борисоглебская ГЭС-8	ПАО «ТГК-1»			-									
		1	ПЛ661-ВБ-500		28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	
		2	ПЛ661-ВБ-500		28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	
Установленная мощность, всего		-	-		56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	
Кумская ГЭС-9	ПАО «ТГК-1»			-									
		1	ПЛ577-ВБ450		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
		2	ПЛ577-ВБ450		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
Установленная мощность, всего		-	-		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
Иовская ГЭС-10	ПАО «ТГК-1»			-									
		1	KSVM-4600/34		48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	
		2	KSVM-4600/34		48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	
Установленная мощность, всего		-	-		96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	
Княжегубская ГЭС-11	ПАО «ТГК-1»			-									
		1	PO211-ВМ-410		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
		2	PO211-ВМ-410		36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	
		3	PO211-ВМ-410		36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	
		4	PO211-ВМ-410	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
Установленная мощность, всего		-	-		152,0	152,0	152,0	152,0	152,0	152,0	152,0	152,0	
Серебрянская ГЭС-16	ПАО «ТГК-1»			-									
		1	ПЛ80-В-360		52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	
		2	ПЛ80-В-360		52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	
		3	ПЛ80-В-360		52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	
Установленная мощность, всего		-	-		156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	
Серебрянская ГЭС-15	ПАО «ТГК-1»			-									
		1	ПЛ80-В-360		67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	
		2	ПЛ80-В-360		67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	
		3	ПЛ80-В-360		67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	
Установленная мощность, всего		-	-		201,0	201,0	201,0	201,0	201,0	201,0	201,0	201,0	
Верхне-Териберская ГЭС-18	ПАО «ТГК-1»			-									
		1	PO170/803-В-400		130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0
Установленная мощность, всего		-	-		130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	
Нижне-Териберская ГЭС-19	ПАО «ТГК-1»			-									
		2	ПЛ-40-В-430		24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9
Установленная мощность, всего		-	-		24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	
Кислогубская ПЭС	ПАО «РусГидро»			-									Отсоединение 01.02.2024
		-	ОГА-5		1,1								
Установленная мощность, всего		-	-		1,1								
Кольская АЭС	АО «Концерн Росэнергоатом»			Ядерное топливо									
		1, 2	ВВЭР-440 (2×К-220/44)		440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0
		3, 4	ВВЭР-440 (2×К-220/44)		440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0
		5, 6	ВВЭР-440 (2×К-220/44)		440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0
		7, 8	ВВЭР-440 (2×К-220/44)	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	
Установленная мощность, всего		-	-		1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Апатитская ТЭЦ	ПАО «ТГК-1»			Уголь, мазут									
		3	ПР-28-90/10/2,0		28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	
		4	ПР-28-90/10/2,0		28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	
		6	Р-21-90/8,0		21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	
		7	Т-85-90/2,5		85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	
		8	Р-68-90/2,5	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	
Мурманская ТЭЦ	ПАО «ТГК-1»			Мазут									
		3	Р-6-35/6		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		4	ПР-6-35/10/1,2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
ТЭЦ Ковдорского ГОК	АО «Ковдорский горно-обогатительный комбинат «АО МКХ «ЕвроХим»			Мазут									
		1	АР-4-3М		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		2	АР-4-3М		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
Кольская ВЭС	ООО «Кольская ВЭС»			–									
		1-57	G132-3,55 МВт		202,4	202,4	202,4	202,4	202,4	202,4	202,4	202,4	
Установленная мощность, всего		–	–	–	202,4	202,4	202,4	202,4	202,4	202,4	202,4	202,4	
ГЭС «Арктика»	ПАО «ТГК-1»			–									
		1	Гидротурбина вертикальная поворотная лопастная (код ГТП GVIE1714)					16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–				16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	

Примечание – ¹⁾ В соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172, поставщики мощности по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, заключенным по результатам отбора проектов, вправе изменить планируемое местонахождение генерирующего объекта. В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 20.05.2022 № 912 поставщик мощности по указанным договорам вправе до наступления даты начала поставки мощности осуществить отсрочку начала периода поставки мощности.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

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

Таблица Б.1 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории Мурманской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
1	Мурманской области	Мурманская область	Подключение ВЛ 330 кВ Мончегорск – Выходной (Л-406) в собственные ячейки на ПС 330 кВ Мончегорск и ПС 330 кВ Выходной с образованием второй цепи 330 кВ	ПАО «Россети»	330	км	4,2	–	–	–	–	–	–	4,2	2026	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	17537,28	17400,24
2	Мурманской области	Мурманская область	Создание на ПС 330 кВ Титан устройств: – АОПО ВЛ 150 кВ Титан – Главная № 1 (Л-207); – АОПО ВЛ 150 кВ Титан – Главная № 2 (Л-208)	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	43,00	42,52

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, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации, Министра энергетики Российской Федерации.