

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	5
1 Описание энергосистемы .....	6
1.1 Основные внешние электрические связи .....	6
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии .....	6
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей .....	7
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период .....	8
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде .....	10
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики .....	14
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	14
2.1.1 Энергорайон № 1, севернее контролируемого сечения Мончегорск – Оленегорск .....	14
2.1.2 Энергорайон № 2, севернее контролируемого сечения Кольская АЭС – Апатиты – Мончегорск .....	16
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 .....	18
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	18
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше .....	18
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 .....	18
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы .....	19
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	19
3.2 Прогноз потребления электрической энергии .....	23
3.3 Прогноз потребления электрической мощности .....	24
3.4 Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	25

4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы .....	28
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	28
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.....	30
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	33
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 (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.....	33
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	34
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	35
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	36
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	37
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	38
	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.....	41

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АЭС	–	атомная электростанция
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
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
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
ТЭС	–	тепловая электростанция

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Мурманской области за период 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Мурманской области на каждый год перспективного периода (2024–2029 годов).

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

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Мурманской области на период до 2029 года, в том числе:

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

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

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

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

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

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»	260,0
Кировский филиал АО «Апатит»	236,0
Филиал АО «РУСАЛ Урал» в г. Кандалакше «Объединенная компания РУСАЛ Кандалакшский алюминиевый завод («РУСАЛ КАНДАЛАКША»)	135,0
АО «Ковдорский ГОК»	111,0
Более 50 МВт	
АО «ОЛКОН»	66,0
ОАО «РЖД»	58,0
Более 10 МВт	
ООО «НОВАТЭК-Мурманск»	43,0
АО «СЗФК»	36,0

### 1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Мурманской области на 01.01.2023 составила 3829,4 МВт, в том числе: АЭС – 1760,0 МВт, ГЭС – 1617,0 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 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	3619,0	202,4	–	+8,0	–	3829,4
АЭС	1760,0	–	–	–	–	1760,0
ГЭС	1609,0	–	–	+8,0	–	1617,0
ТЭС	250,0	–	–	–	–	250,0
ВИЭ – всего	–	202,4	–	–	–	202,4
ВЭС	–	202,4	–	–	–	202,4

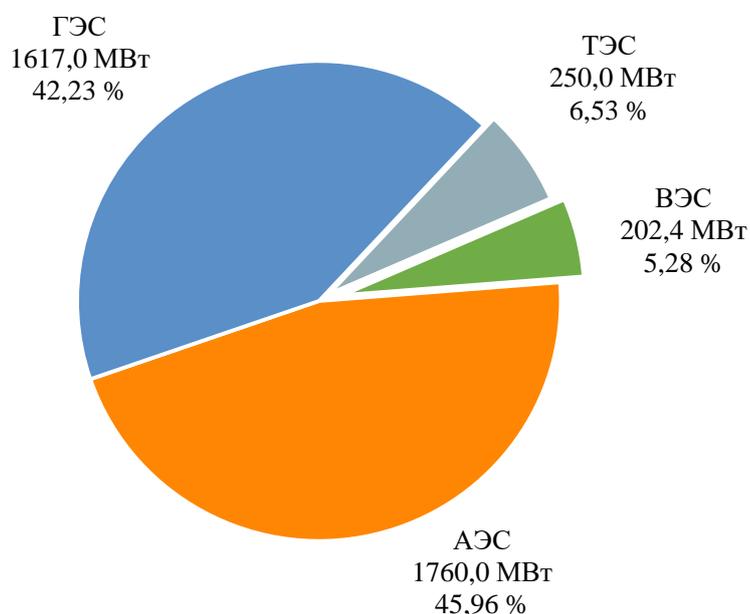


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Мурманской области по состоянию на 01.01.2023

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Мурманской области приведена в таблице 3 и на рисунках 2, 3.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Мурманской области

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	12534	12721	12383	11973	11998
Годовой темп прироста, %	-1,89	1,49	-2,66	-3,31	0,21
Максимум потребления мощности, МВт	1904	1874	1882	1874	1786
Годовой темп прироста, %	1,87	-1,58	0,43	-0,43	-4,70
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6583	6788	6580	6389	6718
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	24.01 13:00	04.02 20:00	29.01 17:00	08.12 17:00	04.02 18:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-24,0	-24,2	-24,3	-24,0	-19,3

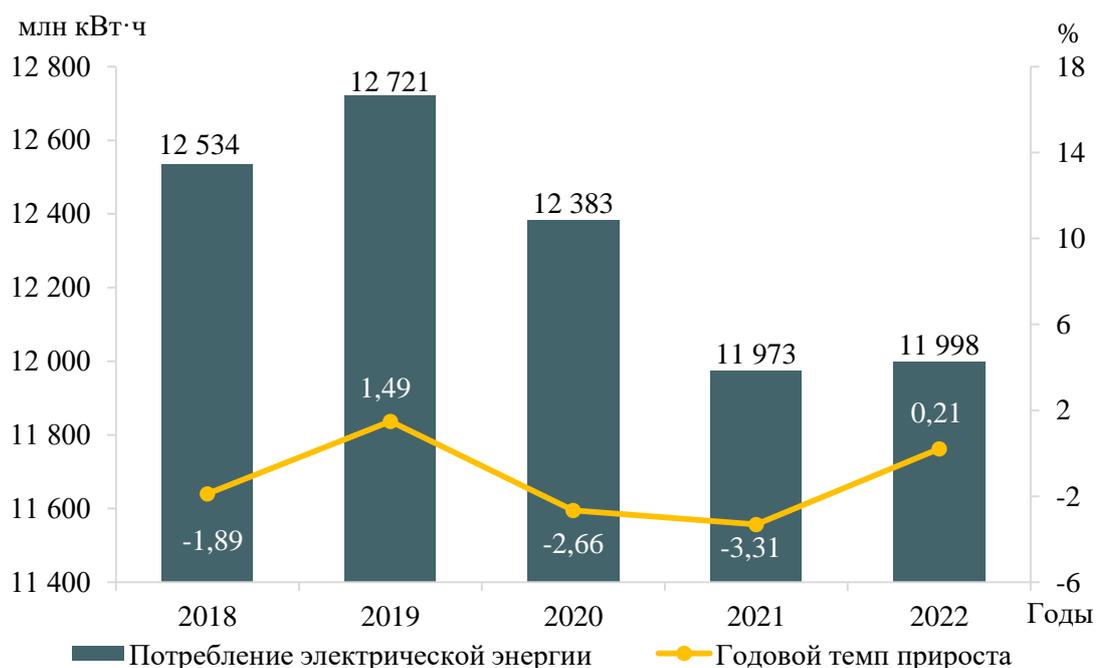


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Мурманской области и годовые темпы прироста

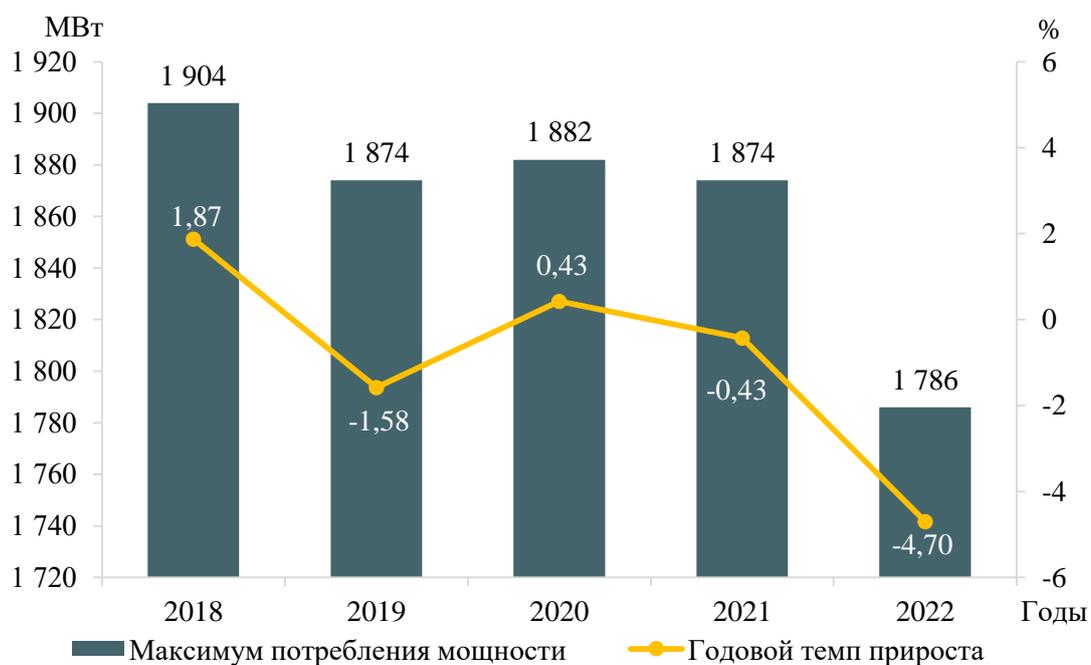


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Мурманской области и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Мурманской области снизилось на 777 млн кВт·ч и составило в 2022 году 11998 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста -1,25 %. 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 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Мурманской области снизился на 83 МВт и составил 1786 МВт, что соответствует отрицательному среднегодовому темпу прироста мощности 0,90 %. Следует отметить, что максимумы энергосистемы в первые четыре года проходили при практически одной и той же среднесуточной ТНВ на уровне -24,0 °С. В 2022 году среднесуточная ТНВ в день прохождения годового максимума была выше, что объясняет снижение максимума потребления мощности, поэтому основное изменение в потреблении мощности связано с режимом работы обрабатывающих предприятий.

Наибольший годовой прирост мощности составил 1,87 % в 2018 году; наибольшее снижение мощности имело отрицательное значение и составило 4,70 % в 2022 году.

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

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

## 1.5 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 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Мурманской области приведен в таблице 5.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	150 кВ	Строительство заходов ВЛ 150 кВ Княжегубская ГЭС-11 – Мончегорск 11А – Ковдор с отпайками (Л-152/189) на ПС 150 кВ Зашеек (ПС 88) протяженностью 0,52 км с образованием ВЛ 150 кВ Зашеек – Ковдор № 1 с отпайками (Л-189)	ПАО «Россети Северо-Запад»	2018	0,52 км
2	150 кВ	Строительство заходов ВЛ 150 кВ Княжегубская ГЭС-11 – Мончегорск 11А – Ковдор с отпайками (Л-152/189) на ПС 150 кВ Зашеек (ПС 88) протяженностью 0,2 км с образованием ВЛ 150 кВ Зашеек – Мончегорск № 2 с отпайкой на Кольскую АЭС (Л-152)	ПАО «Россети Северо-Запад»	2018	0,2 км
3	150 кВ	Строительство заходов ВЛ 150 кВ Княжегубская ГЭС-11 – Мончегорск 11А – Ковдор с отпайками (Л-152/189) на ПС 150 кВ Зашеек (ПС 88) протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 150 кВ Княжегубская ГЭС-11 – Зашеек (Л-239)	ПАО «Россети Северо-Запад»	2018	1,5 км
4	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
5	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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
6	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
7	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
8	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
9	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
10	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
11	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
12	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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
13	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
14	150 кВ	Строительство КЛ 150 кВ Снежногорск – Александровская № 1 протяженностью 1,32 км	ОАО «Оборонэнерго»	2020	1,32 км
15	150 кВ	Строительство КЛ 150 кВ Снежногорск – Александровская № 2 протяженностью 1,39 км	ОАО «Оборонэнерго»	2020	1,39 км
16	150 кВ	Строительство ВЛ 150 кВ Кольская ВЭС – Мурманская протяженностью 68,98 км	ООО «Энэл Рус Винд Кола»	2021	68,98 км
17	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
18	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Протоки – Дальняя № 1 протяженностью 23,478 км	ПАО «Россети Северо-Запад»	2022	23,478 км
19	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Протоки – Дальняя № 2 протяженностью 23,631 км	ПАО «Россети Северо-Запад»	2022	23,631 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	10 кВ	Реконструкция ПС 150 кВ Никель (ПС 20А) с установкой двух БСК 10 кВ мощностью 25 Мвар каждая	ПАО «Россети Северо-Запад»	2018	2×25 Мвар
2	150 кВ	Реконструкция РУ 150 кВ Княжегубской ГЭС-11 с заменой автотрансформатора 150/110/10 кВ мощностью 90 МВА на автотрансформатор 150/110/10 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети Северо-Запад»	2018	125 МВА
3	150 кВ	Строительство ПС 150 кВ Белокаменка с двумя трансформаторами 150/15 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «НОВАТЭК-Мурманск»	2018	2×63 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
4	330 кВ	Строительство ПС 330 кВ Мурманская с одним автотрансформатором 330/150/35 кВ мощностью 250 МВА	ПАО «Россети»	2019	250 МВА
5	150 кВ	Строительство ПС 150 кВ Александровская с двумя трансформаторами 150/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «Оборонэнерго»	2020	2×40 МВА
6	150 кВ	Строительство ПС 150 кВ Кулонга с двумя трансформаторами 150/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Северо-Запад»	2022	2×63 МВА

## **2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики**

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

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

– энергорайон № 1, севернее контролируемого сечения Мончегорск – Оленегорск;

– энергорайон № 2, севернее контролируемого сечения Кольская АЭС – Апатиты – Мончегорск.

#### **2.1.1 Энергорайон № 1, севернее контролируемого сечения Мончегорск – Оленегорск**

В таблице 6 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне № 1, севернее контролируемого сечения Мончегорск – Оленегорск.

Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона № 1, севернее контролируемого сечения Мончегорск – Оленегорск

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	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 6,6 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 25 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 Кольская АЭС – Апатиты – Мончегорск

В таблице 7 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне № 2, севернее контролируемого сечения Кольская АЭС – Апатиты – Мончегорск.

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона № 2, севернее контролируемого сечения Кольская АЭС – Апатиты – Мончегорск

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме<sup>1)</sup>, 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 67,85 МВт.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 67,85 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 67,85 МВт при ТНВ +17 °С; АОПО ВЛ 150 кВ Титан – Главная № 2 (Л-208) с действием на ОН в объеме не менее 67,85 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 – <sup>1)</sup> 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**

Предложения сетевых организаций по развитию электрических сетей 110 (150) кВ на территории Мурманской области, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, отсутствуют.

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

### **2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше**

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 2024–2029 годы**

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

В таблице 8 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Мурманской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 8 – 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							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
1	Комплекс перегрузки угля «Лавна» в морском порту Мурманск	ООО «Морской торговый порт «Лавна»	0,0	24,0	150	2023	ПС 150 кВ Порт Лавна
2	Дооборудование объектов причального фронта, объект «931» по шифру 2/46-358	Министерство обороны РФ	1,2	22,4	6	2023	ПС 150 кВ Александровская
3	Центр строительства крупнотоннажных морских сооружений. ПС 150 кВ Белокаменка	ООО «НОВАТЭК-Мурманск»	20,5	21,5	150	2023	ПС 150 кВ Белокаменка
4	Мурманск – Петрозаводск, строительство вторых железнодорожных путей общего пользования. Второй путь на участке Тайбола – Пулозеро Октябрьской железной дороги	ОАО «РЖД»	0,0	20,5	110	2024	ПС 110 кВ Тайбола (ПС 10)
5	Увеличение мощности ПС 150 кВ Восточный (ПС 76)	Кировский филиал АО «Апатит»	0,0	19,0	150	2023	ПС 150 кВ Восточный (ПС 76)

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
6	Мурманск – Петрозаводск, строительство вторых железнодорожных путей общего пользования. Удлинение приемо-отправочных путей на станции Апатиты Октябрьской железной дороги	ОАО «РЖД»	0,0	18,6	110	2024	ПС 110 кВ Апатиты 14 (ПС 14)
7	ЭПУ земельного участка с кад.№51:02:0060101:39	ООО «ОКТАВА»	0	14,5	6	2024	ПС 110 кВ Умбозеро (ПС 32)
8	Комплексное развитие Мурманского транспортного узла. Тяговая подстанция станции «Лавна»	ФКУ «Ространсмодернизация»	0,0	12,8	150	2023	ПС 150 кВ Лавна-тяговая
9	Мурманск – Петрозаводск, строительство вторых железнодорожных путей общего пользования. Второй путь на участке Оленегорск – Куна Октябрьской железной дороги	ОАО «РЖД»	0,0	11,5	110	2025	ПС 110 кВ Оленегорск 12 (ПС 12)
10	ГПП 110/10 кВ для электроснабжения технической позиции объекта 7350	Министерство обороны РФ	0,0	10,3	110	2023	ПС 110 кВ Дальняя
11	ГОК Олений ручей	ЗАО «Северо-Западная Фосфорная Компания»	0,0	10,0	150	2023	ПС 150 кВ Олений ручей

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Инвестиционные проекты по информации от исполнительных органов субъектов РФ							
12	Завод по производству сжиженного природного газа	ООО «НОВАТЭК-Мурманск»	0,0	900,0	Не определено	2028–2029	Не определено

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Мурманской области на период 2024–2029 годов представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Мурманской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	11820	12390	12607	12655	12659	13139	15164
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	570	217	48	4	480	2025
Годовой темп прироста, %	–	4,82	1,75	0,38	0,03	3,79	15,41

Потребление электрической энергии по энергосистеме Мурманской области прогнозируется на уровне 15164 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 3,40 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2029 году и составит 2025 млн кВт·ч или 15,41 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2027 году и составит 4 млн кВт·ч или 0,03 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Мурманской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенных в таблице 8.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Мурманской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.

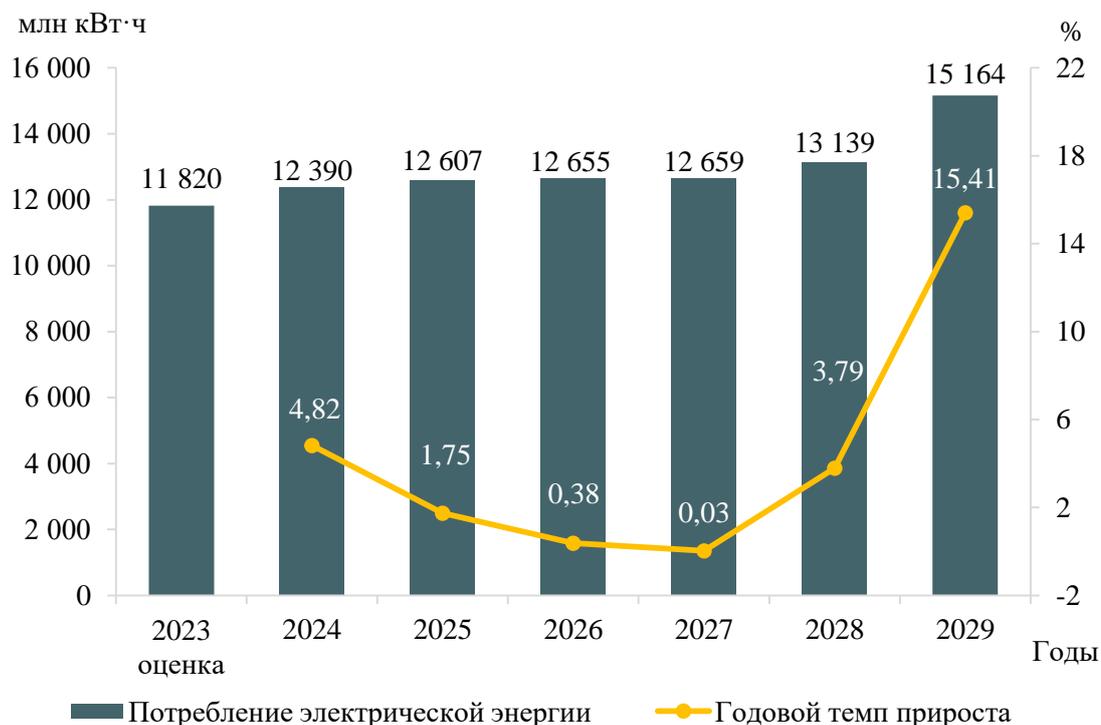


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Мурманской области и годовые темпы прироста

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

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

### 3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Мурманской области на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Мурманской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1750	1890	1877	1875	1881	2264	2570
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	140	-13	-2	6	383	306
Годовой темп прироста, %	–	8,00	-0,69	-0,11	0,32	20,36	13,52

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6754	6556	6717	6749	6730	5803	5900

Максимум потребления мощности энергосистемы Мурманской области к 2029 году прогнозируется на уровне 2570 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 5,34 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2028 году и составит 383 МВт или 20,36 %, что обусловлено планируемым вводом объектов промышленного производства, наибольшее снижение мощности ожидается в 2025 году и составит 13 МВт или 0,69 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период ожидается плотным. Однако, в 2028 и 2029 годах число часов использования максимума снизится и к 2029 году составит 5900 ч/год, что объясняется вводом крупного потребителя в конце календарного года.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Мурманской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

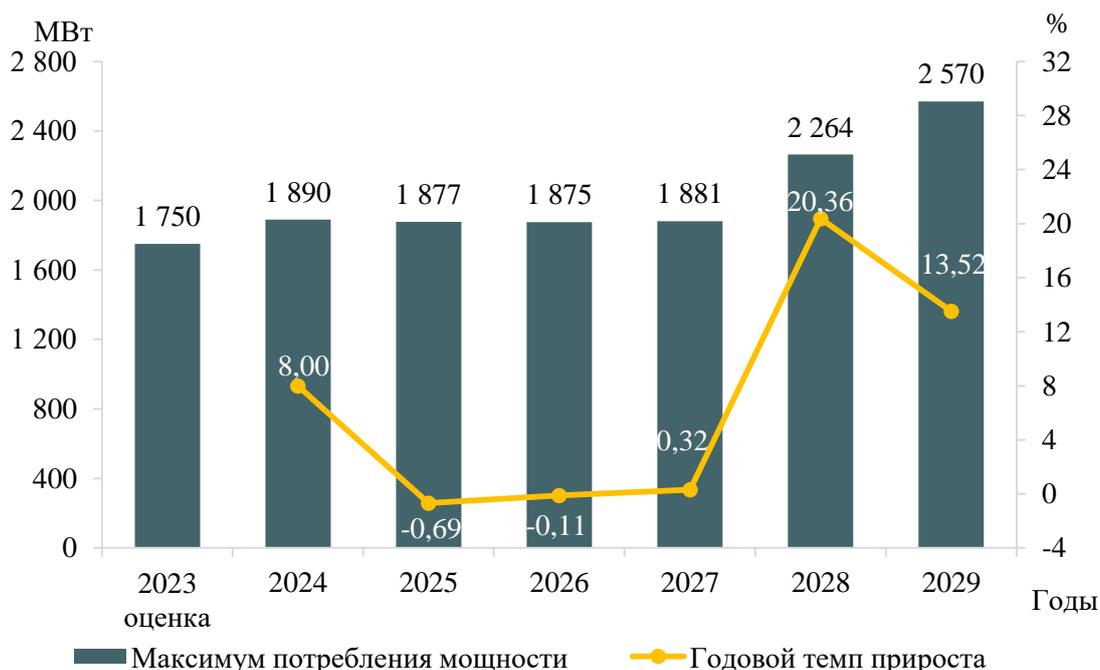


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Мурманской области и годовые темпы прироста

### 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 2024–2029 годов предусматриваются в объеме 16,5 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Мурманской области в 2023 году и в период 2024–2029 годов представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Мурманской области, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024– 2029 гг.
Всего	–	–	–	16,5	–	–	–	16,5
ГЭС	–	–	–	16,5	–	–	–	16,5

В энергосистеме Мурманской области в период 2024–2029 годов на малых ГЭС предполагается ввод в эксплуатацию генерирующих мощностей в объеме 16,5 МВт.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Мурманской области в период 2024–2029 годов в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования предусматривается в объеме 8 МВт на Верхне-Тулумской ГЭС-12.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Мурманской области в 2029 году составит 3853,9 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Мурманской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Мурманской области представлена в таблице 12. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Мурманской области представлена на рисунке 6.

Таблица 12 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Мурманской области, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Всего	3829,4	3837,4	3837,4	3853,9	3853,9	3853,9	3853,9
АЭС	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0
ГЭС	1617,0	1625,0	1625,0	1641,5	1641,5	1641,5	1641,5
ТЭС	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0
ВИЭ – всего	202,4	202,4	202,4	202,4	202,4	202,4	202,4
ВЭС	202,4	202,4	202,4	202,4	202,4	202,4	202,4

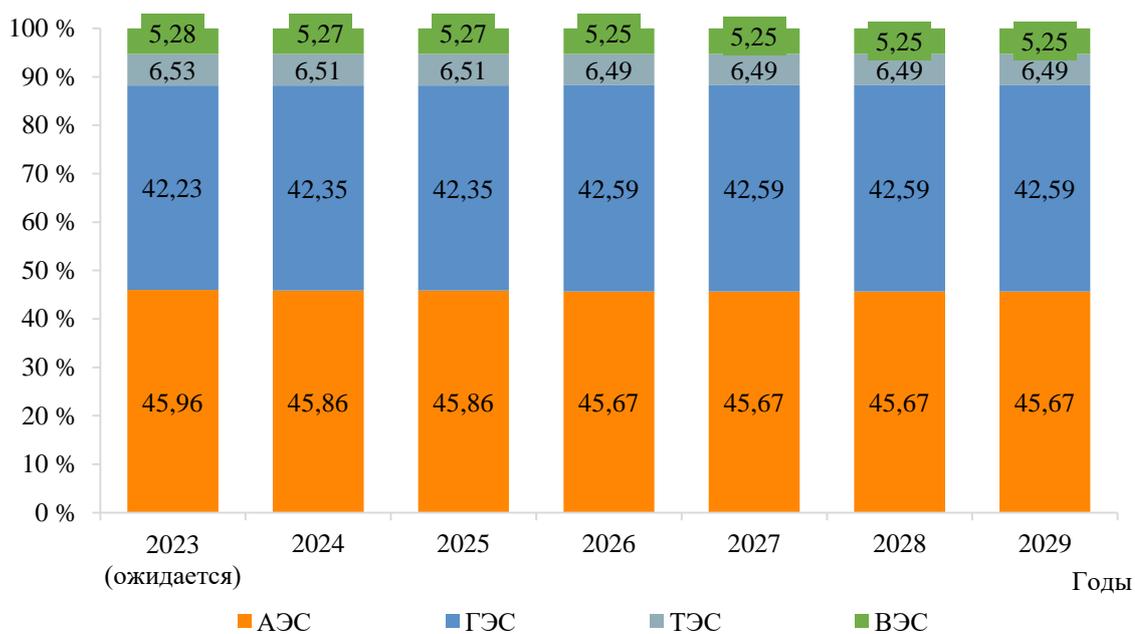


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Мурманской области

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 2024–2029 годы**

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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 13.

Таблица 13 – 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	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
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	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
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 14 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 14 – 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	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Реконструкция ВЛ 150 кВ Выходной – Белокаменка с отпайками (Л-219) на участке от ПС 330 кВ Выходной до отпайки на ПС 150 кВ Снежная (ПС 89) ориентировочной протяженностью 3 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северо-Запад»	150	км	3	–	–	–	–	–	–	3	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «НОВАТЭК-Мурманск», ООО «Морской порт «Лавна»	ООО «НОВАТЭК-Мурманск»	–	42
														ООО «Морской торговый порт «Лавна»	–	24
2	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 ФГБУ «Морская спасательная служба», ФКУ «Ространс-модернизация», АО «МАГЭ», ТСН «Завидное»	ФГБУ «Морская спасательная служба»	–	2,5
														ФКУ «Ространс-модернизация»	–	8,5
														АО «МАГЭ»	–	1,0
														ТСН «Завидное»	–	1,02
3	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 «Ространс-модернизация»	ФКУ «Ространс-модернизация»	–	8,5
4	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				
5	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				
6	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				
7	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				
8	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Куна – Оленегорский 12 с отпайкой на ПС Комсомольский (Л-110) на новую ПС 110 кВ	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	км	–	2×0,18	–	–	–	–	–	0,36				
9	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	–	10,3

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
10	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 «Ространс-модернизация»	ФКУ «Ространс-модернизация»	–	12,772
11	Строительство двух ЛЭП 150 кВ Мурманская – Лавна-тяговая ориентировочной протяженностью 31,5 км каждая	АО «МОЭСК»	150	км	2×31,5	–	–	–	–	–	–	63				
12	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 0,671 км	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	км	–	–	–	0,671	–	–	–	0,671	Обеспечение выдачи мощности электростанции ГЭС Арктика	ПАО «ТГК-1»	–	16,5
13	Реконструкция ПС 150 кВ Восточный (ПС 76) с заменой трансформаторов Т-1 150/35/6 кВ и Т-2 150/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 150/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Апатит»	150	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Апатит»	АО «Апатит»	–	19

#### **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 для обеспечения 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 ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) 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 проектов 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 проектов представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию проектов определены на основании:

1) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 16.12.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденных приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2021 № 35@.

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

## **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 2029 году в объеме 15164 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 3,40 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Мурманской области к 2029 году увеличится и составит 2570 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 5,34 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Мурманской области в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 5803–6749 ч/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Мурманской области в период 2024–2029 годов предусматриваются в объеме 16,5 МВт.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Мурманской области в период 2024–2029 годов в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования предусматривается в объеме 8 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций Мурманской области в 2029 году составит 3853,9 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 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 75,951 км, трансформаторной мощности 144,6 МВА.

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2029 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					01.01.2023								
					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	ПЛ646-ВМ-420		67,0	67,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	Модернизация в 2024 г.
		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		–	–		292,0	292,0	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	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	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	
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	
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	
Установленная мощность, всего		-	-		24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	
Кислогубская ПЭС	ПАО «РусГидро»			-									
		-	ОГА-5		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
Установленная мощность, всего		-	-		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	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	
		3, 4	ВВЭР-440 (2×К-220/44)		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	
		7, 8	ВВЭР-440 (2×К-220/44)		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	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	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	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	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	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	4,0	
		2	АР-4-3М		4,0	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	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 поворотной лопастная (код ГТП GVIE1714)						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		

**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 <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
1	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	2025 <sup>3)</sup>	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	8201,90	8077,59
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 <sup>3)</sup>	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	26,84	25,95

**Примечания**

1 <sup>1)</sup> Необходимый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации, обеспечение нормативного уровня балансовой надежности в зонах надежности или предусмотренных в государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России и на момент утверждения СиПР ЭЭС России не реализовано, то в качестве необходимого указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

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

3 <sup>3)</sup> 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.